

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA
PARA CONTROLE DO PERFIL DE TENSÃO EM REGIME
PERMANENTE EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Mateus Andrade Marques de Lima

UBERLÂNDIA - MG

2019

Mateus Andrade Marques de Lima

**UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA PARA
NIVELAMENTO DE CARGAS POR CONTROLE DO PERFIL DE TENSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Dinâmica de Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Caixeta Guimarães

Coorientador: Prof. Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro

UBERLÂNDIA - MG

2019

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

L732 Lima, Mateus Andrade Marques de, 1992-
2019 UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA PARA
NIVELAMENTO DE CARGAS POR CONTROLE DO PERFIL DE TENSÃO
[recurso eletrônico] / Mateus Andrade Marques de Lima. - 2019.

Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.
Coorientador: Raul Vitor Arantes Monteiro.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.di.2019.2287>
Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica. I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1954-,
(Orient.). II. Monteiro, Raul Vitor Arantes, 1987-, (Coorient.). III.
Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em
Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

MATEUS ANDRADE MARQUES DE LIMA

**UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA PARA
CONTROLE DO PERFIL DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE EM REDES
ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título
de Mestre em Ciências.**

Comissão Examinadora:

Prof. PhD Geraldo Caixeta Guimarães

(Orientador – UFU)

Prof. Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro

(Coorientador – UFMT)

Prof. Dr. Ivan Nunes Santos

(Examinador – UFU)

Prof. Dr. Fabrício Augusto Matheus Moura

(Examinador – UFTM)

UBERLÂNDIA - MG

08 de Agosto de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

ATA DE DEFESA

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 715, COPEL.				
Data:	08/08/2019	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	16:20
Matrícula do Discente:	11712EEL010				
Nome do Discente:	Mateus Andrade Marques de Lima				
Título do Trabalho:	Utilização de sistemas armazenadores de energia para controle do perfil de tensão em regime permanente em redes elétricas de distribuição				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Dinâmicas de sistemas elétricos				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Uso de armazenadores de energia para nivelamento de carga por meio de controle do perfil de tensão . Agência Financiadora. Início: 2017. Término: em andamento. No. do Projeto na agência: __ Professor Coordenador: Geraldo Caixeta Guimarães				

Reuniu-se no Anfiteatro 1E da Faculdade de Engenharia Elétrica, Campus Santa Mônica, da Universidade Federal de Uberlândia, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Raul Vitor Arantes Monteiro - UFMT; Fabrício Augusto Matheus Moura - UFTM; Ivan Nunes Santos - UFU; Geraldo Caixeta Guimarães - UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Geraldo Caixeta, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de [Mestre](#).

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Geraldo Caixeta Guimarães, Professor(a) do Magistério Superior**, em 08/08/2019, às 16:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 09/08/2019, às 11:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **RAUL VITOR ARANTES MONTEIRO, Usuário Externo**, em 09/08/2019, às 11:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Augusto Matheus Moura, Usuário Externo**, em 16/08/2019, às 14:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1356180** e o código CRC **78DAA5D7**.

*Dedico este trabalho a minha esposa
Débora e meus familiares pelo imenso e
incondicional apoio durante esta etapa
que se finda com esta dissertação.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, pela vida e pela oportunidade de desenvolver este trabalho tão importante para a minha formação profissional.

Agradeço a minha esposa Débora pelo apoio e amor incondicionais e pela presença durante toda a caminhada que se iniciou desde 2011 na nossa graduação nunca medindo esforços para me ajudar nos momentos importantes.

Meu muito obrigado aos meus familiares por todo o suporte, em especial a minha mãe, tias Marta e Mônica e minha avó, por todo apoio e torcida desde sempre.

Ao meu sócio e grande amigo Rodrigo, agradeço os conselhos, as oportunidades profissionais e a grande bagagem técnica por ele oferecida.

Ao meu amigo Arthur, pela paciência, apoio, e auxílio em todos os momentos.

Aos meus colegas de laboratório pelas dicas e orientações.

Ao meu orientador, professor Dr. Geraldo Caixeta Guimarães, pela oportunidade de realizar este trabalho, pelo suporte e orientação a todo o momento.

Ao meu coorientador, professor Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro, pela disponibilidade em me coorientar nesta pesquisa, por todo o suporte, auxílio com material e presença durante todas as etapas deste trabalho.

Agradeço, por fim, à Pós-graduação da Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia pela oportunidade e a FAPEMIG pelo incentivo financeiro.

*“Nenhuma grande descoberta foi feita
jamais sem um palpite ousado .”*

Sir Isaac Newton

RESUMO

Este trabalho visou realizar um estudo para análise do desempenho de um sistema de armazenamento de energia, por meio de baterias de ion-Li, para o nivelamento de carga em uma rede de distribuição de energia elétrica. Para tal, foi utilizada a ferramenta Simulink, do software MATLAB, versão 2016a. O estudo em questão elaborou o controle do chaveamento do banco de baterias por meio do controle do nível de tensão da rede, sendo os limites mínimo e máximo norteados pelo Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Tal estudo propiciou uma metodologia para a análise do problema, escolha da tecnologia armazenadora mais viável considerando fatores técnico-econômicos e, por fim, dimensionamento da capacidade do banco de baterias utilizado. A fim de prolongar a vida útil do sistema uma lógica para a limitação da taxa de descarga da bateria de lítio foi utilizada, bem como o monitoramento do estado de carga – SOC da bateria. Para o despacho da energia gerada pela bateria, foi utilizado um inversor de tensão de dois níveis. Para controle do despacho de energia, foi utilizado um conversor CC/CC baseado na topologia Boost, sendo seu controle baseado nos preceitos acima citados de limitação de corrente de descarga e análise do estado de carga da bateria.

Para a recarga da bateria, foi utilizado um conversor CA/CC do tipo retificador de 6 pulsos controlado a tiristores, com seu controle de carga sendo realizado por meio de uma malha de comando ligada ao conversor CC/CC tipo *Buck*.

Para a análise do arranjo acima foi utilizado o sistema de teste de distribuição 13 barras modificado do *Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE*.

Palavras-chave: Sistemas Armazenadores de Energia, Ion-Lítium, Nivelamento de Carga, Controle de Tensão, Redes de Distribuição de Energia Elétrica, Simulação.

ABSTRACT

This work aims to implement a study for the analysis of a performance of an energy storage system using Li-ion battery. For this, a tool of the software MATLAB, version 2016a, Simulink was used. The study mentioned elaborates a switching control of the battery system using a voltage level control of the grid, using the high and low limits disposed on Módulo 8 of Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, from Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. The study provides a methodology for the analysis of the problem, the choice of the most interesting technology, considering the technical and economical factors and the bank capacity sizing. In order to extend the lifetime of the battery, a strategy to limit the discharge current was implemented and also the monitoring of the State of Charge – SoC of the battery. To dispatch the energy stored in the battery, a two level voltage converter was used for it. Also, a DC/DC converter based on the *Boost* converter topology was used, its control was based on the information described above.

To control the recharge of the bank – battery, a AC/DC converter based on controlled 6-pulse rectifier with Thyristors was used, with its charge control made with a control command connected to a DC/DC converter using *Buck* topology

For the analysis of the arrange developed the 13 bus bar distribution test feeder of Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE will be used.

Keywords: Energy Storage Systems, Ion-Litium, Load Leveling, Voltage Control, Electrical Distribution Networks, Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo de um sistema <i>Flywheel</i>	22
Figura 2 – Aspectos construtivos do supercapacitor	24
Figura 3 - Partes constituintes do sistema SMES	25
Figura 4 - Princípio de funcionamento <i>pumped hydroelectric storage – PHS</i>	27
Figura 5 -Sistema de armazenamento por ar comprimido.....	28
Figura 6 - Bateria de chumbo ácido selada.....	30
Figura 7 - Bateria de NiMH.....	31
Figura 8 - Esquema de constituição da bateria de NaS	32
Figura 9 - Constituição da bateria de fluxo	34
Figura 10 - Esquema básico da bateria de íons de lítio	35
Figura 11 - Curva de Suportabilidade mecânica de turbogeradores.....	38
Figura 12 – Projeto ARES em funcionamento	39
Figura 13 – <i>Peak Shaving</i> via gerador.....	41
Figura 14 - Conversor CC/CC <i>Chopper</i>	43
Figura 15 - Topologia Conversor Buck	45
Figura 16 - Conversor Buck em operação chave fechada	45
Figura 17 – Circuito equivalente conversor Buck para chave aberta	46
Figura 18 - Topologia do Conversor <i>Boost</i>	48
Figura 19 - Circuito <i>Boost</i> em operação com a chave fechada.....	48
Figura 20 - Circuito <i>Boost</i> em operação com a chave aberta	49
Figura 21 – Retificadores não controlado e controlado.....	51
Figura 22 - Topologia de inversor com transformador.....	53
Figura 23 - Topologia do inversor <i>H-bridge</i>	54
Figura 24 - Conversor meia ponte com topologia NPC	55
Figura 25 - Sistema IEEE 13 barras	63
Figura 26 – Sistema 13 Barras no <i>Simulink</i>	64
Figura 27 - Sistema IEEE 13 Barras modificado.....	66
Figura 28 – Sistema de Carga dinâmica	67
Figura 29 - Parametrização da Bateria no <i>Simulink</i>	70
Figura 30 - Conversor CC/CC <i>full-bridge</i>	71
Figura 31 - Topologia de Controle de disparo do inversor.....	71
Figura 32 - Diagrama do circuito de descarga do armazenador.	73

Figura 33 - Conversor <i>Boost</i>	73
Figura 34 - Circuito Lógico para comando do conversor <i>Boost</i>	74
Figura 35 – Filtro LCL	76
Figura 36 – Retificador de 6 pulsos controlado.....	77
Figura 37 – Bloco do circuito de disparo do retificador	77
Figura 38 – Malha de Comando de disparo do retificador	77
Figura 39 – Parâmetros de Configuração bloco <i>Relay1</i>	78
Figura 40 – Conversor <i>Buck</i>	79
Figura 41 – Sistema para descarga da bateria.....	80
Figura 42 – Sistema de carga e descarga da bateria completo	80
Figura 43 – Tensão na fase A da barra 671 caso 1	82
Figura 44 – Tensão na fase B da barra 671 caso 1	82
Figura 45 – Tensão na fase C da barra 671 caso 1	83
Figura 46 – Tensão na fase A da barra 671 com armazenamento de energia caso 1 ...	83
Figura 47 – Tensão na Fase B da barra 671 com armazenamento de energia caso 1...	84
Figura 48 – Tensão na fase C da barra 671 com armazenador caso 1	84
Figura 49 – SoC da bateria para caso 1	85
Figura 50 – Corrente de recarga da bateria para o caso 1.....	86
Figura 51 – Tensão do arranjo de baterias para o caso 1	86
Figura 52 – Carga de demanda variável	88
Figura 53 – Curva de Demanda da carga da barra 680.....	89
Figura 54 – Tensão RMS na fase A da barra 671 para o caso 2.....	90
Figura 55 – Tensão RMS na fase B da barra 671 para o caso 2	90
Figura 56 – Tensão RMS na fase C da barra 671	91
Figura 57 – Tensão na fase A da barra 671 para o caso 2 com armazenador.....	92
Figura 58 – Tensão na fase B da barra 671 para o caso 2 com armazenador.....	92
Figura 59 – Tensão na fase C da barra 671 para o caso 2 com armazenador.....	93
Figura 60 – Estado de carga da bateria para o caso 2.....	94
Figura 61 – Corrente da bateria em Ah para o caso 2.....	94
Figura 62 – Tensão do arranjo de baterias para o caso 2.....	95
Figura 63 – Curva de descarga da bateria.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Projetos existentes de armazenamento de energia na rede	17
Tabela 2 - Resumo das características das tecnologias de baterias	37
Tabela 3 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de tensão IEEE 1547	58
Tabela 4 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de tensão IEC 61727	58
Tabela 5 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de frequência IEEE	59
Tabela 6 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de frequência IEC 59	59
Tabela 7 – Condições de reconexão do inversor de acordo com a norma IEEE 1547	59
Tabela 8 - Tempo de reconexão do inversor de acordo com a norma IEC 61727.....	59
Tabela 9 – Características elétricas da bateria	69
Tabela 10 – Tensões RMS nas barras para o caso 1	81
Tabela 11 – Comparativo de tensão antes e após a conexão do armazenamento de energia caso 1	85
Tabela 12 – Distorção Harmônica na fase A da barra 671 para o caso 1	87
Tabela 13 – Valores de Tensão na barra 671 para o caso 2.....	89
Tabela 14 - Comparativo de tensão antes e após a conexão do armazenamento de energia caso 2	93
Tabela 15 – Distorção harmônica na fase C para a o caso 2	95

LISTA DE ABREVIATURAS

FEELT – *Faculdade de Engenharia Elétrica*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

ANEEL – *Agência Nacional de Energia Elétrica*

PRODIST – *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional de Energia*

CAES – *Compressed Air System Energy Storage*

UFU – *Universidade Federal de Uberlândia*

CBPE – *Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*

DOE – *Department of Energy of United States*

MOSFET – *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

UNFCC – *United Nations for Climate Change*

IEC – *International Electrotechnical Commission*

SOC – *State of Charge*

UPS – *Uninterruptable Power Source*

SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*

PLL – *Phase Locked Loop*

FLL – *Frequency Locked Loop*

Pu – *por unidade*

PWM - *Pulse Width Modulation*

ESS – *Energy Storage Systems*

SUMÁRIO

Capítulo 1. Introdução.....	16
1.1 Considerações iniciais.....	16
1.2 Motivação.....	17
1.3 Objetivos	19
1.3.1 Objetivo geral.....	19
1.3.2 Objetivo específico.....	19
1.3.3 Organização do trabalho.....	19
Capítulo 2. Estado da arte	21
2.1 Introdução	21
2.2 Sistemas armazenadores de energia	21
2.2.1 Armazenamento de energia por inércia mecânica (Flywheel)	21
2.2.2 Supercapacitores.....	23
2.2.3 Armazenador de energia tipo supercondutor magnético (SMES)	25
2.2.4 Sistema de Armazenamento de Energia por Bombeamento de Água	26
2.2.5 Sistema de armazenamento de energia por ar comprimido - CAES	27
2.2.6 Baterias.....	28
2.2.6.1 Baterias de chumbo-ácido	29
2.2.6.2 Bateria de níquel e hidreto metálico (NiMH).....	30
2.2.6.3 Bateria de sulfato de sódio (Bateria de sal fundido).....	31
2.2.6.4 Bateria de fluxo	33
2.2.6.5 Bateria de íons de lítio.....	35
2.2.6.6 Comparativo entre as tecnologias.....	36
2.2.7 Aplicações de armazenadores de energia em redes de distribuição e transmissão.....	37
2.2.7.1 Regulação de frequência	37
2.2.7.2 Redução de Intermitência em fontes renováveis	39
2.2.7.3 Nivelamento de Carga (Load Leveling).....	40
2.2.7.4 Achatamento de Pico (Peak Shaving ou Phase Shifting).....	40
2.2.7.5 Controle de variações de tensão	42

2.3	Dispositivos para acoplamento à rede dos armazenadores de energia	43
2.3.1	Conversores CC/CC	43
2.3.1.1	Conversor Buck ou abaixador de tensão	45
2.3.1.2	Conversor Boost ou elevador de tensão	47
2.3.2	Conversores CA/CC	50
2.3.3	Conversores CC/CA ou inversores de tensão.....	52
2.3.3.1	Inversor ponte-H.....	54
2.3.3.2	Inversor NPC.....	55
2.3.4	Normativas para conexão de fontes geradoras à rede de distribuição.....	56
2.3.4.1	IEEE 1547-1	57
2.3.4.2	IEC 61727 e IEC 62116	57
2.3.4.3	Desconexão por condições de rede anormais.....	58
2.3.5	Metodologias de sincronização com a rede.....	59
Capítulo 3. Modelagem computacional e resultados		61
3.1	Introdução	61
3.2	Metodologia	61
3.3	Sistema IEEE 13 barras.....	62
3.3.1	Sistema IEEE 13 barras modificado.....	64
3.3.2	Escolha do Armazenador de Energia	68
3.4	Modelagem Computacional	70
3.4.1	Ciclo de descarga	70
3.4.2	Ciclo de Recarga	76
3.5	Resultados e discussões.....	80
Capítulo 4. Conclusões.....		97
4.1	Considerações Gerais.....	97
4.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	98
Referências Bibliográficas		100
ANEXOS		108

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

Sistemas armazenadores de energia representam uma das mais antigas e maduras tecnologias envolvendo o uso de eletricidade. Um dos primeiros usos de armazenamento de energia se deu por meio do uso das pilhas, utilizando reações químicas (reversíveis ou não) para produção de eletricidade. Este fenômeno foi primeiramente observado pelo anatomista Luigi Galvani em 1786, sendo posteriormente melhor interpretado e transformado na primeira bateria funcional em meados de 1800 pelo físico Alessandro Volta, sendo criada a pilha galvânica ou pilha de Volta (FOGAÇA, 2018).

Até meados da última década, o uso de sistemas armazenadores de energia, sejam eles baterias, capacitores eletrolíticos, reservas por bombeamento de água entre outros, é feito apenas em aplicações de reduzida escala, ou ainda em situações bastante específicas.

Porém, com a crescente presença do uso de fontes limpas de energia, como a fotovoltaica e a eólica, que possuem como característica marcante sua intermitência (ERBER, 2016), e também a necessidade de maior flexibilidade no uso da energia gerada tanto por estas fontes como pelo sistema como um todo, aliado ao crescente desenvolvimento tecnológico, têm-se criado um ambiente propício para a utilização de sistemas capazes de armazenar a energia para sua posterior utilização (ZHANG et al., 2017).

Por este motivo, é possível observar o grande crescimento em vários países do mundo, no ramo de pesquisa e desenvolvimento de sistemas armazenadores de energia para aplicação em grande escala nas redes de distribuição e transmissão. Frequentemente os órgãos de regulação de energia de cada país, tem liberado análises sobre a viabilidade técnica e financeira das várias tecnologias de armazenamento, conforme apresentado em (DOE, 2013).

Um exemplo de aplicações com armazenadores de energia em grande escala pode ser visualizado na Tabela 1.

Tabela 1 – Projetos existentes de armazenamento de energia na rede

País	Potência	Projeto	Outros problemas	Aplicações
Itália	75 MW	- 51 MW de armazenamento comissionados; - 24 MW adicionais financiados.	- A Itália possui sua capacidade de recebimento de energias renováveis no limite devido a problemas de confiabilidade.	- 35MW serão de bateria de Sódio para longa duração de descarga - A potência adicional é focada em regulação de frequência e melhoria da confiabilidade da rede
Japão	30 MW	- Instalações que totalizam 30 MW de baterias de íons de Lítio já foram aprovadas.	- Possibilidade de redução do uso da planta nuclear; - Elevada instalação de fontes intermitentes: 9.4 GW de planta fotovoltaica instalada em 2013.	- Inicialmente instalação de baterias de Íons de Lítio.
Coréia do Sul	154 MW	- 54 MW de bateria de Lítio; - 100 MW de CAES;	- Problemas regulatórios significantes em virtude da planta nuclear	- Confiabilidade e UPS.

Fonte: Adaptado de DOE (2013).

Tal interesse no uso destes sistemas, pode ser observado também no Brasil, devido à recente chamada para programas de Pesquisa e Desenvolvimento, para a análise das tecnologias de armazenamento de energia (ANEEL – site de chamada de trabalhos, 2017).

1.2 Motivação

Com o exponencial crescimento do desenvolvimento tecnológico vivido pela humanidade, existe também um grande aumento da dependência das fontes de energia por parte da sociedade moderna.

Não somente a busca por um maior fornecimento de energia tem ocorrido, mas também a crescente busca pelo acesso à energia de forma limpa e adaptável aos momentos de maior necessidade.

A preocupação pela chamada Energia Limpa pode ser percebida em função da reunião ocorrida em Novembro de 2015, conhecida como COP-21. Nesta, foi assinado o Acordo de Paris, no qual eram estabelecidos novos parâmetros e metas para redução da emissão de gases contribuintes ao efeito estufa (UNFCCC, 2015).

Devido a esta preocupação, percebe-se a crescente utilização das fontes renováveis, com especial destaque às fontes solares e eólicas. Porém, tais fontes são conhecidas por sua intermitência, que muitas vezes, não coincide com os picos de consumo de energia do sistema elétrico (ERBER, 2016).

Em virtude desta intermitência, houve o aumento nas buscas por artifícios que pudessem tornar possível a maleabilização do uso de tais recursos energéticos de modo a reduzir ou anular tal intermitência. Neste contexto, ressurgiram as pesquisas por tecnologias capazes de armazenar energia elétrica, desde as mais conhecidas e maduras, como os bancos de baterias, até tecnologias mais modernas e arrojadas, como os supercapacitores e o armazenamento por supercondutores (MONTEIRO, 2017).

Cada uma destas tecnologias possui seus aspectos positivos e negativos, desde características de funcionamento (tempo de descarga, capacidade de armazenamento entre outros), até custo de instalação por Wh (*Watt-hora*) armazenado.

Estes fatores as tornarão mais ou menos interessantes em função da aplicação desejada, por isso se faz importante compreender que as soluções envolvendo tais sistemas não podem ser consideradas como uma aplicação do tipo *one size fits all* (ANEKE et al, 2016).

Dentro das diversas aplicações no sistema elétrico, no âmbito da transmissão e distribuição de energia, pode-se elencar diversas aplicações de virtuosos ganhos para o sistema, tais como: nivelamento de carga, corte de pico, redução de problemas da qualidade de energia (variações de tensão de curta duração, regulação de frequência), geração de reativos, redução da intermitência das fontes renováveis (ABB, 2012).

Desta forma, este trabalho buscou apresentar de forma objetiva, o estado da arte atual dos armazenadores de energia, elencando suas qualidades e fragilidades, bem como ilustrar as principais aplicações, no âmbito da distribuição de energia elétrica. Por fim, aliando todas estas informações, foi elaborada uma rotina para determinação da situação-problema por meio da análise do sistema escolhido (sistema IEEE 13 barras) e de suas características para

escolher aquela tecnologia que mais se adequa à necessidade que se deseja sanar. O autor do trabalho, optou por realizar o desenvolvimento de um sistema computacional para realização de nivelamento de carga, por julgar, dentro os problemas que serão abordados nos próximos tópicos, ser aquele de maior importância e com o maior leque de possibilidades de aplicação. Não foram utilizadas topologias de controle pré-existentes, por se julgar que cada situação a ser analisada, exige um controle adaptativo as suas características de modo que o sistema possa sempre operar de modo ótimo.

1.3 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são divididos em: geral e específico.

1.3.1 *Objetivo geral*

Este trabalho teve como objetivo geral modelar um sistema de controle e potência via ferramenta computacional como forma de viabilizar a utilização de sistemas armazenadores de energia para realização de nivelamento de tensão em sistemas de distribuição.

1.3.2 *Objetivo específico*

Como objetivos específicos do tópico central abordado, pode-se destacar os seguintes subitens:

- Verificar o estado da arte das tecnologias de armazenamento de energia;
- Apresentar e analisar as formas mais encontradas na literatura e em aplicações já existentes para utilização dos sistemas de armazenamento de energia;
- Escolher os armazenadores a serem analisados em função da aplicação escolhida;
- Elaborar os processos de carga e descarga da bateria baseado na análise do perfil de tensão da rede;
- Modelar um sistema para controle de carga e descarga do armazenador considerando o seu estado de carga e seus parâmetros nominais;
- Analisar os aspectos benéficos de seu uso do ponto de vista do sistema;

1.3.3 *Organização do trabalho*

Esta dissertação foi dividida em quatro capítulos, para melhor organização dos tópicos e fluidez na organização das informações.

Neste primeiro capítulo foi realizada uma breve contextualização acerca do tema abordado nesta dissertação, bem como uma explanação sobre a organização e estruturação deste estudo.

No segundo capítulo foi realizada uma revisão bibliográfica completa abrangendo em sua primeira parte as tecnologias de armazenadores mais utilizadas e mais promissoras. Na segunda parte foram analisadas as formas de aplicação, a nível dos sistemas de distribuição e transmissão dos armazenadores de energia. Por fim, uma revisão acerca dos conversores eletrônicos (CC/CC, CC/CA e CA/CC) mais utilizados em aplicações de armazenamento de energia.

No terceiro capítulo será ilustrado o processo de montagem do sistema teste de distribuição, levantamento da situação crítica que se desejou analisar, dimensionamento do sistema armazenador de energia e posteriormente a análise dos resultados, onde foi ilustrado o sistema computacional desenvolvido para despacho e recarga do armazenador de energia nas suas malhas de potência e controle. Foi realizado também uma análise dos resultados obtidos comparando as situações antes e após a utilização do sistema de armazenamento de energia.

No quarto capítulo foram analisados os resultados obtidos antes e depois da utilização do armazenador de energia, como forma de validar a estratégia de controle e despacho de energia utilizados e também foi realizado um levantamento de possíveis tópicos para realização de trabalhos futuros, como forma de complementar a pesquisa aqui apresentada.

Estado da arte

2.1 Introdução

Nesta seção será realizada uma análise do estado da arte das tecnologias de armazenamento de energia. Serão também elencadas as principais formas de aplicação destes armazenadores encontradas a nível de distribuição e, por fim, um levantamento das principais topologias de conversores CC/CC, CC/CA e CA/CC utilizadas em aplicações para armazenamento de energia.

2.2 Sistemas armazenadores de energia

Na presente seção, será realizado um estudo levantando as principais tecnologias utilizadas no armazenamento de energia e suas particularidades. As tecnologias abordadas serão:

- Armazenamento de energia por inércia mecânica (*Flywheel*);
- Supercapacitores;
- Armazenamento de energia por supercondutor magnético (SMES);
- Sistema de armazenamento de energia por bombeamento de água (*Pumped Hydro*);
- Sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES);
- Armazenamento de energia por banco de baterias eletroquímicas.

2.2.1 *Armazenamento de energia por inércia mecânica (Flywheel)*

O *Flywheel* ou armazenador de energia de roda livre, é um dos sistemas clássicos de armazenamento de energia. Consiste no armazenamento de energia na forma de energia cinética, armazenada em uma carga mecânica de alta inércia ligada ao eixo de uma máquina

elétrica (FARROKABHADI et al. 2017). A energia armazenada no sistema pode ser obtida por (1):

$$W_{fw} = \frac{1}{2}J_0 \cdot \omega_0 \quad (1)$$

Onde:

W_{fw} é a energia cinética armazenada no *Flywheel*;

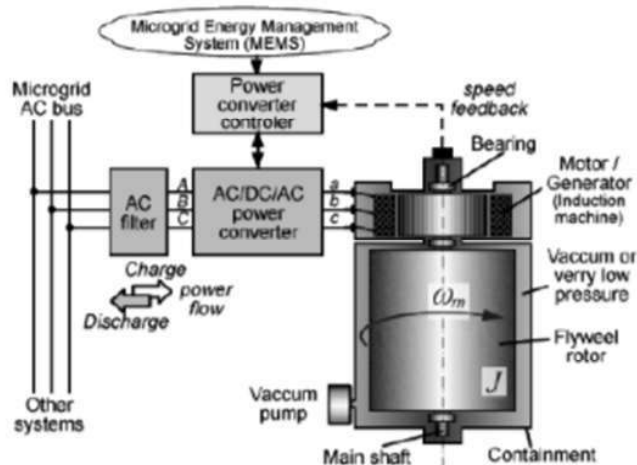
J_0 é o momento de inércia do sistema de rotação;

ω_0 é a velocidade angular do *Flywheel*.

O funcionamento da máquina elétrica acoplado ao cilindro de alta inércia dependerá do estado de funcionamento do sistema: quando operar no sentido de carga do sistema, a máquina atuara como motor, transformando energia elétrica em energia mecânica para acelerar a massa ligada ao eixo da máquina. Quando operando em descarga, a máquina atuará como gerador, transformando a energia mecânica armazenada no sistema girante em energia elétrica para fornecer ao sistema (FARROKABHADI et al., 2017).

Estes sistemas possuem uma alta correlação com o a velocidade do rotor da máquina utilizada na aplicação, sendo portanto, divididos em sistemas de alta velocidade, que atingem velocidades próximas a 40.000 rotações por minuto, e sistemas de baixa rotação, trabalhando em rotações próximas a 7.000 rpm (MONTEIRO, 2017). A Figura 1 ilustra um sistema de armazenamento roda livre.

Figura 1 - Modelo de um sistema *Flywheel*



Fonte: Adaptado de FARROKABHADI et al (2017).

Possui como vantagens: longa vida útil (até 20 anos), pouca manutenção, pequenos tempos de resposta, construído sem a presença de componentes tóxicos e alta eficiência (por volta de 90%). Como desvantagens: alto custo de aquisição, elevadas taxas de auto-descarga (até 20% por hora), descarga em curtos períodos de tempo (OBERHOFER, 2012).

Sua aplicação é recomendada em situações nas quais se exige grande fornecimento de energia em curtos intervalos de tempo (mili segundos a alguns minutos de duração), sendo ideal para aplicações na área de qualidade de energia (variações de tensão de curta duração).

2.2.2 *Supercapacitores*

Os supercapacitores, também conhecidos como capacitores eletrolíticos de dupla camada, são sistemas capazes de armazenar energia na forma de campo elétrico para posterior utilização no sistema elétrico. Seu princípio de funcionamento, ao contrário dos capacitores eletrolíticos tradicionais, não é baseado em reações químicas, sendo feito pelo armazenamento de cargas por meio de um separador dielétrico. É constituído por dois eletrodos imersos em um líquido que trabalha como eletrólito (ASLANI, 2012).

A tecnologia destes sistemas, apesar de estarem ganhando uma visibilidade maior recentemente, teve seu início em meados de 1957 com a *General Electric* – GE, tendo sua primeira patente registrada em 1966 pela *Standard Oil of Ohio* (TECATE, 2015).

Estes ultracapacitores podem atingir capacitâncias superiores a 1F. Este fato é possível devido às características físicas dos materiais utilizados como eletrodos, geralmente são estruturas de carbono ativado, nanotubos de carbono e grafeno. Tais estruturas são altamente porosas, o que faz com que a área de contato destas superfícies para armazenamento de cargas sejam da ordem de 1000 a 2000 m²/g, o que possibilita obter-se uma capacitância em torno de 100 a 200 F/g dependendo do material utilizado (SIMON, BURKE, 2008).

A capacitância destes supercapacitores, não é linear e depende da tensão de capacitância, sendo obtida por (2):

$$C(u) = C_0 + K_c \cdot u \quad (2)$$

Onde:

$C(u)$ é a capacitância em Faraday (F);

C_0 é a capacitância eletrostática inicial e

u é a tensão de capacitância

K_c é o coeficiente que representa a camada difusa do supercapacitor

A capacitância C_0 é obtida a partir de (3):

$$C_0 = \varepsilon \cdot \frac{A}{d} \quad (3)$$

Onde:

C_0 é a capacitância eletrostática inicial;

ε é a permissividade dielétrica do meio;

A é a área da superfície de contato e

d é a espessura do dielétrico.

Considerando a equação (3) é possível observar o efeito da grande superfície de contato destes materiais no aumento da capacitância. A energia armazenada nestes sistemas pode ser obtida em (4):

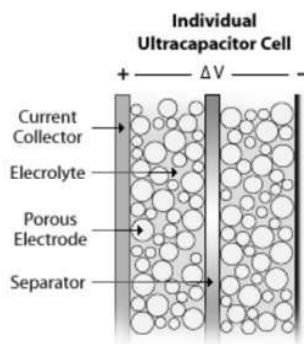
$$W_{sc} = \frac{1}{2} \cdot \left(C_0 + \frac{4}{3} \cdot K_C U_0 \right) \cdot U^2 \quad (4)$$

Onde:

W_{sc} é a energia armazenada em forma de campo elétrico;

A Figura 2 ilustra, de forma simplificada, os aspectos construtivos do capacitor de dupla camada.

Figura 2 – Aspectos construtivos do supercapacitor



Fonte: Adaptado de Tecate Group, (2015).

Como aspectos positivos dos supercapacitores, pode-se destacar: alta capacidade de carga, pequena resistência equivalente série, pequena interferência de temperatura em sua operação, alta velocidade de carga, possibilidade de trabalho com altas correntes de carga e descarga, sem interferência na vida útil e nas características nominais de armazenamento. Como pontos negativos destacam-se: baixa tensão por célula capacitiva, impossibilidade de aplicação em rede alternada e aplicação em altas frequências, rápida descarga e pequena densidade de energia (TECATE GROUP, 2015).

Atualmente sua aplicação não é tão difundida, pois o custo da tecnologia ainda é elevado, quando comparado a sistemas mais tradicionais como baterias e sua auto descarga, quando comparada a estes sistemas também é elevada.

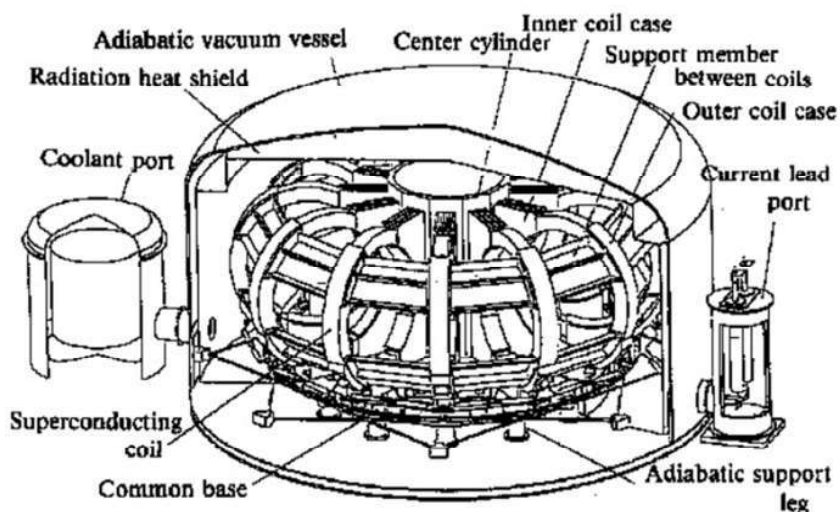
Estes sistemas possuem vida útil de até 15 anos, com eficiência que pode chegar a 94% e são recomendados para aplicações nas quais seja necessário o fornecimento de energia na faixa de segundos até alguns minutos, em função de sua rápida descarga e elevada taxa de auto descarga (FUCHS et al., 2012).

Muitas das aplicações envolvendo o uso de supercapacitores vem sendo utilizadas em sistemas de armazenamento híbrido para carros elétricos, onde o supercapacitor é utilizado na partida do veículo e a bateria durante seu funcionamento, sistemas UPS para operação em curto intervalo de tempo entre outros.

2.2.3 *Amazenador de energia tipo supercondutor magnético (SMES)*

O *Super conducting magnetic storage* – SMES é um sistema de armazenamento de energia no qual esta energia é armazenada na forma de campo magnético, utilizando uma bobina condutora resfriada a baixas temperaturas, na maioria das vezes, por nitrogênio líquido, a fim de maximizar o efeito da supercondutividade no sistema armazenador e, conseqüentemente, o armazenamento de energia (FUCHS et al., 2012). A Figura 3 ilustra de forma simplificada o sistema de armazenamento por supercondutividade.

Figura 3 - Partes constituintes do sistema SMES



Fonte: Adaptado de OBERHOFER (2012).

A bobina supercondutora é, usualmente feita de uma liga de Titânio e Nióbio (NbTi), que atinge a supercondutividade quando resfriada a temperaturas próximas a $-165\text{ }^{\circ}\text{C}$ (108 K) (OERHOFER, 2012).

A energia armazenada na forma de campo magnético no sistema SMES pode ser obtida por (5) (MOLINA, 2012).

$$W_{SMES} = \frac{1}{2} \cdot L_0 \cdot I_0^2 \quad (5)$$

Onde:

W_{SMES} é a energia armazenada;

L_0 é a indutância da bobina supercondutora e

I_0 a corrente CC que carrega o sistema.

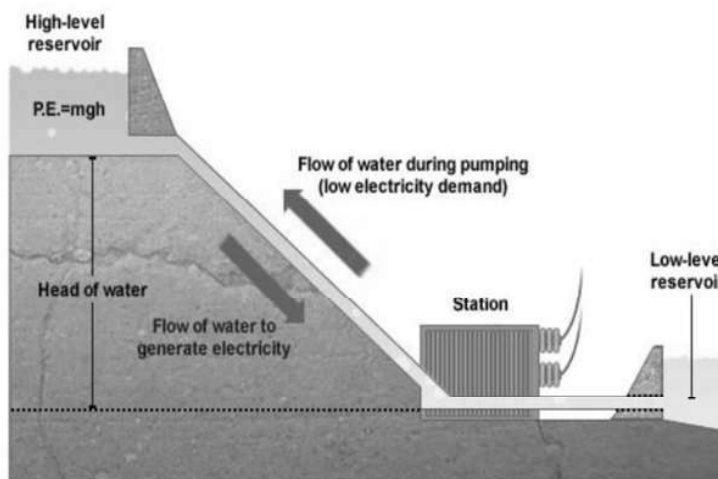
Como vantagens da utilização deste sistema pode-se destacar: não é constituído por elementos tóxicos, tempo de resposta rápido, capaz de realizar descargas parciais ou totais sem danos à vida útil do equipamento, elevada durabilidade, capacidade de armazenamento elevada. Como desvantagens destacam-se: alto custo de montagem do sistema, necessário um sistema de elevada potência para resfriamento do equipamento, escassez de ligas metálicas que podem ser utilizadas como supercondutores (FUCHS et al, 2012).

2.2.4 *Sistema de Armazenamento de Energia por Bombeamento de Água*

Este sistema de armazenamento é o mais utilizado no mundo atualmente. Consiste no armazenamento de energia por meio do bombeamento de água para diferentes níveis de altura, fazendo com que a energia elétrica seja armazenada na forma de energia mecânica do tipo potencial gravitacional.

Seu arranjo consiste basicamente de dois reservatórios de água em diferentes níveis, de modo que um motor elétrico é responsável por bombear a água do reservatório primário (de menor elevação) para o reservatório de maior elevação, nos horários de menor demanda no consumo. Nos horários de pico a água escorrerá por meio de gravidade para o reservatório de nível inferior fazendo com que a máquina elétrica atue como gerador fornecendo energia para a rede (MONTEIRO, 2017). A Figura 4 ilustra o esquema de funcionamento do sistema de bombeamento de água.

Figura 4 - Princípio de funcionamento *pumped hydroelectric storage* – PHS



Fonte: Adaptado de OBERHOFER, (2012)

A energia armazenada neste sistema é obtida por (6):

$$W_{PHS} = V_{rs} \cdot \rho \cdot g \cdot H \quad (6)$$

Onde, V_{rs} é o volume de água em m^3 do reservatório superior;

ρ é a densidade da água;

g é a aceleração da gravidade e

H é a altura do reservatório

Como pontos positivos desta tecnologia destacam-se: é uma tecnologia já bastante madura, com grande vida-útil (cerca de 80 anos), auto-descarga praticamente nula e boa eficiência (75 a 82%). Como desvantagens pode-se elencar: pequena densidade de energia, alto tempo de retorno do investimento (por volta de 30 anos), investimento inicial elevado, restrição geográfica (grandes áreas para instalação e é necessária elevada variação de altura para gerar a variação de potencial necessária) (FUCHS et al, 2012).

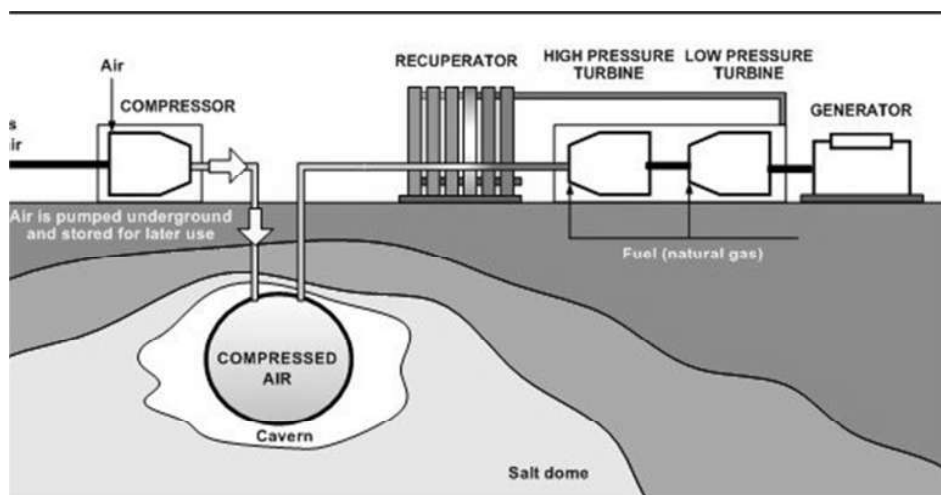
2.2.5 Sistema de armazenamento de energia por ar comprimido - CAES

Este sistema é constituído de plantas que armazenam a energia em forma de ar comprimido. Atualmente existem apenas duas plantas instaladas e operacionais no mundo.

Basicamente, um motor elétrico é utilizado, em momentos fora de ponta para comprimir um determinado volume de ar, que é armazenado em cavernas seladas contra perda

de ar, sendo, em momentos de pico, fornecido ao sistema para movimentar o gerador que fornecerá energia elétrica à rede (OBERHOFER, 2012). Então, o sistema é constituído de um motor elétrico, um gerador, um reservatório de gás e turbinas a vapor, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 -Sistema de armazenamento por ar comprimido



Fonte: Adptado de DOE – Energy Storage Database, (2017).

Pode-se elencar como pontos positivos: elevada vida útil do sistema, área de ocupação sobre o solo relativamente pequena, reduzida auto-descarga, pequeno custo para armazenamento do ar comprimido. Porém, pode-se destacar como pontos negativos: elevado tempo para *payback* (30 anos), alto custo de investimento, apenas duas plantas ativas, restrição geográfica para aplicação (necessário caverna para pressurização), apenas unidades de elevada geração possuem viabilidade econômica de aplicação (FUCHS et al, 2012).

2.2.6 Baterias

As baterias são sistemas que armazenam energia por meio de reações químicas reversíveis que transformando energia química em elétrica no ciclo de descarga e operando de forma contrária no ciclo de carga. As baterias representam um dos grupos de armazenadores de energia de tecnologia e uso mais antigo e difundido de toda a história, desde pequenas aplicações até sistemas ligados às redes de transmissão e distribuição.

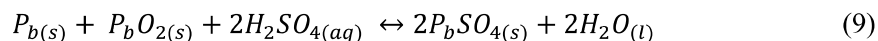
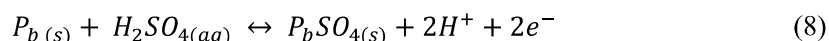
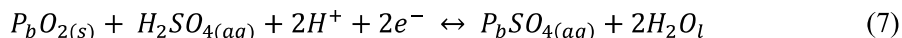
Devido ao grande uso destas tecnologias no sistema, e por ser aquela que possui maiores tecnologias distintas, como por exemplo baterias de chumbo-ácido, Li-ion, baterias de fluxo entre outras, cada uma destas tecnologias serão analisadas de forma individual, pelo fato de cada um destes modelos de bateria possuir vantagens e desvantagens específicos das tecnologias empregadas, o que pode acarretar em uma maior ou menor viabilidade de aplicação para um determinado uso.

2.2.6.1 Baterias de chumbo-ácido

Esta é a tecnologia de baterias do tipo recarregável mais antiga do mundo. Seu uso é feito desde a segunda metade do século XIX. Foi bastante empregada tanto em aplicações residenciais quanto industriais. Seus eletrodos positivos e negativos são feitos separadamente de dióxido de chumbo e chumbo metálico, ambos imersos em um líquido eletrólito de ácido sulfúrico (H_2SO_4) diluído (HU et al, 2017).

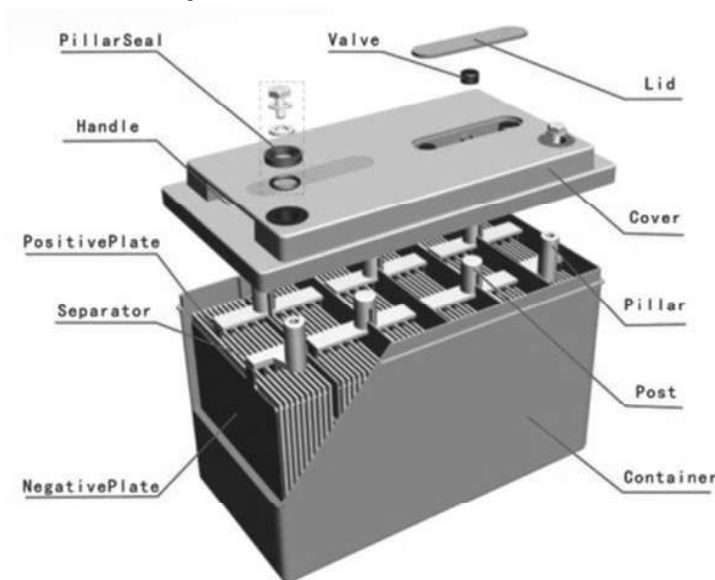
As baterias de chumbo ácido podem ser divididas em duas tecnologias: chumbo-ácido selada com regulagem por válvula e bateria de chumbo ácido imersa. Esta última possui menor custo de compra, porém deve ser instalada em locais altamente ventilados devido a produção de gases inflamáveis durante seu funcionamento, além de ser necessária manutenção mensal para verificação e eventual acréscimo de água destilada. Já a primeira utiliza a tecnologia de válvulas na redução de perda de água, visto que permite a recombinação dos átomos de hidrogênio e oxigênio (HU et al, 2017).

As reações químicas no cátodo (polo positivo) e no ânodo (polo negativo) da bateria, bem como a reação global são ilustradas, respectivamente, nas equações (7), (8) e (9) a seguir (NGK Insulators, 2017).



A Figura 6 ilustra a constituição de uma bateria de chumbo ácido selada, tecnologia mais utilizada atualmente.

Figura 6 - Bateria de chumbo ácido selada



Fonte: Adaptado de NGK Insulators (2017).

Como vantagens do uso da tecnologia de chumbo ácido destacam-se: pequena taxa de auto-descarga, menor custo inicial, e elevada eficiência energética (de 75 a 85% de rendimento). Porém destacam-se como pontos negativos: reduzida profundidade de descarga (não pode ser descarregada a menos de 20% de sua capacidade), menor vida útil, pequena densidade de energia e velocidade de carga reduzida (ANEKE et al, 2016).

Sua aplicação ainda é encontrada em situações nas quais o custo do armazenador é um fator chave.

2.2.6.2 Bateria de níquel e hidreto metálico (NiMH)

Esta tecnologia consiste em um eletrodo positivo baseado em um hidróxido de óxido de níquel (NiOOH) e um eletrodo negativo baseado em Cádmio (Cd) e um eletrólito alcalino, geralmente de hidróxido de Potássio (KOH). É considerada uma evolução da antiga bateria de Níquel Cádmio. Seu desenvolvimento se iniciou na segunda metade dos anos 60. É uma bateria largamente utilizada, fato comprovado pela seguinte estatística: em 2008, cerca de 2 milhões dos carros elétricos produzidos no mundo, tinha como armazenador de energia baterias de NiMH. Teve seu uso popularizado no final da década de 90 e anos 2000 (BLUEJAY, 2016).

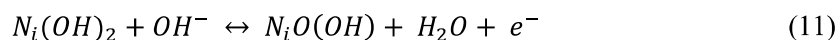
A Figura 7 ilustra um exemplo de bateria de níquel e hidreto metálico. Com o advento de novas tecnologias como as baterias de íons de lítio, seu uso tem sido mais restrito a aplicações em menores escalas.

Figura 7 - Bateria de NiMH



Fonte: Adaptado de NGK INSULATORS, (2017).

As reações no cátodo (polo positivo), ânodo (polo negativo) bem como a reação global, são mostradas nas equações (10), (11) e (12) a seguir:

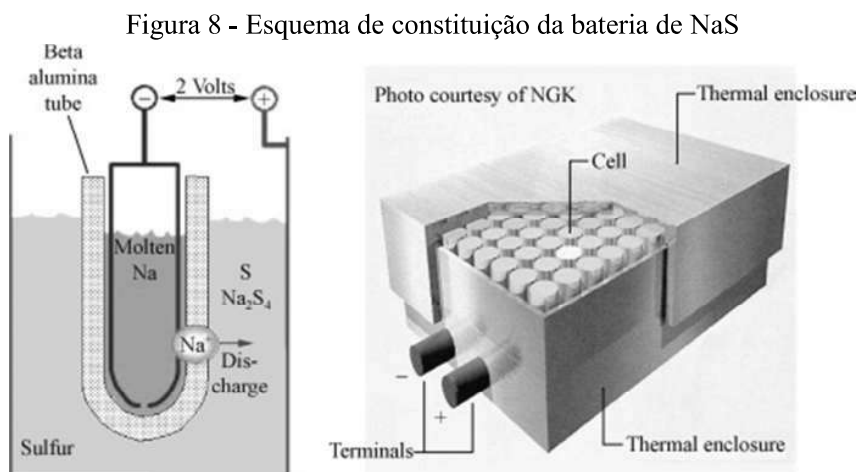


Como fatores positivos desta tecnologia destacam-se: elevada densidade de energia (cerca de 3 vezes mais que a antiga tecnologia de Níquel-Cádmio), não possui subprodutos nocivos à natureza, mais resistente a ocorrência de efeito memória. Porém pode-se destacar os seguintes pontos negativos: pequena eficiência (cerca de 65%), elevada taxa de auto-descarga e reduzida vida útil, não tolera carga rápida (durante estas, grandes quantidades de calor podem ser geradas, ocasionando ruptura das células) (HU et al, 2017).

2.2.6.3 Bateria de sulfato de sódio (Bateria de sal fundido)

As baterias de sódio surgiram primeiramente nos anos 60 como uma tentativa de criação de armazenamento de energia para carros elétricos, sendo pioneiramente desenvolvida pela Ford.

É um tipo de bateria com um aspecto construtivo diferente das demais. Seu ânodo é constituído por um eletrodo de enxofre fundido e um cátodo constituído por sódio fundido, sendo ambos separados por um tubo de beta alumina que se comporta como eletrólito sólido a fim de conduzir seletivamente os cátions de sódio, conforme ilustrado na Figura 8.



Fonte: Adaptado de NGK INSULATORS (2017)

Por trabalhar com materiais fundidos de alto ponto de fusão, como por exemplo o sódio, seus ciclos de carga e descarga são, tradicionalmente realizados em temperaturas entre 300 e 350 °C, o que faz com que seja necessário um mecanismo de aquecimento externo para que tal situação operacional seja atendida. Uma vez iniciada a reação, o calor gerado pela mesma, quando bem isolado é suficiente para manter a reação em curso (WEN et al, 2013).

A equação global para carga e descarga da bateria, pode ser vista em (13), salientando que, quando ocorrida em seu sentido direto representa a descarga da bateria e, em sentido reverso, a carga.



Basicamente, durante a descarga, os íons de sódio movimentam-se do cátodo para o ânodo, tendo sua movimentação facilitada pelo eletrólito de beta alumina, chegando ao ânodo e formando o pentassulfeto de sódio (Na_2S_5). Sendo o pentassulfeto de sódio imiscível na solução de enxofre presente, um líquido de duas fases é formado, até que todo o enxofre fundido presente seja ligado ao sódio formando Na_2S_5 , sendo seu processo de carga exatamente o oposto da situação acima explanada (OSHIMA et al, 2005).

Como pontos positivos destacam-se: elevada densidade de energia (150-240 Wh/kg), possibilidade de descargas rápidas e profundas, alto rendimento (até 90%) e elevada vida útil (até 4000 ciclos).

Como desvantagens destacam-se: necessidade de fonte de aquecimento externa, causando aumento no custo do sistema, o sódio puro é um material que pode ter combustão espontânea quando em contato com o ar em caso de ruptura do eletrodo (ANEKE et al, 2016).

2.2.6.4 *Bateria de fluxo*

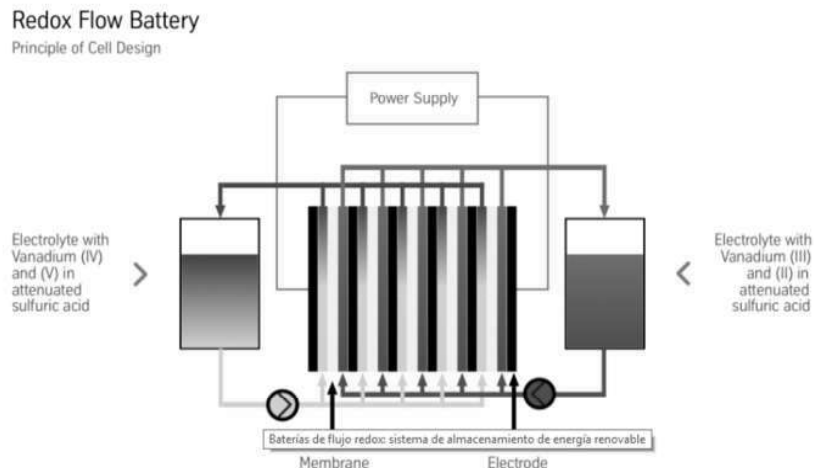
As baterias de fluxo ou baterias redox, constituem uma nova tecnologia de baterias que tem tido especial atenção nos últimos anos, notadamente após o aumento da penetração de gerações intermitentes na rede elétrica.

Foram primeiramente desenvolvidas na década de 70 pela Força Aérea norte americana (*U.S. National Aeronautics*). A primeira tecnologia desenvolvida era constituída por eletrodos de ferro e cromo, porém apresentavam um elevado decréscimo em sua capacidade de fornecimento de energia em função da contaminação dos íons do cátodo pelos íons do ânodo (HU et al, 2017).

Esta tecnologia é basicamente constituída de dois tanques nos quais estão inseridos o ânodo e o cátodo formados por sais dissolvidos em soluções inorgânicas, nos quais estão imersos os eletrodos negativos e positivos, respectivamente. A reação acontece por meio de uma membrana que permite a troca de íons entre o cátodo e o ânodo.

A Figura 9 ilustra de forma simplificada a estrutura de uma bateria de fluxo.

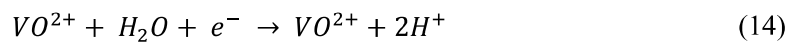
Figura 9 - Constituição da bateria de fluxo



Fonte: Adaptado de THYSSENKRUPP (2017).

Atualmente grandes avanços têm sido obtidos no uso de Vanádio (V) imerso em ácido sulfúrico como constituinte dos eletrodos. Tais avanços são possíveis graças a duas características: o potencial de oxirredução presente no eletrodo negativo supera o potencial de evolução do hidrogênio de forma que não há geração em excesso de gás hidrogênio durante sua operação. Segundo, em ambos os eletrodos é utilizado o mesmo elemento químico, por isso quando ocorre a contaminação dos eletrodos pelo contato com os íons do pólo oposto, gerando redução na capacidade de carga e descarga da bateria, os mesmos podem ser recombinados para que sua capacidade inicial seja regenerada.

As equações das reações ocorridas nos eletrodos positivo e negativo são mostradas, respectivamente, em (14) e (15) (HU *et al*, 2017).



Como vantagens pode-se destacar: elevada eficiência (até 90%), representa a tecnologia com maior vida útil de todas as analisadas, uma taxa de auto-descarga que pode ser desconsiderada em função de suas características construtivas acima mencionadas.

Como desvantagens elencam-se: elevado custo, tecnologia ainda em desenvolvimento e reduzida capacidade de armazenamento.

2.2.6.5 Bateria de íons de lítio

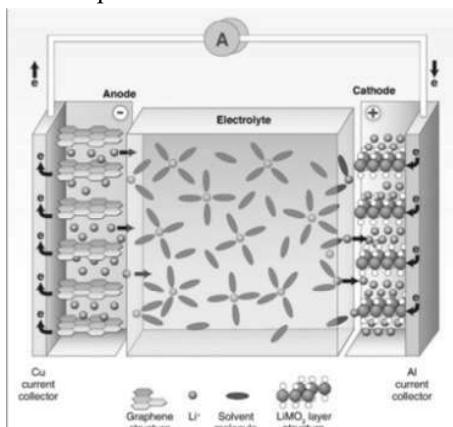
As baterias de íons de lítio (*Li-ion battery*), é uma tecnologia de baterias do tipo recarregável, ou seja, sua reação química pode ser facilmente revertida, gerando os processos de carga e descarga. É uma tecnologia relativamente nova, quando comparada as demais tecnologias de baterias aqui analisadas, tendo sido desenvolvida para uso comercial em meados dos anos 90 pela fabricante Sony (HU et al, 2017).

Seu funcionamento consiste, fundamentalmente da movimentação dos íons de lítio do eletrodo negativo para o positivo durante sua descarga e, o movimento oposto, durante a recarga.

Os íons de lítio são desintercalados dentro do óxido que compõe o cátodo e inseridos nas vacâncias do ânodo. O cátodo possui alto potencial elétrico, porém pouca concentração de lítio, enquanto o ânodo possui baixo potencial e alta concentração de Lítio (SCHWEBER, 2015).

A Figura 10 ilustra, de forma simplificada, a constituição interna de uma célula da bateria de lítio.

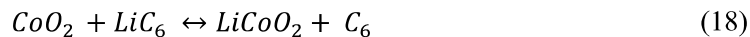
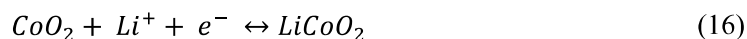
Figura 10 - Esquema básico da bateria de íons de lítio



Fonte: Adaptado de HU et al. (2017).

Conforme visualizado na figura acima, o óxido que compõe o cátodo é de fórmula geral LiMO_2 , sendo M um metal corretamente escolhido.

As equações (16), (17) e (18) demonstram, respectivamente as reações ocorridas no eletrodo positivo, negativo e reação global, considerando um óxido metálico a base de Cobalto (LiCoO_2) no eletrodo positivo e um eletrodo a base de grafite no polo negativo.



As baterias constituídas por esta tecnologia têm ganhado terreno nos mais diversos usos devido a sua flexibilidade para uso e pelos consideráveis avanços tecnológicos alcançados na última década, responsáveis por gerar uma considerável queda nos custos de aplicação desta tecnologia.

Como vantagens desta tecnologia destacam-se: elevada densidade de energia (cerca de 160 Wh/kg), elevada tensão de saída (o que propicia uma menor associação de células para compor a bateria), alta eficiência (de 85 a 97%), não são prejudiciais ao meio ambiente e possuem elevada vida útil (cerca de 2000 ciclos).

Seu custo para aplicações em larga escala ainda é considerado um empecilho quando comparado a tecnologias mais maduras, e dependendo da tecnologia utilizada (bateria de óxido de manganês e lítio, baterias de lítio-fosfato, óxido de lítio-níquel-cobalto-manganês ou óxido de titanato de lítio), pode apresentar uma considerável taxa de auto-descarga e problemas térmicos (SCHWEBER, 2015).

2.2.6.6 *Comparativo entre as tecnologias*

Conforme foi observado, atualmente existem diversas tecnologias para aplicações em sistemas armazenadores de energia. Desta forma, as particularidades de cada tecnologia tornam cada uma mais ou menos indicada para cada situação, além, é claro, da análise do fator econômico de cada tecnologia.

A Tabela 2 ilustra, simplificada, as características das tecnologias de baterias acima mencionadas, que serão o foco da análise deste estudo, a fim de estabelecer, de forma simplificada, um comparativo do custo de cada tecnologia, e também dos aspectos de armazenamento de cada tecnologia.

Tabela 2 - Resumo das características das tecnologias de baterias

Tecnologia	Chumbo Ácido	NiMH	NaS	Baterias de Fluxo (VRB)	Íons de Lítio
Densidade de Energia (Wh/Kg)	25 a 50	60 a 120	150 a 240	10 a 30	75 a 200
Densidade de Potência (W/Kg)	75 a 300	250 a 1000	150 a 230	150 a 230	500 a 2000
Vida útil (em ciclos)	200 a 1000	180 a 2000	2500 a 4000	12000	1000 a 10000
Custo (US\$/kWh)	100 a 300	900 a 3500	300 a 500	150 a 1000	300 a 2500
Eficiência (%)	75 a 85	65	75 a 90	75 a 90	85 a 97
Auto Descarga	Baixo	Elevado	-	Desconsiderado	Médio

Fonte: Adaptado de ANEKE et al, (2016).

2.2.7 Aplicações de armazenadores de energia em redes de distribuição e transmissão

No subtópico a seguir são elencadas algumas das mais utilizadas aplicações dos sistemas armazenadores de energia na rede elétrica, a fim de observar os pontos mais abordados para aplicação destes sistemas e qual tem sido a tendência de aplicação destas tecnologias, para os problemas de qualidade de energia mais abordados, tais como: regulação de frequência, variações de tensão de curta duração entre outros.

2.2.7.1 Regulação de frequência

A regulação de frequência é um dos problemas relacionados a qualidade de energia, tendo um tópico especialmente dedicado a ela, no módulo 8 dos procedimentos de distribuição – PRODIST da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (item 8).

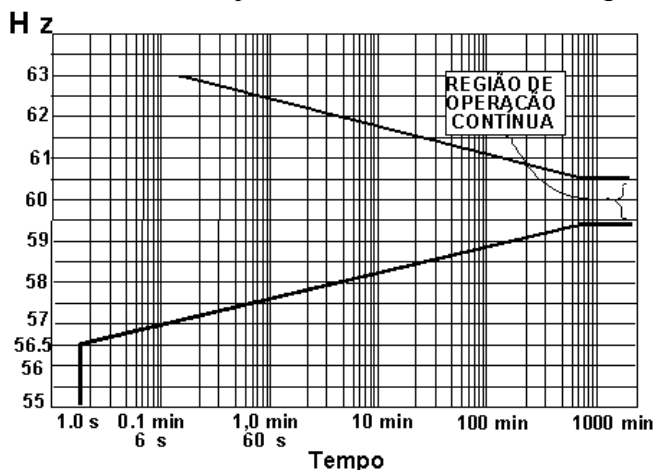
A variação de frequência pode ser definida com sendo desvios do valor da frequência em relação ao valor original de frequência (no Brasil 60 Hz), em decorrência do balanço dinâmico de cargas existente durante a operação do sistema e a incapacidade, devido a inércia mecânica, de uma resposta instantânea dos geradores. Desvios significativos do valor original podem ocorrer em função de saídas de grandes blocos de cargas ou faltas nos sistemas de transmissão (sobrefrequências), ou saída de grandes blocos de geração (subfrequências),

podendo acarretar problemas à rede elétrica, quando não sanados em tempo hábil (CARRIJO et al, 2009).

O controle da frequência do sistema elétrico é de suma importância para proteção dos geradores síncronos conectados à rede, pois subfrequências ou sobrefrequências, em um determinado período de tempo podem ser responsáveis por vibrações nos geradores, acarretando estresse mecânico que acarretará redução na vida útil do gerador, especialmente nos turbogeradores utilizados em gerações a vapor (GUIMARÃES, 2016), além do risco da perda de sincronismo entre os geradores conectados à rede.

A Figura 11 a seguir ilustra uma curva de suportabilidade mecânica de um turbogerador em função da frequência de operação.

Figura 11 - Curva de Suportabilidade mecânica de turbogeradores



Fonte: Adaptado de GUIMARÃES (2016)

Problemas envolvendo regulação de frequência podem assumir intervalos de tempo da ordem de alguns segundos, até poucos minutos. Como são problemas ocasionados por saídas de grandes blocos de geração ou carga do sistema elétrico, são necessários sistemas de grande densidade de energia, porém com reduzida autonomia, como por exemplo, *flywheels*, supercapacitores ou até mesmo bancos de baterias.

Algumas estações envolvendo armazenadores de energia para regulação de frequência já estão em funcionamento, como por exemplo um sistema de 1 MW de armazenamento na Suíça (ABB, 2015), e também um sistema de armazenamento em trem, por meio de energia gravitacional (*Advanced Rail Energy Storage*) no estado de Nevada nos EUA (DOE, 2017) em construção, com previsão de operação total em 2019. A Figura 12 abaixo ilustra o projeto

do ARES – *Advanced Rail Energy Storage*. Basicamente o Projeto funciona da seguinte forma: uma linha ferroviária será construída cruzando o estado de Nevada para a movimentação do trem. Nos trechos de subida o sistema consumirá energia da rede, reduzindo a frequência do sistema, já nos trechos de descida o sistema fornecerá energia para a rede aumentando a frequência do sistema. O trecho a ser percorrido foi estudado para que o momento de circulação nos pontos de subida e descida coincidam com os momentos de pouca carga e horários de pico.

Figura 12 – Projeto ARES em funcionamento



Fonte: Adaptado de ARES North America (2019).

2.2.7.2 *Redução de Intermittência em fontes renováveis*

Um dos grandes empecilhos relacionados ao aumento da integração das chamadas gerações distribuídas na rede elétrica, está relacionado à uma característica intrínseca a muitas fontes renováveis de energia: sua sazonalidade; tanto relacionada as estações do ano, quanto a sua própria variação ao longo do dia (PEREZ et al, 2015).

Neste sentido, têm sido desenvolvidas muitas pesquisas no intuito de tornar o fornecimento de energia destas fontes à rede mais constante (DOE, 2013).

Basicamente, a potência fornecida à rede pela geração distribuída é controlada por um sistema de conversores DC/DC bidirecionais, no sentido de quando o valor da potência fornecida pelo sistema de energia renovável for maior que o valor previamente estabelecido

na malha de controle, a energia “excedente” é direcionada para a carga dos armazenadores de energia. Em momentos onde esta potência fornecida for menor que o valor padrão, o sistema de armazenamento entra em paralelo com a geração distribuída a fim de suprir o déficit momentâneo.

Alguns estudos como os propostos por (PEREZ et al, 2015), (DIAS et al, 2016), (CAMPOS, 2017), (SOUZA et al, 2018) vem sendo desenvolvidos no intuito de integrar as gerações renováveis com os sistemas armazenadores de energia com o intuito de regular e reduzir a sazonalidade das gerações distribuídas.

2.2.7.3 *Nivelamento de Carga (Load Leveling)*

O Nivelamento de Cargas pode ser entendido como o armazenamento de energia ativa em momentos de pouca carga, ou ainda, para clientes em média tensão, armazenamento de potência ativa nos horários de menor tarifação, e sua posterior utilização nos horários de pico, ou de maior tarifação. Nesta manobra, a própria energia utilizada é advinda da rede, porém, o uso do armazenador propicia drenar esta potência ativa da rede em momentos que não acarretarão em solicitações que possam exceder a suportabilidade do sistema de geração e transmissão (ABB, 2012).

Como vantagens desta manobra temos: redução das solicitações nos sistemas de geração e transmissão no horário de pico e possibilidade de adiamento de investimentos para expansão do sistema de transmissão ou na expansão da malha de geração.

O nivelamento de carga, também pode ser identificado como *energy time shifting*, ou mudança de tempo no consumo de energia, pela capacidade de se solicitar a energia necessária da rede em um instante de tempo anterior ao seu efetivo uso (HEMMATI et al, 2016).

Estudos de caso para a aplicação de armazenadores de energia, para nivelamento de carga, podem ser encontrados em (HEMMATI et al, 2016), (LI et al, 2015) e (REIHANI et al, 2016), (SUN et al, 2013), (ZHUK et al, 2016).

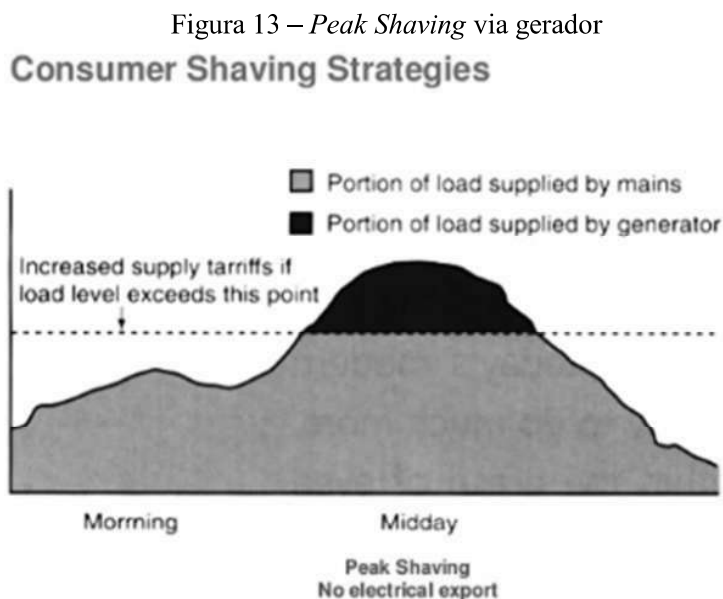
2.2.7.4 *Achatamento de Pico (Peak Shaving ou Phase Shifting)*

Esta aplicação assemelha-se bastante com o nivelamento de carga, diferindo majoritariamente, pelo fato de que a energia fornecida aos armazenadores de energia não é

proveniente da própria rede, sendo usualmente advinda de uma mini ou microgeração distribuída.

Nesta situação o fator preponderante é a redução no consumo e no horário de pico em detrimento de aspectos econômicos e ecológicos (ABB, 2012).

O exemplo mais clássico envolvendo o *peak shaving* é a utilização de geradores a diesel nos horários de pico, tendo em vistas análises para redução de demanda e valor pago como ilustrado na Figura 13.



Fonte: Adaptado de ABB (2012).

Com o crescente desenvolvimento tecnológico e, conseqüentemente, da redução nos custos de tecnologias mais avançadas, a solução para o problema de achatamento de pico passaram a não se restringir mais apenas aos geradores a diesel a nível de cliente e às usinas termoelétricas a nível de sistema.

Com custos cada vez mais competitivos, sistemas armazenadores de energia, em especial os bancos de bateria, corretamente dimensionados para fornecerem energia de acordo com a demanda variável no período de tempo pré-determinado passam a ser tornar uma alternativa bastante atrativa.

Estudos, como o proposto por CHUA et al (2016), ilustram metodologias para um efetivo dimensionamento dos sistemas de armazenamento para solução de tal problema, visto que a capacidade de armazenamento e tempo de fornecimento do sistema à rede podem ser

bem maleáveis, sendo limitadas pela quantidade de carga que se deseja reduzir no instante de elevada demanda.

Outros estudos como (KARMIRIS et al, 2015), (PRASATSAP et al, 2017), (TELARETTI et al, 2016) propõem sistemas de bancos de baterias para realização do achatamento de pico, pela maleabilidade de capacidade de carga e duração de fornecimento que esta metodologia possibilita.

2.2.7.5 *Controle de variações de tensão*

A variação de tensão é um dos problemas de qualidade de energia elétrica que pode abranger tanto oscilações de curta duração, quanto em regime permanente. Neste sentido, torna-se uma área de grande oportunidade de utilização dos sistemas armazenadores de energia, pela grande gama de tecnologias de possível uso que possibilitam tempos de funcionamento de alguns segundos (como *flywheels* e supercapacitores), até algumas horas (bancos de baterias e sistemas de bombeamento de água).

O controle da variação de tensão de curta duração é feito majoritariamente para as linhas de produtos denominadas *critical power*, ou seja, a fim de evitar o desligamento de equipamentos eletrônicos durante rápidos afundamentos de tensão (*voltage sag*), exigindo rapidez no chaveamento e curta duração de fornecimento de energia. Como grandes representantes destas modalidades, encontram-se os UPS – *Uninterruptable Power Supply*, mais conhecidos como nobreaks (WEG, 2012).

Em se tratando de oscilações de tensão para intervalos de tempo classificados em regime permanente, os bancos de bateria, em especial apresenta-se como uma solução bastante viável, bastando sua malha de controle ser ajustada de acordo com as classificações de sub ou sobretensão de cada país.

Alguns estudos propoem metodologias para dimensionamento de armazenadores de energia para controle de tensão (sub e sobretensão), em especial utilizando tecnologias de baterias como os estudos apresentados por (GIANNITRAPANI et al, 2016), (ZARRILLI et al, 2017), (YI et al, 2012).

Outros estudos propoem análises de viabilidade econômica da aplicação desta metodologia na rede, ou ainda para amenizar os distúrbios de tensão causados pela penetração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição conforme encontrados, respectivamente em (IDLBI et al, 2016) e (WU et al, 2014).

2.3 Dispositivos para acoplamento à rede dos armazenadores de energia

Em muitos dos modelos de armazenadores comentados na subseção 2.2, a energia fornecida pela descarga dos mesmos é enviada em corrente contínua, e ainda, em virtude das especificidades de cada tecnologia, muitas vezes é necessário estabelecer um controle de carga e descarga do armazenador, de forma que sejam respeitadas as limitações de carga e descarga de cada tecnologia, ou ainda de modo que se propicie uma entrada e saída suave da rede, a fim de evitar o surgimento de transitórios de entrada e saída de carga que podem afetar grandezas como tensão e frequência da rede.

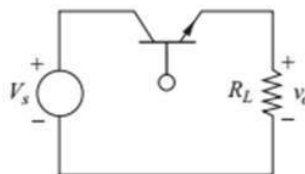
Neste sentido, a abordagem dos conversores será dividida em: Conversores CC/CC e Conversores CC/CA, melhores explicados a seguir.

2.3.1 Conversores CC/CC

Conversores CC, podem ser definidos como circuitos responsáveis por realizar a regulação da tensão no barramento contínuo, realizando a alteração do nível de tensão CC. São, praticamente, em sua totalidade, compostos por equipamentos de chaveamento, sendo comumente também denominados de fontes chaveadas ou ainda de reguladores de tensão linear. Seu funcionamento, ocorre basicamente por meio do controle do tempo de abertura e fechamento da chave utilizada na sua topologia (HART, 2011).

O circuito mais elementar envolvendo um conversor CC, é aquele composto por uma chave em série com a fonte de alimentação e a carga por ela alimentada, sendo conhecido como conversor *Chopper* (HART, 2011). Por este motivo, esta topologia será utilizada como exemplo para explicação do efeito do chaveamento no conversor. A Figura 14 ilustra a topologia acima mencionada.

Figura 14 - Conversor CC/CC *Chopper*



Fonte: Adaptado de Hart, (2011).

Consideremos V_s como sendo a tensão da fonte e V_o como sendo a tensão na carga. Usualmente a chave utilizada nestes circuitos é uma chave controlada, ou seja, um componente eletrônico no qual pode-se enviar um pulso realizando o fechamento da mesma, como por exemplo, os transistores MOSFET e IGBT. As chaves transistorizadas tem como características a possibilidade de abertura e fechamento várias vezes por segundo, propiciando assim, operações com elevadas frequências de chaveamento.

Em se tratando de circuitos chaveados, uma outra importante grandeza deve ser considerada, conhecida como *Duty Cycle* ou ainda *Duty ratio* (D) (HART, 2011). Tal grandeza representa o a razão entre o intervalo de tempo durante o ciclo de operação que a chave permanece fechada e o tempo total do ciclo de operação (ERICKSON et al, 2001).

Tal grandeza pode ser calculada a partir da seguinte equação (19):

$$D = \frac{t_{on}}{t_{on} + t_{off}} \quad (19)$$

Onde,

t_{on} é o intervalo de tempo em que a chave permanece fechada e

t_{off} , o intervalo de tempo em que a chave permanece aberta.

Podemos ainda definir a seguinte relação (20):

$$T = t_{on} + t_{off} \quad (20)$$

Ou seja, a soma dos intervalos de tempo em que a chave permanece em operação (fechada) e fora de operação (aberta) representa o intervalo de tempo total do ciclo de operação, representado por T .

Desta forma, substituindo a (20) em (19) teremos a equação responsável por obter o valor do *duty cycle* - D da operação (21):

$$D = \frac{t_{on}}{T} \quad (21)$$

Sendo o valor de D um número decimal pertencente ao intervalo de 0 a 1, onde 0 representa a chave aberta durante todo o ciclo de operação e 1 representando a chave fechada durante todo o ciclo de operação (HART, 2011).

Da física básica, sabemos ainda que a frequência é o inverso do período, portanto a (21) também pode ser reescrita da seguinte forma (22):

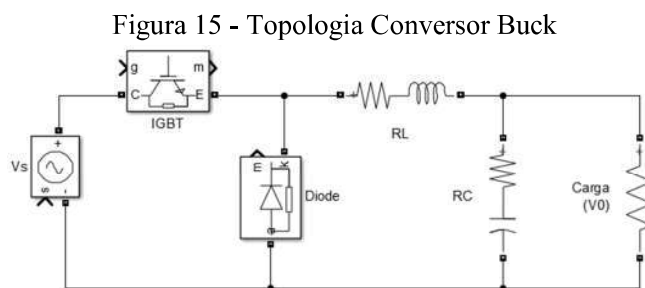
$$D = f \cdot t_{on} \quad (22)$$

Tendo em mente o conceito de operação da chave controlada, pode-se inferir que, no circuito de exemplo, a carga terá tensão quando no período de tempo em que a chave estiver fechada e não terá tensão quando a chave estiver aberta, portanto, a tensão V_o na carga pode ser calculada de forma simplificada por (23):

$$V_0 = V_S \cdot D \quad (23)$$

2.3.1.1 Conversor Buck ou abaixador de tensão

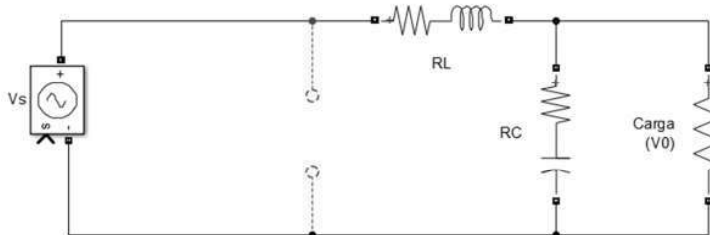
Considerando o circuito base como exemplo (conversor *chopper*), é possível incrementá-lo para obter uma saída com tensão puramente contínua. Para tal, uma possibilidade é utilizar um filtro LC do tipo passa baixa, associado a um diodo roda livre, conforme Figura 15.



Fonte: Próprio Autor

A análise do circuito acima ilustrado será feita de forma análoga ao exemplo anterior, com a chave (IGBT) fechada e aberta. Lembrando que, o circuito *Buck* é conhecido como abaixador de tensão devido ao fato de a tensão de saída da chave ser menor que a tensão de entrada na chave. Para a chave em operação, teremos o circuito se comportando conforme a Figura 16.

Figura 16 - Conversor Buck em operação chave fechada



Fonte: Próprio Autor

Nesta situação, o diodo estará aberto devido à circulação de corrente proveniente da fonte de alimentação, ocasionando uma corrente contrária ao sentido de condução do mesmo.

O capacitor em questão será considerado com capacitância infinita, de modo que, em operação, a tensão V_0 é mantida constante durante a operação do circuito.

Portanto, a tensão na carga pode ser expressa por (24):

$$V_0 = V_S - V_L \quad (24)$$

Sabendo que,

$$V_L = L \frac{di_L}{dt} \quad (25)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{i_L}{t} \quad (26)$$

Conclui-se ainda que, t é o intervalo de tempo em que a chave permanece fechada, e portanto,

$$t = D.T \quad (27)$$

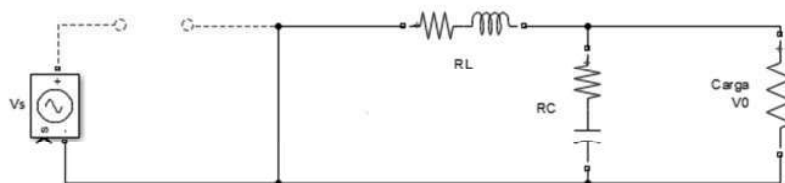
Desta forma, rearranjando os termos da Eq. 24 tem-se que:

$$i_{L\text{ fechada}} = \frac{(V_S - V_0).D.T}{L} \quad (28)$$

Onde $i_{L\text{ fechada}}$ representa a corrente que circula no indutor durante o período de tempo de operação em que o transistor está em condução.

Para a análise da chave aberta, tem-se que o indutor será o responsável por alimentar o circuito, estando o mesmo representado de acordo com a Figura 17 abaixo.

Figura 17 – Circuito equivalente conversor Buck para chave aberta



Fonte: Próprio Autor

A tensão na carga será, então, expressa por:

$$V_0 = V_L = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (29)$$

De forma análoga ao apresentado no desenvolvimento das equações para a chave fechada, teremos que a variação de corrente no indutor com a chave aberta será expressa por:

$$i_{laberto} = \left(\frac{V_0}{L}\right) \cdot (1 - D) \cdot T \quad (30)$$

Onde $\Delta i_{laberto}$ representa a corrente que circula no indutor durante o período de tempo de operação em que o transistor não entra no modo de condução.

Como a análise em questão considera o indutor inicialmente descarregado e a análise em questão é realizada em estado contínuo, a corrente final do indutor deve, obrigatoriamente, ser igual à corrente inicial do mesmo (ERICKSON et al, 2001).

Portanto, é possível afirmar que:

$$i_{laberto} + i_{lfeccado} = 0 \quad (31)$$

$$\left(\frac{V_0}{L}\right) \cdot (1 - D) \cdot T + \frac{(V_s - V_0) \cdot D \cdot T}{L} = 0 \quad (32)$$

$$V_0 = V_s \cdot D \quad (33)$$

Como o ciclo de operação da chave comutadora (D) é sempre menor ou igual a 1, é possível atestar que a tensão de saída (tensão da carga), sempre será menor ou igual a tensão da fonte, desta forma, é possível verificar a capacidade do conversor Buck como abaixador de tensão.

Os valores da indutância para manter a corrente contínua durante a operação do conversor (quando fixada a frequência de chaveamento), e da capacitância para reduzir o *ripple* de tensão na carga são obtidos pelas Eq. 34 e 35 abaixo que foram retiradas de (HART, 2011) sendo abaixo ilustradas.

$$L = \frac{(1 - D) \cdot R}{2 \cdot f} \quad (34)$$

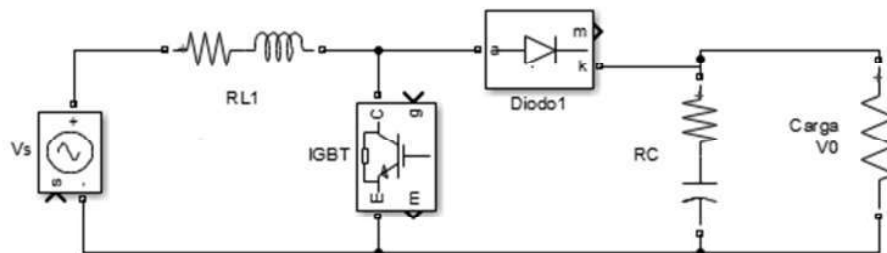
$$C = \frac{1 - D}{8 \cdot L \cdot \left(\frac{V_0}{V_s}\right) \cdot f^2} \quad (35)$$

2.3.1.2 Conversor Boost ou elevador de tensão

Ao se alternar as posições do diodo com a chave eletrônica, é possível encontrar uma outra topologia de conversor CC/CC bastante utilizada: o conversor *Boost*. De efeito inverso

ao anteriormente analisado, este conversor consegue propiciar uma tensão de saída maior que a tensão de entrada (HART, 2011). A Figura 18 abaixo ilustra a topologia que será analisada.

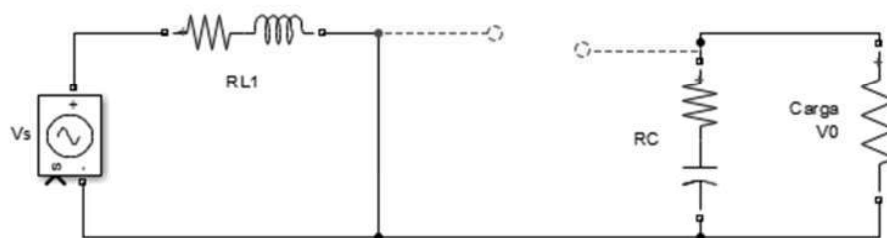
Figura 18 - Topologia do Conversor *Boost*



Fonte: Próprio Autor

De forma análoga ao realizado na subseção anterior, a análise deste conversor basear-se-á em duas situações: a primeira considerando a chave fechada e a segunda, considerando a chave aberta. Para tal análise será considerado o indutor com corrente inicial nula e o capacitor é tal que consegue manter a tensão V_0 constante. A Figura 19 abaixo ilustra o circuito em questão para a chave inicialmente fechada.

Figura 19 - Circuito *Boost* em operação com a chave fechada



Fonte: Próprio Autor

Quando a chave representada pelo IGBT encontra-se fechada, circula no diodo uma corrente reversa, fazendo com que o mesmo se comporte como circuito aberto. Desta forma a tensão da carga (V_0) pode ser expressa por:

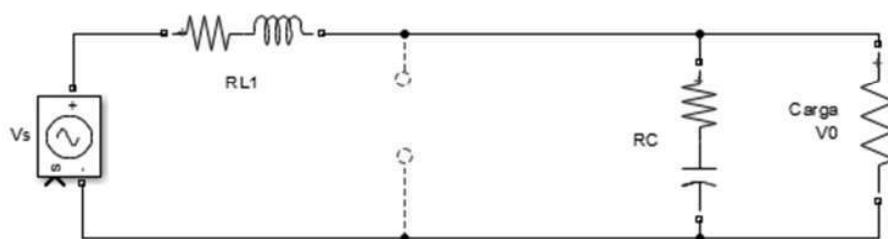
$$V_l = V_s = \frac{il}{t} \quad (36)$$

Assim, a corrente no indutor para a chave fechada será expressa por:

$$i_{l\text{ fechada}} = \frac{V_s \cdot D \cdot T}{L} \quad (37)$$

Quando a chave representada pelo IGBT é aberta, o indutor não será descarregado de forma instantânea, portanto, o diodo encontrar-se-á energizado com corrente no sentido correto (HART, 2011). A Figura 20 representa a referida situação.

Figura 20 - Circuito *Boost* em operação com a chave aberta



Fonte: Próprio Autor

A tensão na carga (V_0) será expressa abaixo:

$$V_0 = V_s \quad V_l = \frac{V_s \cdot L \cdot i_l}{t} \quad (38)$$

Consequentemente, a variação de corrente no indutor com a chave aberta por ser obtida abaixo:

$$i_{l\text{ aberto}} = \frac{(V_s - V_0) \cdot (1 - D) \cdot T}{L} \quad (39)$$

De forma análoga ao exposto para o conversor anteriormente explicado, têm-se que, para operação em regime contínuo, a corrente no indutor antes e após a análise do sistema deve ser igual (HART, 2011), portanto:

$$i_l = i_{l\text{ aberto}} + i_{l\text{ fechada}} = 0 \quad (40)$$

$$V_0 = \frac{V_s}{1 - D} \quad (41)$$

Conforme ilustrado acima, é possível observar que, como D é um valor maior ou igual a zero e menor que 1, a tensão na carga será sempre maior ou igual à tensão da fonte, comprovando, assim a propriedade elevadora de tensão deste conversor.

Os valores da indutância para manter a corrente contínua durante a operação do conversor (quando fixada a frequência de chaveamento), e da capacitância para reduzir o *ripple* de tensão na carga são obtidos pelas Eq. 42 e 43 abaixo que foram retiradas de (HART, 2011) sendo abaixo ilustradas.

$$L = \frac{V_s \cdot D}{i_l \cdot f} \quad (42)$$

$$C = \frac{D}{R \cdot \left(\frac{V_0}{V_0}\right) \cdot f} \quad (43)$$

2.3.2 Conversores CA/CC

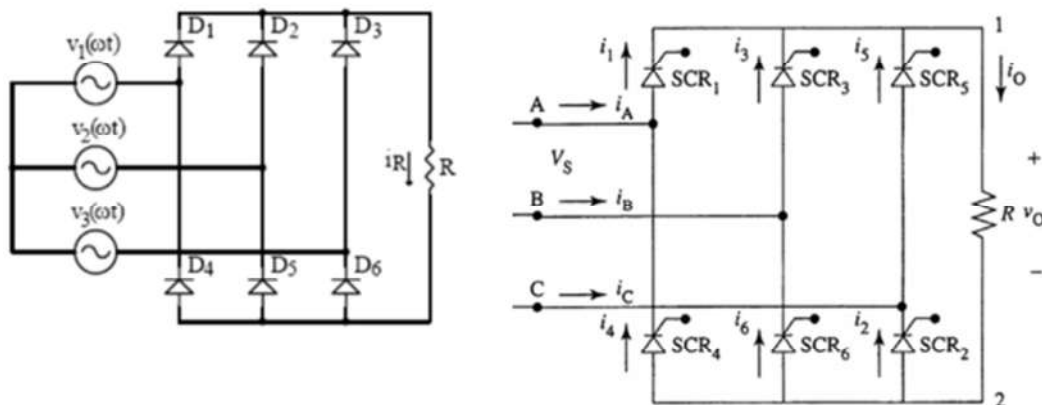
Os conversores CA/CC, também conhecidos como retificadores, são responsáveis por converter a energia por eles injetada de alternada para contínua, tendo diversas aplicações em circuitos monofásicos e trifásicos na área de eletrônica e na parte de potência, como por exemplo: uso em máquinas de solda, controladores de carga para carga de baterias, entre outros.

Como este trabalho tem como intuito focar em aplicações voltadas ao uso em sistemas de potência, serão brevemente explanados apenas os retificadores de onda completa.

Estes podem ser formados por diodo, e nesta situação são conhecidos como retificadores não controlados, ou ainda formados por tiristores, sendo possível escolher, a partir de um circuito de disparo, o ângulo de comutação dos tiristores para entrada no sistema, sendo, portanto, denominados de retificadores controlados (MORA, 2014).

Os circuitos apresentados na Figura 21 ilustram as topologias dos retificadores não controlado e controlado.

Figura 21 – Retificadores não controlado e controlado



Fonte: BARBI (2016).

A tensão média na carga, lado de corrente contínua do retificador, pode ser obtida a partir da relação abaixo ilustrada, obtida de (BARBI, 2006).

$$V_{lmed} = \frac{\sqrt{2} \cdot V_0}{\pi} \cdot (1 + \cos \alpha) \quad (44)$$

Onde,

V_{lmed} é a tensão média na carga;

V_0 é a tensão na carga;

α é o ângulo de disparo do tiristor.

Em se tratando dos retificadores a diodo (ou não controlados) também conhecida como ponte de Graetz, sua condução se inicia simplesmente com a alteração no sentido da corrente alternada, desde que se obtenha uma tensão superior a sua barreira de potencial, no caso do Germânio (Ge), 0,4 Volts e, no caso do Silício (Si), 0,7 Volts. Desta forma o ângulo de disparo torna-se nulo ($\alpha = 0$), sendo a Eq. (44), reescrita para o retificador não controlado da seguinte forma (BARBI, 2006):

$$V_{lmed} = 0,9 \cdot V_0 \quad (45)$$

A corrente de carga pode ainda ser expressa conforme a relação abaixo, obtida de (BARBI, 2006):

$$i(\omega t) = \frac{\sqrt{2} \cdot V_0}{\sqrt{R^2 + X^2}} \cdot [\text{sen}(\omega t - \varphi) - \text{sen}(\alpha - \varphi) \cdot e^{-t/\gamma}] \quad (46)$$

Onde,

$$\varphi = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \quad (47)$$

$$\gamma = \frac{L}{R} \quad (48)$$

$$t' = t \quad \frac{\alpha}{\omega} \quad (49)$$

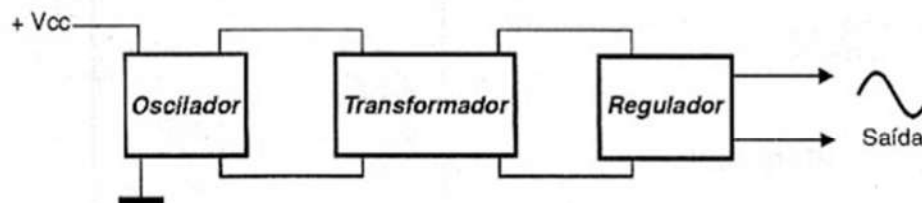
2.3.3 Conversores CC/CA ou inversores de tensão

Os conversores CC/CA, também conhecidos como inversores de tensão, possuem sua forma de operação, basicamente oposta ao funcionamento do retificador alternado, ou seja, é responsável por converter a energia produzida em corrente contínua, para corrente alternada, sendo largamente utilizada em aplicações envolvendo fontes de energia renováveis, com especial destaque para aplicações envolvendo fontes eólicas e solares.

Além de sua função básica como conversor, os inversores possuem um importante papel nos sistemas conectados a rede que é o de sincronizar a energia convertida de acordo com os parâmetros de frequência e tensão do local de instalação, atuando também, desta forma, como um gestor do fluxo de energia a ser enviado pela fonte CC ao sistema de potência (TEODORESCU, 2011).

De uma forma mais básica, ao considerarmos apenas a capacidade de conversão de corrente contínua para corrente alternada, os inversores de tensão podem ser do tipo com transformador e sem transformador (*Transformerless*). O primeiro é composto de uma topologia basicamente contendo um oscilador potência de corrente contínua, responsável por converter a tensão contínua pura em tensão contínua pulsante. Esta etapa ocorre devido ao fato de que um transformador só opera em tensão alternada, ou seja, é necessário possuir uma variação na polarização da corrente que nele circula. Feito isto, o transformador converterá a tensão contínua oscilante de baixos pulsos em uma tensão alternada com o valor desejado de tensão. Por fim, na saída do transformador, é inserido um regulador de tensão de modo a adequar os picos de tensão e o módulo para o valor desejado na aplicação. A Figura 22 abaixo, ilustra, de forma simplificada, a topologia do inversor com transformador.

Figura 22 - Topologia de inversor com transformador



Fonte: Adaptado de Instituto Newton Braga

A segunda topologia (*Transformerless*), e a mais utilizada em operações onde é necessária a conexão com a rede elétrica ou operações de maior robustez e confiabilidade, é aquela na qual é utilizada uma ponte de semicondutores (transistores IGBT ou MOSFET) para realizar a modulação da corrente contínua para corrente alternada. Esta topologia é conhecida como inversores de rede, ou ainda como inversores *transformerless* (devido a ausência do transformador para realização da conversão CC/CA). Aliado aos semicondutores, tem-se ainda um bloco de processamento de sinal para leitura de parâmetros e comando do inversor de acordo com a rede e sua aplicação (solar, eólica, banco de baterias, entre outros). Para auxiliar a conexão com a rede, existe na saída do sistema um bloco de filtro, na sua grande maioria da topologia LCL, de vital importância, em especial no controle de comportamentos transitórios (TEODORESCU, 2011).

Além das funções primárias mencionadas, o inversor de tensão também é responsável por: desconexão por baixa tensão AC, desconexão por variação de frequência, proteção anti-ilhamento, desconexão CC por situações adversas entre outras.

Em virtude da aplicação analisada nesta dissertação ser relacionada à conexão de fontes em corrente contínua ao sistema elétrico, uma abordagem mais detalhada sobre o inversor *transformerless* será feita.

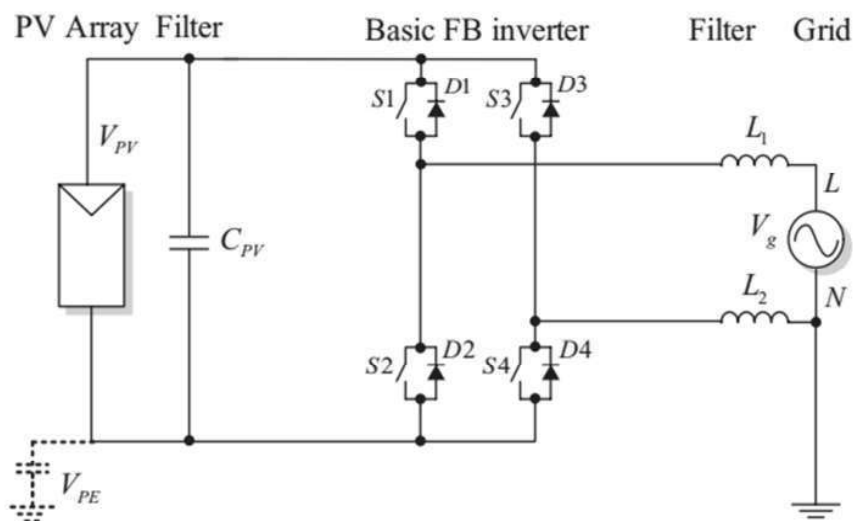
O primeiro inversor conectado a rede a ser produzido em massa se deu na década de 1990 como o fabricante SMA, com o modelo PV-WR (TEODORESCU, 2011).

Existem diversas variantes de topologias dos inversores de tensão disponíveis no mercado, tendo cada grande fabricante desenvolvido sua variante visando sanar algum problema existente nas topologias mais básicas e tentando agregar as qualidades de duas ou mais topologias. Por este motivo serão apresentadas, de forma sucinta, as duas topologias básicas de inversores de tensão conectados à rede para implantação de sistemas fotovoltaicos: O inversor Ponte H (*H-bridge converter*) e o inversor NPC (*Neutral Point Clamped*).

2.3.3.1 Inversor ponte-H

O inversor *H-bridge*, também conhecido como *Full-Bridge Converter* foi a primeira topologia desenvolvida com o intuito de conexão à rede. Sua topologia é bastante semelhante à topologia do retificador de onda completa, sendo melhor exposta na Figura 23 abaixo.

Figura 23 - Topologia do inversor *H-bridge*



Fonte: Adaptado de TEODORESCU, 2011.

A condução dos transistores se dá de forma diagonal, ou seja, conduzem em um sentido de circulação de corrente as chaves S1 e S4, e no outro, as chaves S2 e S3.

Como vantagens desta topologia destacam-se: A tensão fase-terra (V_{pe}) possui apenas componentes de tensão da rede, não possuindo, portanto, componentes na frequência de chaveamento dos transistores, reduzida corrente de fuga e reduzida interferência eletromagnética (EMI – *Electromagnetic interference*).

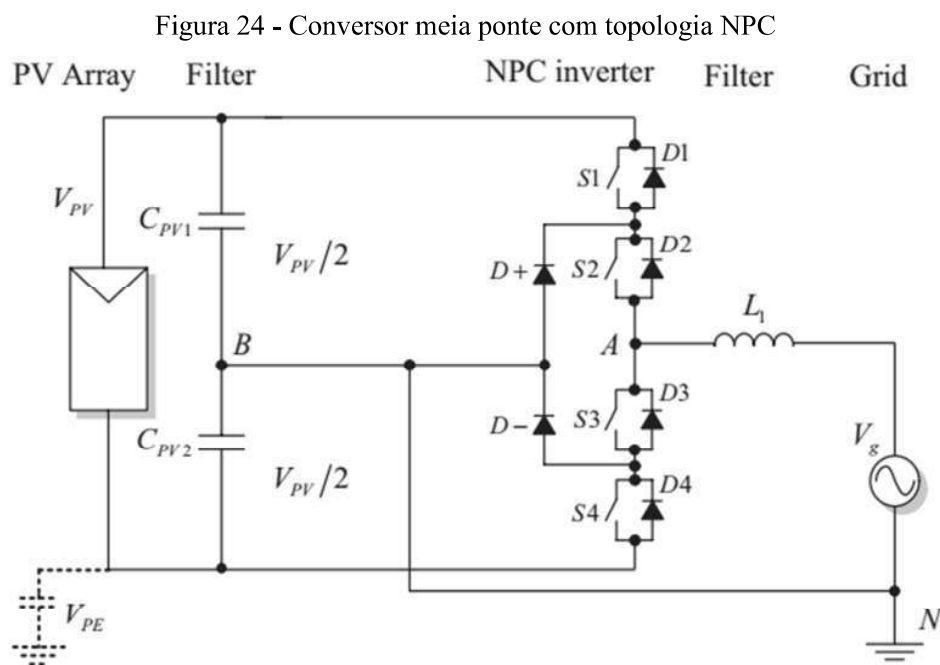
Como desvantagens destaca-se: Elevado *ripple* de corrente em virtude do chaveamento, o que acarreta filtros mais robustos; variação de tensão bipolar nos filtros, causando maiores perdas no núcleo e reduzida eficiência devido a perdas reativas entre os capacitores e indutores dos filtros, sendo, por este motivo, uma topologia não usual para sistemas conectados à rede.

2.3.3.2 Inversor NPC

Esta topologia de inversor consiste, basicamente, no conceito da criação de um ponto de referencial zero no elo de corrente contínua na fonte do sistema, por meio da interconexão do ponto central deste elo ao terra da instalação, gerando, desta forma, uma tensão positiva e outra negativa no elo CC cujos módulos serão metade do valor do módulo da fonte CC.

Como vantagens desta topologia destacam-se: maior versatilidade no uso com as topologias de meia ponte e ponte completa, redução no estresse por chaveamento dos transistores e nos valores dV/dt (TEODORESCU, 2011).

A Figura 24 abaixo ilustra a composição básica desta topologia aplicada a um conversor meia ponte.



Fonte: Adaptado de TEODORESCU (2011)

De posse da figura acima é possível verificar que, para a condução de corrente no sentido positivo (ou horário), as chaves S1 e S2 entram em condução, ao passo que as chaves S3 e S4 encontram-se desligadas.

Já no caso de geração de corrente circulando no sentido negativo (ou anti-horário), as chaves S3 e S4 entrarão em condução e as chaves S1 e S2 encontrar-se-ão desligadas.

Os diodos representados na Figura 25 por D+ e D- são de suma importância, pois auxiliam na criação do ponto de referência no elo contínuo do sistema.

É importante salientar ainda que, as frequências de chaveamento nos transistores utilizados nesta topologia são diferentes: as chaves S1 e S4 são operadas a elevadas frequências, ao passo que as chaves S2 e S3 são operadas com a frequência da rede.

Como vantagens desta topologia pode-se elencar: a tensão no filtro é unipolar, o que torna as perdas no núcleo reduzidas, a tensão nas chaves externas pode ser reduzida a 25% da tensão da fonte CC, o que acarreta em um decréscimo nas perdas por chaveamento, sua eficiência pode chegar a 98%, entre outras.

Como desvantagens, enumera-se: são necessários dois diodos extras para criação do ponto comum no elo CC, em comparação com a topologia de ponte H, é necessário dobrar a tensão da fonte para se obter o mesmo nível de tensão na saída, as perdas nas chaves são desiguais (TEODORESCU, 2011).

2.3.4 Normativas para conexão de fontes geradoras à rede de distribuição.

Todo e qualquer equipamento a ser conectado em paralelo às redes de transmissão e distribuição de energia devem seguir algumas normativas no que tange a proteção destes sistemas contra operações anormais da rede elétrica, proteção do operador da rede durante manutenção, limitação de distúrbios à rede (redução na injeção de harmônicos entre outras). Em cada país existe um conjunto de normativos que delimitam os critérios para análise da conexão de acessantes. No Brasil, todos os inversores utilizados para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, e também os inversores híbridos, que combinam as duas topologias *on grid e off grid* em um único equipamento, apesar de necessitarem do selo do INMETRO para sua comercialização, são produzidos de acordo com as normativas europeias da IEC – *International Electrotechnical Commission* em virtude de sua grande maioria ser proveniente de importação, por se tratar de um equipamento com elevado grau de desenvolvimento tecnológico. Desta forma, serão brevemente abordadas algumas normativas responsáveis por estabelecer os critérios de operação destes equipamentos. Por mais que algumas das normas aqui apresentadas tratem de plantas fotovoltaicas, muitas delas também podem ser adotadas para a conexão de demais fontes de energia que tenham sua geração baseada em corrente contínua, pois o que mudará de uma tecnologia para a outra será a gestão do ponto ótimo de operação de acordo com cada fonte de energia utilizada, e não a forma de

operação do inversor na conversão para corrente alternada e monitoramento dos parâmetros da rede de distribuição ou transmissão.

2.3.4.1 *IEEE 1547-1*

Esta normativa estabelece critérios para interconexão à rede de geração distribuída à rede de distribuição. As primeiras normativas estabelecidas pelo *IEEE*, como por exemplo a *IEEE 929-2000* considerava apenas a conexão de geração solar fotovoltaica, porém com o advento de novas tecnologias com valores cada vez mais competitivos, outras normas, como a *IEEE 1547* surgiram para agregar as demais gerações distribuídas, tais como: eólica, célula combustível, armazenadores de energia entre outros, sendo aplicada para verificação de plantas de microgeração de pequena escala e aplicações residenciais.

Esta norma é o resultado de esforços para a criação de uma padronização de uma rotina de aplicação para todas as tecnologias que envolvem o uso do inversor de tensão.

É uma norma focada em aspectos técnicos para a conexão com a rede propriamente dita abordando características como: elaboração do inversor, requisitos gerais de funcionamento, resposta a condições anormais de operação, manobras para prevenção de operação em condições de ilhamento, testes periódicos para manutenção preventiva, instalação e comissionamento do inversor, entre outros.

2.3.4.2 *IEC 61727 e IEC 62116*

As normas em questão estabelecem parâmetros para conexão em paralelo com a rede de distribuição AC de inversores fotovoltaicos que funcionem com a conversão AC/DC por meio de chaves de estado sólido, e que contam com dispositivo de proteção anti-ilhamento.

A norma *IEC 62116* trata, mais especificamente, dos testes e critérios a serem adotados para a desconexão dos inversores fotovoltaicos conectados à rede na ausência de tensão alternada, medida esta conhecida com proteção anti-ilhamento.

A norma *IEC 61727* trata, além dos aspectos gerais de interface de conexão mencionados, dos limites de distorção harmônica de corrente – DTT para inversores fotovoltaicos *transformerless*, ou seja, aqueles que utilizam chaves transistorizadas para operação.

2.3.4.3 Desconexão por condições de rede anormais

Esta subseção tratará, de forma resumida, de um tópico bastante importante e muito relacionado ao mecanismo de proteção anti-ilhamento: a desconexão do inversor por condições anormais de operação.

Tal situação pode trazer uma possibilidade de danos ao equipamento, em virtude de transitórios causados em manobras ou faltas na rede elétrica. Mais ainda, o monitoramento e desconexão dos inversores em tais situações deve ser realizado por parte do inversor como medida de segurança, uma vez que tais comportamentos anormais podem apresentar a possibilidade de manutenção na rede elétrica por parte do operador, e portanto, necessitar-se da rede totalmente desenergizada de modo que não se possa ocorrer choques acidentais, ou rearme de proteções eletrônicas em virtude da identificação de correntes residuais.

Os dois parâmetros monitorados que indicarão uma condição anormal de operação serão a tensão RMS da rede no ponto de conexão do inversor e a frequência em Hertz.

As Tabelas 3 e 4 abaixo enumeram, respectivamente, as situações que causarão desconexão do inversor conforme as normas *IEEE 1547-1* e *IEC 61727* e seus respectivos tempos de desconexão.

Tabela 3 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de tensão IEEE 1547

Faixa de Tensão (%)	Tempo de Desconexão (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 88$	2,0
$110 < V < 120$	1,0
$V \geq 120$	0,16

Fonte: Adaptado de *IEEE 1547* (2018).

Tabela 4 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de tensão IEC 61727

Faixa de Tensão (%)	Tempo de Desconexão (s)
$V < 50$	0,10
$50 \leq V \leq 88$	2,0
$110 < V < 135$	2,0
$V \geq 135$	0,05

Fonte: Adaptado de *IEC 61727* (2004)

Analogamente, as Tabelas 5 e 6 apresentam respectivamente, as condições de desconexão com a rede por variação de frequência conforme as normas *IEEE 1547* e *IEC 61727*.

Tabela 5 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de frequência IEEE

Faixa de Frequência (Hz)	Tempo de Desconexão (s)
$59,3 < f < 60,5$	0,16

Fonte: Adaptado de IEEE 1547 (2018)

Tabela 6 - Requisitos para desconexão de inversores por variação de frequência IEC

Faixa de Frequência (Hz)	Tempo de Desconexão (s)
$f_n-1 < f < f_n+1$	0,2

Fonte: Adaptado de IEC 61727 (2004)

É importante salientar, ainda, que, a desconexão do inversor será apenas do circuito de potência, permanecendo o circuito de controle e monitoramento continuamente ligado, a fim de que se possa verificar o instante de normalização das condições de rede para religação (TEODORESCU, 2011).

As condições necessárias para reconexão referentes as normas *IEEE 1547* e *IEC 61727* são apresentadas, respectivamente, nas Tabelas 7 e 8 abaixo.

Tabela 7 – Condições de reconexão do inversor de acordo com a norma IEEE 1547

Condições de reconexão
$88 \% < V < 110 \%$
$59,3 \text{ Hz} < f < 60,5 \text{ Hz}$

Fonte: Adaptado de IEEE 1547 (2018)

Tabela 8 - Tempo de reconexão do inversor de acordo com a norma IEC 61727

Condições de reconexão
$88 \% < V < 110 \%$
$f_n-1 < f < f_n+1$
Tempo mínimo de espera de 3 minutos

Fonte: Adaptado de IEC 61727 (2004)

2.3.5 Metodologias de sincronização com a rede

Como o inversor de tensão, independente da fonte de energia que o abastece, opera em paralelo com a rede de distribuição ou transmissão, é necessário que o mesmo possua mecanismos de sincronização de tensão e frequência com a rede, a fim de evitar eventuais transitórios por diferenças de tensão e corrente, ou ainda, surgimento de componentes simétricas na tensão no ponto de acoplamento.

Com este objetivo, foram desenvolvidas algumas metodologias para sincronização com a rede, destacando-se três topologias básicas: o método de análise de *Fourier*, o método PLL – *Phase Locked Loop*, e o método FLL – *Frequency Locked Loop*. Como todas as tecnologias são bastante maduras e bem desenvolvidas no mercado das energias renováveis, não será abordado de forma mais abrangente a forma de elaboração destas metodologias, por não se tratarem do ponto de interesse desta dissertação. De forma simplificada, pode-se dizer que o método de análise de *Fourier* trata-se de uma metodologia de aplicação no domínio da frequência, ou seja, por definição esta estratégia assume que a frequência de análise da rede é conhecida e possui sua magnitude constante durante a toda a análise. A amostra de frequência do sinal analisado deve ser um múltiplo inteiro da frequência fundamental da rede.

Já os métodos PLL e FLL enquadram-se em metodologias que tratam de análise no domínio do tempo, tem como característica principal o uso de um mecanismo de *looping* adaptativo que permite rastrear, por meio de um oscilador interno, a variável de interesse no sinal de entrada, no caso do PLL a variável utilizada é a fase da tensão da rede e no FLL a frequência da rede (TEODORESCU, 2011).

MODELAGEM COMPUTACIONAL E

RESULTADOS

3.1 Introdução

Nesta seção será abordado detalhadamente todo o processo de concepção do sistema a ser utilizado, escolha do parâmetro a ser monitorado, detecção do ponto crítico de operação, ou seja, os valores de tensão em regime permanente que estarão fora dos limites adotados adiante, escolha da tecnologia de armazenador mais adaptável ao sistema, elaboração da malha de controle de acordo com os parâmetros do armazenador e limites de tensão CA escolhidos para monitoramento e comparação da situação antes e depois da aplicação do sistema armazenador escolhido, observando seus efeitos na rede.

Para a simulação foi utilizado o software MATLAB, versão 2016a, devidamente licenciado. Mais especificamente, em virtude de sua plataforma gráfica, e interface de programação por blocos de forma amigável, robusta e intuitiva, será utilizada a ferramenta *Simulink* deste software.

Os blocos de funções que são relacionados a configurações mais básicas do sistema, tais como, linhas de distribuição, cargas, chaves transistorizadas e etc utilizados neste estudo já são existentes na própria biblioteca do programa, representando modelos de alta confiabilidade e reduzido erro de desempenho quando comparados aos circuitos reais, sendo portanto apenas dimensionados conforme os parâmetros da rede escolhida.

A fim de propiciar mais confiabilidade e aproximar os resultados obtidos de uma operação real, o sistema de distribuição a ser utilizado não foi aleatoriamente dimensionado. Foi utilizado um dos sistemas teste do IEEE que tem suas condições operativas muito fidedignas a uma operação em escala real. Mais especificamente foi utilizado o sistema teste IEEE 13 barras, que será mais bem detalhado na subseção a seguir.

3.2 Metodologia

Para realização desta pesquisa foram realizadas as seguintes etapas:

Primeiramente, foi escolhido o sistema teste de distribuição a ser utilizado (sistema IEEE 13 barras). Algumas alterações no sistema em relação ao original (existente na biblioteca do *Simulink*) foram feitas no sentido de aumentar a carga do sistema, a fim de propiciar uma oscilação na tensão devido a entrada e saída de cargas, foram também retirados os bancos de capacitores fixos existentes, no intuito de retirar qualquer efeito na tensão do sistema relacionados ao aumento da tensão na rede em virtude da potência reativa fornecida por estes elementos.

Outra alteração realizada no sistema foi a inserção de uma carga, cuja curva de demanda foi devidamente modelada de modo que a sua oscilação gerasse, conseqüentemente, uma alteração no perfil de tensão em regime permanente, em virtude da variação de carga.

Posteriormente, foram verificadas todas as 13 barras existentes no sistema, a fim de identificar pontos no sistema cujos valores de tensão em regime estivessem fora do intervalo identificado como aceitável pelo Módulo 8 do PRODIST.

Identificados os pontos nos quais ocorreram afundamento ou elevação de tensão acima dos níveis permitidos, foi realizada uma análise a fim de definir a tecnologia de armazenamento mais propícia para a situação encontrada.

Após a escolha do armazenador, foram desenvolvidas as malhas de controle e potência para os processos de carga e descarga da bateria, de acordo com suas características físicas de carga e descarga, e monitoramento do seu estado de carga.

Por fim, o sistema de armazenamento de energia foi acoplado à rede na barra escolhida após a análise do perfil de tensão, para que se pudesse realizar a análise operacional do sistema modelado, a fim de validar o modelo computacional proposto e elaborado neste trabalho e também os feitos deste acoplamento no sistema de distribuição.

3.3 Sistema IEEE 13 barras

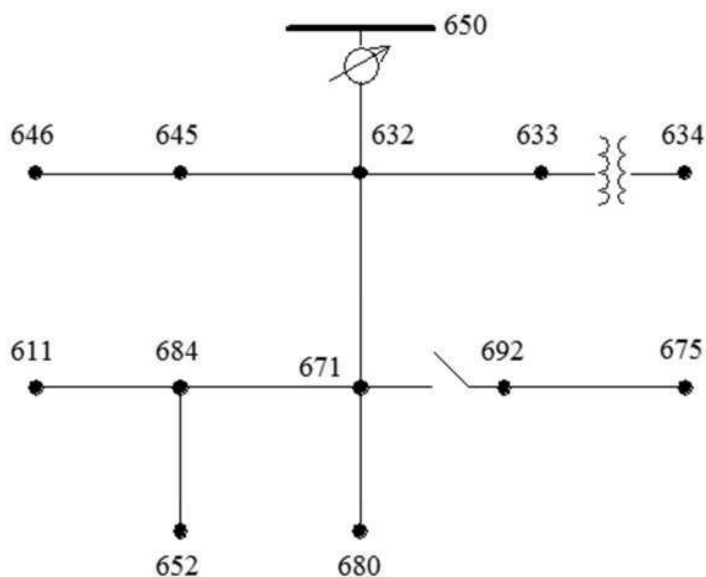
Os sistemas testes do IEEE foram desenvolvidos com o intuito de oferecer circuitos para simulação baseados em situações reais de operação.

O sistema escolhido (*IEEE 13 bus distribution feeder*) foi desenvolvido em 1992, juntamente com os sistema de 34, 37 e 123 barras. Todos estes quatro sistemas foram criados baseados em sistemas de distribuição já existentes, com o intuito de avaliar a capacidade dos *softwares* para resolução de sistemas trifásicos desbalanceados (IEEE, 1992).

É um sistema que representa uma pequena rede de distribuição, de tensão nominal 4,16 kV, caracterizado por ser um sistema relativamente bem carregado, de pequeno porte, com capacitores *shunt* e cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas que acarretam um desbalanceamento entre fases, possui um regulador de tensão localizado na subestação (Barra 650) e apresenta linhas de transmissão aéreas e subterrâneas. Contém, ainda, um transformador a vazio entre as barras 633 e 634 (IEEE, 1992). A Figura 25 abaixo ilustra um diagrama unifilar que representa o sistema em questão.

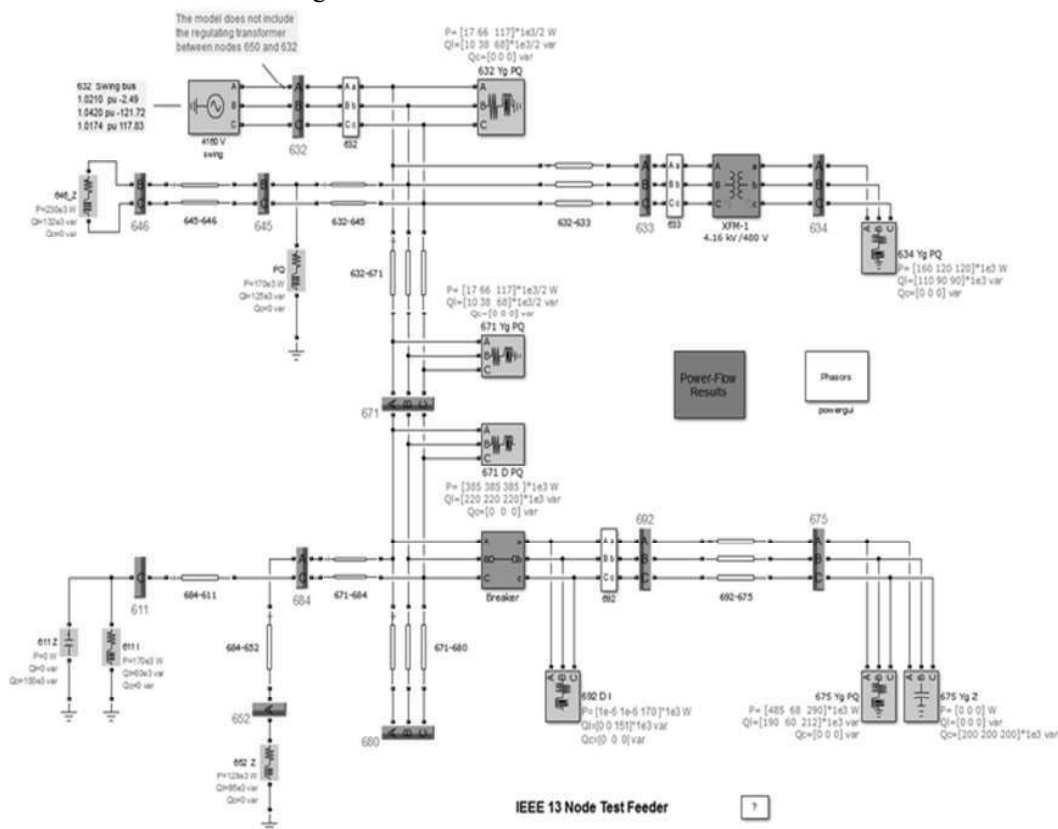
Figura 25 - Sistema IEEE 13 barras

IEEE 13 Node Test Feeder



Fonte: Adaptado de IEEE (1992).

Os parâmetros para preenchimento do sistema em questão no software *Simulink* são encontrados no Anexo A deste trabalho. A Fig. 26 abaixo ilustra o sistema existente na biblioteca do *software*, que será utilizado na simulação após a realização de algumas adaptações detalhadas a seguir.

Figura 26 – Sistema 13 Barras no *Simulink*

Fonte: *Simulink*.

A fim de otimizar o tempo de preenchimento de informações e reduzir a possibilidade de erro nas linhas de distribuição de parâmetros distribuídos, foram elaboradas matrizes de resistência, indutâncias e capacitâncias para cada um dos quatro tipos de linhas existentes.

É importante salientar que, neste sistema não foi modelado o regulador de tensão, visto que as oscilações na tensão durante a operação do sistema são desejadas e necessárias para a análise abordada neste trabalho

3.3.1 Sistema IEEE 13 barras modificado

Para uma melhor adequação a utilização desejada do sistema algumas alterações serão feitas.

Primeiramente, serão retirados os capacitores *shunt* presentes nas barras 675 e 611 a fim de anular as influências destes no aporte de reativos da rede e conseqüentemente seus efeitos no aumento do módulo da tensão nas barras. O regulador de tensão presente na barra

650 continuará sendo desconsiderado, pois as oscilações de tensão presentes no sistema durante a simulação são desejadas e necessárias para simular uma operação real e também para que se possa atingir os pontos de atuação do armazenador de energia que será dimensionado.

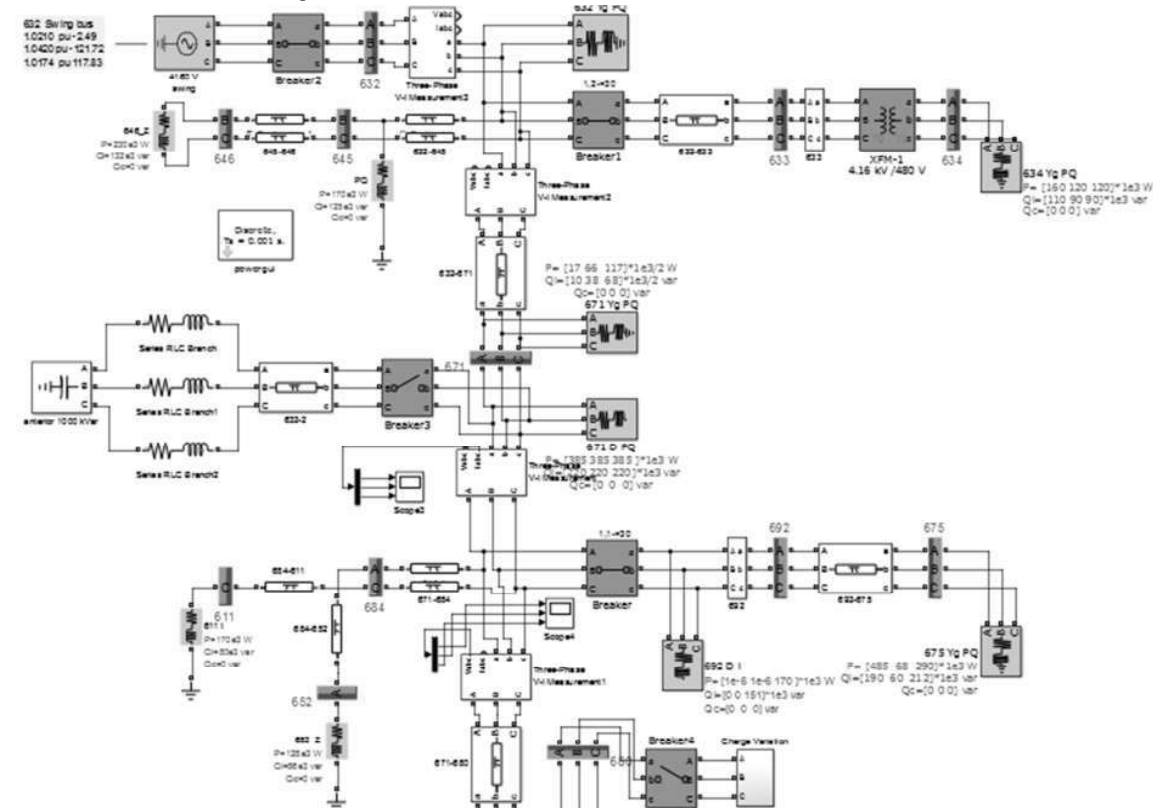
Será inserida uma carga trifásica variável na barra 680 a fim de aumentar o nível de carregamento do sistema e também causar uma oscilação nos níveis de tensão em virtude da entrada e saída de carga nesta barra ao longo da simulação. Juntamente com o intuito de causar as referidas variações de carga, serão inseridos no sistema duas chaves temporizadas (representadas pelo bloco *Breaker*) sendo: uma antes da barra 633 e outra antes da barra 692.

Na biblioteca do *Simulink* existe um sistema 13 barras pré-existente que não será utilizado neste trabalho, pelo fato de utilizar um modelo de linhas de transmissão do tipo parâmetros distribuídos. Em virtude desta representação o passo de integração da simulação deve ser reduzido, em virtude das pequenas constantes de tempo presentes nestas configurações.

Desta forma será utilizada a representação de linhas de transmissão tipo Π , representado apenas as componentes de sequência positiva e zero. As componentes de sequência negativa serão desconsideradas, pois, por se tratar de uma análise em regime permanente, esta aproximação não afetará a qualidade dos resultados de forma notável.

A Figura 27 ilustra a disposição do sistema após as alterações mencionadas.

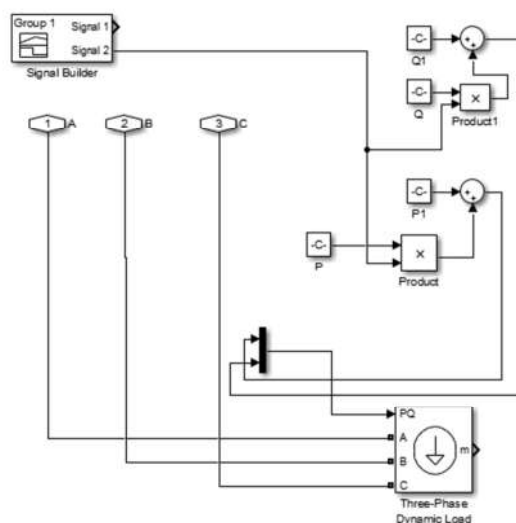
Figura 27 - Sistema IEEE 13 Barras modificado



Fonte: Próprio Autor

O bloco *Charge Variation* conectado a barra 680 será responsável por representar uma carga trifásica de demanda variável no sistema, o que acarretará na alteração dos níveis de tensão em virtude das alterações de potência decorridas durante a simulação. A Figura 28 abaixo ilustra de forma mais detalhada a composição deste bloco implementado pelo autor.

Figura 28 – Sistema de Carga dinâmica



Fonte: Próprio Autor

Uma carga dinâmica com controle dos valores de potência ativa e reativa de potência $200 + j75$ KVA foi inserida no sistema. Para variação dos seus valores de potência ativa e reativa foi utilizado um bloco *Signal Builder*, a partir do qual é possível gerar uma forma de onda qualquer que, neste caso, será responsável por representar a variação de demanda das potências reativa e ativa da carga durante a simulação. Seus valores foram multiplicados por constantes a fim de elevar o módulo da variação da demanda. A curva de demanda utilizada variará para cada um dos três estudos de caso que serão apresentados.

De posse do regime de operação (curva de demanda) da carga da barra 680 que será a responsável pela oscilação de tensão em regime permanente, a simulação para verificação dos perfis de tensão das barras foi então realizada.

Adicionalmente, foi inserido um banco de capacitores trifásico de 500 kVAr, em série com uma indutância de pré-inserção para reduzir os efeitos do transitório de chaveamento de entrada do banco na barra 671, que será adicionado ao sistema durante a simulação de alguns dos casos de estudo, com o intuito de gerar durante a simulação períodos de sobretensão de modo a tornar a análise de operação do funcionamento do armazenador mais completa, abrangendo ciclos de carga e descarga do armazenador.

Para definição dos limites mínimo e máximo de adequação da tensão, foi utilizado como referência o Módulo 8 do PRODIST, módulo este que trata dos parâmetros relativos a

qualidade da energia no âmbito da rede de média tensão. Os limites de tensão dispostos no 2.3.2.3 deste módulo são descritos a seguir:

2.3.2.3. Com relação às tensões contratadas junto à distribuidora:

- a) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão e, ainda, coincidir com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidor; ANEEL, PRODIST Módulo 8, 2018, página 8

Desta forma, foi considerado subtensão aquela tensão menor que $0,95 pu$, ou 3952 volts (considerando a tensão nominal do sistema de 4160 volts definida no sistema *IEEE 13* barras) e sobretensão aquela superior a $1,05 pu$, ou 4368 volts.

3.3.2 Escolha do Armazenador de Energia

De posse dos resultados das simulações, foi detectado que o problema a ser mitigado trata-se de variação de tensão em regime permanente sendo esta causada pela oscilação na demanda das cargas do sistema.

Em aplicações reais, por mais que se tenha um histórico do comportamento de cargas de um sistema, não é possível prever com certeza, quando uma carga de grande porte entrará em funcionamento no sistema, por quanto tempo os efeitos de sua entrada permanecerão no sistema até serem sanados e quando será realizada a saída da carga.

Desta forma, o armazenador utilizado para mitigar os efeitos deste fenômeno deverá possuir como características:

- Elevada capacidade de armazenamento, pois não se sabe qual será a exigência do sistema;

- Elevado tempo de descarga, pois não se sabe a duração do fenômeno a ser mitigado;
- Reduzida taxa de auto descarga, pois não se sabe qual será o intervalo de tempo entre operações do armazenador.

Portanto, o armazenador escolhido será do tipo baterias, sendo a tecnologia empregada a de íons de lítio, em virtude de sua reduzida taxa de auto descarga, robustez de funcionamento (elevada densidade de energia). Apesar de as baterias de lítio atualmente não serem as mais competitivas em termos financeiros na sua aquisição, quando comparadas a outras tecnologias mais empregadas (NiMH, baterias de chumbo ácido e estacionárias por exemplo), é aquela que apresenta o menor custo de manutenção, possui uma vida útil elevada e, principalmente, a médio prazo é aquela que apresenta um maior potencial de desenvolvimento de sua tecnologia em virtude das crescentes pesquisas realizadas com aplicação desta tecnologia.

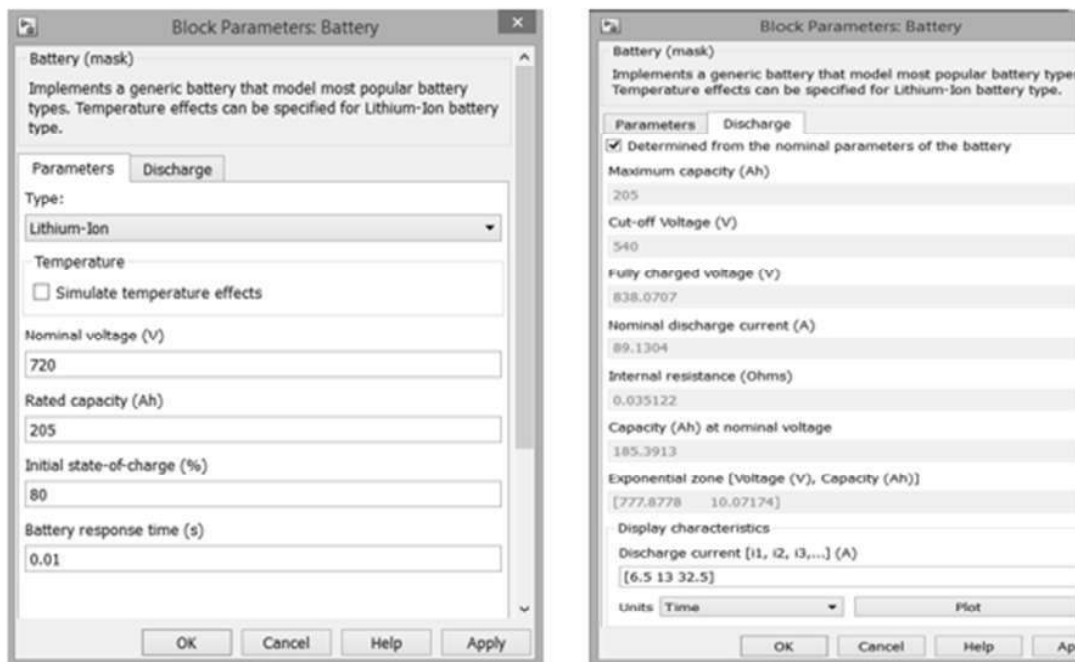
O modelo escolhido foi do fabricante chinês BYD – *Build Your Dreams* modelo *B-Box Compact 2.5*, cujo *datasheet* completo pode ser obtido no Anexo B deste trabalho. A escolha deste modelo se deu, entre outros motivos por se tratar de uma tecnologia modular, ou seja, é possível construir *racks* com este modelo de baterias de modo a obter diferentes configurações de armazenadores, e ainda pela facilidade no monitoramento das características do SOC – *State of Charge* da bateria e do SOH – *State of Health*. Alguns dos principais dados desta bateria podem ser observados na Tabela 9 abaixo.

Tabela 9 – Características elétricas da bateria

Modelo	<i>B-Box Compact 2.5</i>
Composição Química	LiFePO ₄
Tensão do módulo	48 V
Capacidade de Armazenamento	2.56 kWh
Eficiência	95,3 %

Fonte: Adaptado de B-Box *datasheet* – BYD (2016).

Para a simulação, portanto foi escolhida uma associação destas baterias de um arranjo formado por 60 módulos organizados da seguinte forma: 4 arranjos conectados em paralelo, sendo cada um composto por 15 células conectadas em série, compondo, portanto, um sistema de 720 volts, com capacidade nominal de 205 Ah, conforme observado na Figura 29.

Figura 29 - Parametrização da Bateria no *Simulink*

Fonte: Próprio Autor

Escolhido o sistema de armazenamento, o próximo passo será a elaboração da estratégia de despacho de energia, recarga da bateria e controle dos sistemas de potência.

3.4 Modelagem Computacional

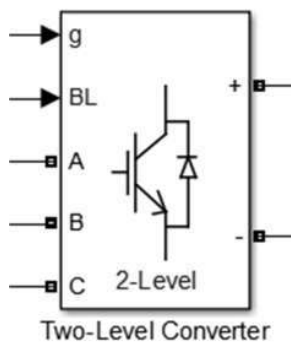
A fim de detectar os pontos críticos do sistema de 13 barras, considerando os limites mínimo e máximo de tensão em regime permanente do Módulo 8, serão realizadas duas simulações: a primeira (caso 1) será realizada com o intuito de detectar os pontos de sobretensão no sistema, verificando assim a eficiência do circuito de recarga da bateria que foi dimensionado. A segunda (caso 2) será realizada com o intuito de detectar pontos de subtensão no sistema, verificando, desta forma, a eficiência do circuito de descarga da bateria.

3.4.1 Ciclo de descarga

A topologia escolhida para esta aplicação foi a topologia *full-bridge* também conhecida como Ponte H. O bloco utilizado para esta simulação já é existente na biblioteca do

Simulink, sendo, portanto, realizada apenas sua parametrização de acordo com as características desejadas. A Figura 34 ilustra o bloco utilizado.

Figura 30 - Conversor CC/CC *full-bridge*



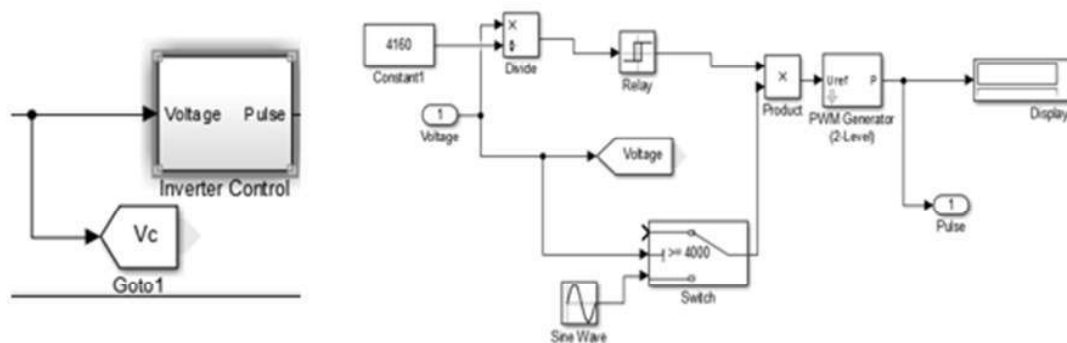
Fonte: Próprio Autor

O comando deste inversor será realizado por meio das portas representadas pelas letras “g” e “BL”.

A porta representada pela letra “g” é aquela que receberá o pulso PWM para chaveamento dos transistores IGBT. Já a porta “BL” – sigla de *block* – habilita ou não o funcionamento do conversor. Quando recebe sinal lógico 0 não há o bloqueio do seu funcionamento, porém ao receber sinal lógico 1, a mesma irá bloquear o funcionamento do inversor.

A porta “g” do inversor receberá um sinal do bloco desenvolvido *inverter control*. O mecanismo de controle das condições de disparo do inversor pode ser observado na Figura 35 abaixo.

Figura 31 - Topologia de Controle de disparo do inversor



Fonte: Próprio Autor

À esquerda é possível observar o bloco a ser conectado à entrada do inversor. À direita, é possível observar a lógica de funcionamento para geração do sinal de disparo do inversor.

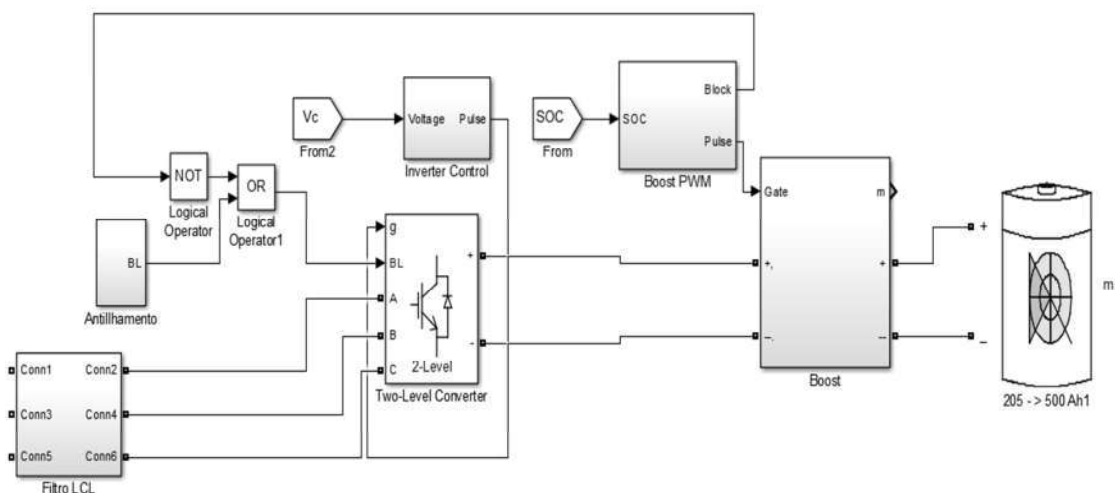
Um bloco *Constant1* é utilizado como valor da tensão nominal da rede (4160 V) servindo como referência para a comparação da tensão atual na fase C da barra 671 (representada pelo bloco *Voltage*). O bloco *divide* é responsável por dividir o valor da tensão da rede pelo valor nominal, a fim de gerar o valor em *pu*. Um bloco *relay* é utilizado para condicionar a situação na qual será enviado sinal lógico 1. Para tensões superiores a 0,962 *pu*, o bloco estará em nível lógico 0, já para tensões menores ou iguais a este valor, o bloco estará em nível lógico 1, ou seja, em atuação.

O valor 0,962 *pu* utilizado como limiar de atuação não foi escolhido por acaso. Caso fosse inserido o valor de 0,95 *pu* que representa o limiar mínimo descrito no módulo 8, haveria um chaveamento contínuo do relé e, conseqüentemente do inversor, reduzindo a vida útil de suas chaves, visto que, ao atingir um valor menor que 0,95, o relé enviaria comando de atuação, porém logo que o sistema registrasse aumento de tensão, o relé abriria imediatamente, e conseqüentemente a tensão cairia novamente. Com este intuito o valor de 0,962 *pu* utilizado como referência de atuação foi obtido de forma empírica na simulação, visto que durante a entrada do sistema a ultrapassagem deste valor de tensão se daria apenas após a normalização da tensão da rede em virtude da saída de cargas do regime de operação estipulado reduzindo, desta forma, os chaveamentos de entrada e saída repetitivos e acidentais.

O sinal de saída do relé está ligado a uma porta lógica *Product*, que tem ação semelhante à porta lógica “E”. Como não é o foco deste trabalho, as formas de sincronização com a rede não serão abordadas (PLL, FLL e Transformada de *Fourier*), visto que este trabalho não visa eleger uma destas técnicas como a mais eficiente. Desta forma, será simulada uma tensão de 1 *pu* trifásica, com defasagem angular de 120° e frequência de 60 Hz por meio do bloco *Sine Wave*, de modo que a tensão enviada pelo inversor tenha como referência uma tensão ideal de 60 Hz para sincronização. A saída da porta lógica “E” é portanto, conectada ao bloco *PWM Generator* como tensão de referência para a geração do PWM para chaveamento dos IGBTs, cuja frequência escolhida foi de 10 kHz.

A Figura 32 ilustra, de forma resumida, o diagrama de potência do circuito de descarga do armazenador de energia.

Figura 32 - Diagrama do circuito de descarga do armazenador.



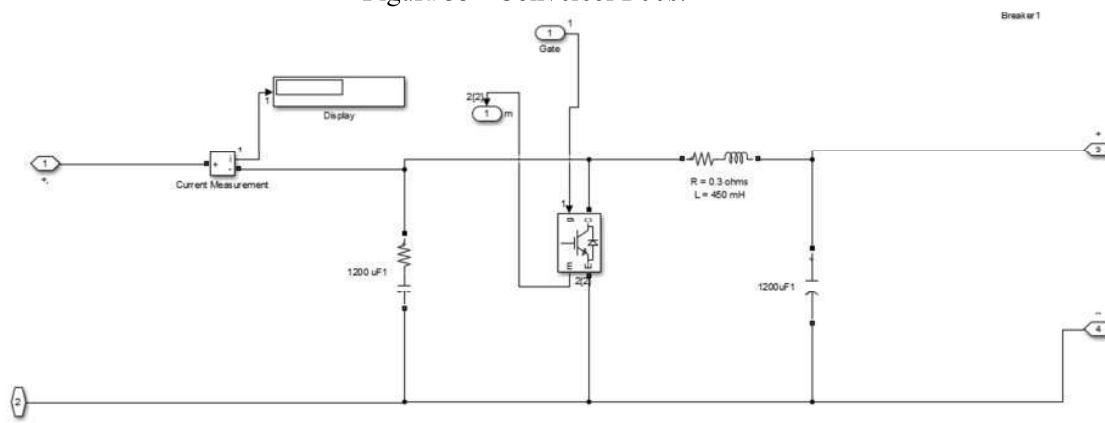
Fonte: Próprio Autor

É possível observar que, além do sistema de controle do inversor, a porta *Block* do inversor (representada por *BL*) também será responsável por limitar a operação do inversor durante o período de simulação, sendo esta comandada pela lógica operacional do controlador do conversor *Boost*.

O conversor *Boost* será utilizado com o intuito de representar um controlador de carga do sistema, bem como adequar os níveis de tensão entre banco de baterias e inversor. O controlador *Boost* tal como o controlador do inversor utilizará a medição da tensão da rede para condicionar sua operação, com os adicionais da verificação dos parâmetros da bateria: corrente e *SOC*, a fim de otimizar sua utilização.

A Figura 33 abaixo ilustra a topologia do conversor *Boost* utilizado neste trabalho.

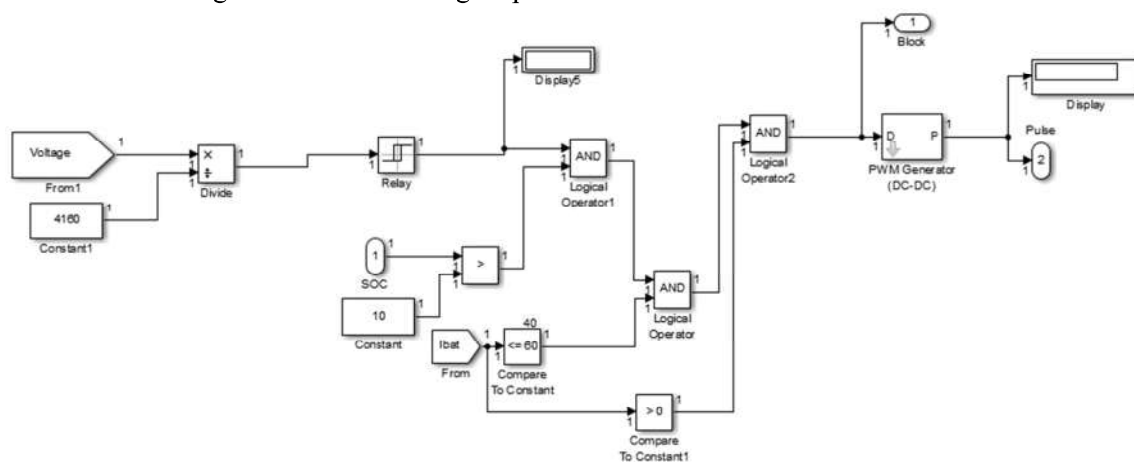
Figura 33 - Conversor *Boost*



Fonte: Próprio Autor

No circuito em questão foi utilizado um transistor do tipo IGBT. O ponto de entrada de sinal representado pela letra “g” ilustra o sinal de comando proveniente do circuito de disparo que será posteriormente apresentado. O sinal de saída “m” representa as grandezas que podem ser mensuradas a partir deste bloco. Os capacitores utilizados para redução do *ripple* foram de 1200 μF cada com uma resistência interna de 1 $\text{m}\Omega$. O indutor utilizado é de 450 mH , com uma resistência interna de 0,3 Ω . O transistor IGBT será comandado pelo circuito lógico representado na Figura 34.

Figura 34 - Circuito Lógico para comando do conversor *Boost*



Fonte: Próprio Autor

Na Figura acima observa-se que o controle do funcionamento do conversor *Boost* será realizado com base no monitoramento das seguintes grandezas: tensão CA da barra escolhida, estado de carga e corrente de operação da bateria.

O bloco *Voltage* recebe o valor da tensão na fase C da barra 671 em RMS, o bloco *Constant1* é preenchido com o valor da tensão nominal (4160 V) a fim de obter o valor da tensão na fase C em *pu*. O bloco *Divide* será responsável por dividir o valor da tensão medida pelo valor de referência (4160 V), desta forma o valor da tensão será obtido em *pu*.

De forma análoga ao processo de comando do inversor, o bloco *Relay* realizará sua atuação, com os mesmos limites de tensão pelos motivos anteriormente explanados.

Ao entrar na faixa de subtensão, o bloco enviará sinal lógico 1 para uma porta lógica multiplicadora (Porta “AND”). O outro sinal recebido por esta porta para se realizar a operação virá dos parâmetros analisados da bateria.

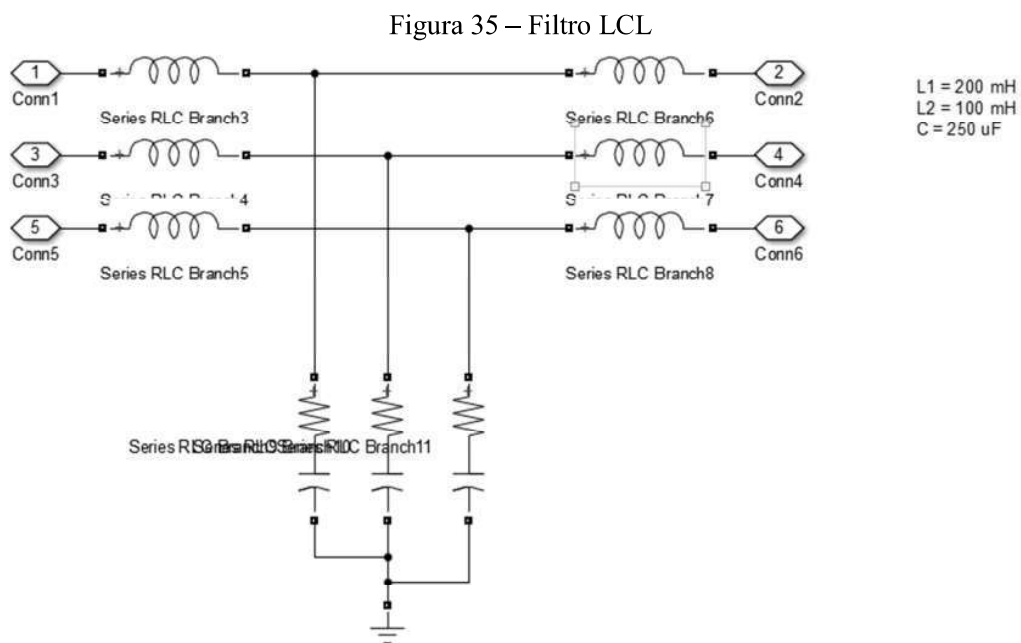
Inicialmente é medido o valor do estado de carga – *SOC* da bateria. Este valor é obtido pela saída de sinal do bloco *Battery* já pré-existente na biblioteca do *Simulink*, bem como os parâmetros de corrente em Ah e tensão da bateria em volts. Por meio de um bloco comparador, o *SOC* da bateria é analisado em relação a uma constante pré-estabelecida. Esta comparação é feita a fim de conservar a vida útil da bateria. Caso o estado de carga da bateria seja inferior a 10% será enviado sinal lógico 0, a fim de que não haja descarga da bateria além dos limites críticos, a fim de impedir descargas profundas, reduzindo o número de ciclos de descarga da bateria.

Caso o estado de carga seja superior a 10%, será então enviado sinal lógico alto, ou seja, a bateria pode ser descarregada, pois apresenta carga suficiente para tal. Desta forma ao receber sinal lógico 1 do bloco *Relay* e do comparador do estado de carga, a porta lógica *Logical Operator1* enviará sinal lógico um para um segundo operador “E”. O segundo sinal a ser analisado será proveniente da análise da corrente de descarga da bateria. A fim de limitar a corrente de descarga da bateria para conservar a duração de sua carga e evitar que a mesma seja descarregada com valores superiores aos nominais, foi utilizado um segundo bloco comparador. Enquanto a corrente de descarga da bateria for menor ou igual a 60 Ah, o comparador enviará sinal lógico 1, autorizando a descarga da bateria, caso contrário ficará bloqueado.

Estes dois sinais serão então utilizados na porta *Logical Operator* com a função “E”. Ao receber nível lógico alto do limitador de descarga e do primeiro operador lógico, será enviado sinal 1 para o terceiro e último operador lógico. Este último operador lógico é necessário para evitar a circulação de corrente reversa pelo circuito do conversor *Boost*, ou seja, será utilizado a fim de evitar a recarga da bateria pelo circuito inversor – conversor. Um comparador irá verificar a corrente da bateria. Se a mesma for maior que 0, ou seja, positiva, será enviado sinal lógico 1, autorizando o funcionamento do sistema, caso contrário, o sistema será desabilitado. A saída da última porta lógica (*Logical Operator2*) alimentará o gerador de pulso PWM do conversor *Boost*. A porta que define o *duty cycle* será alimentada com os níveis lógicos 0 (transistor aberto) ou 1 (transistor fechado). O sinal PWM gerado operará com a frequência de chaveamento de 10 kHz, em consonância com a frequência de chaveamento do inversor.

A fim de prover uma proteção de retaguarda, o sinal de bloqueio do conversor *Boost* também é enviado para o comando do inversor por meio de sua porta *BL*, a fim de evitar o funcionamento acidental do mesmo.

Para redução do espectro harmônico gerado pelo inversor e melhoria do processo de convergência da simulação, foi utilizado um filtro LCL em série com inversor. Sua parametrização e sua organização podem ser encontrados na Figura 35.



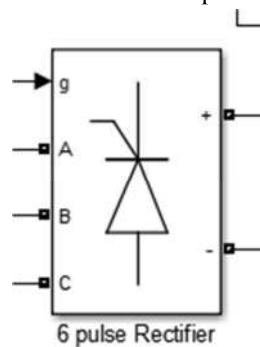
Fonte: Próprio autor

A grandeza $L1$ representa a parametrização dos indutores à esquerda, $L2$ os indutores da direita e C a capacitância em derivação.

3.4.2 Ciclo de Recarga

A topologia escolhida para realizar o ciclo de potência da recarga da bateria foi o retificador de 6 pulsos controlado (chaves tiristores) por ser um sistema bastante tradicional e com comportamento bem analisado. Este bloco já é existente na biblioteca do *Simulink*, sendo encontrado como *Universal Bridge*. A Figura 36 abaixo ilustra o bloco utilizado. O comando de disparo dos tiristores será recebido da malha de comando por meio da porta “g”.

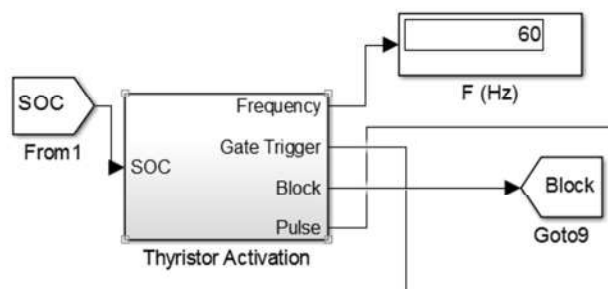
Figura 36 – Retificador de 6 pulsos controlado



Fonte: Próprio Autor

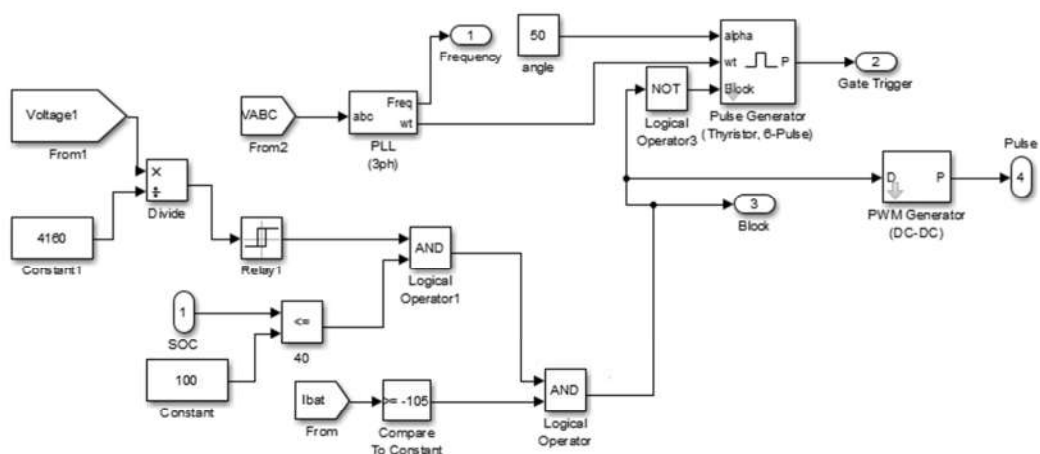
O circuito de disparo dos tiristores é melhor representado nas Figuras 37 e 38.

Figura 37 – Bloco do circuito de disparo do retificador



Fonte: Próprio Autor

Figura 38 – Malha de Comando de disparo do retificador

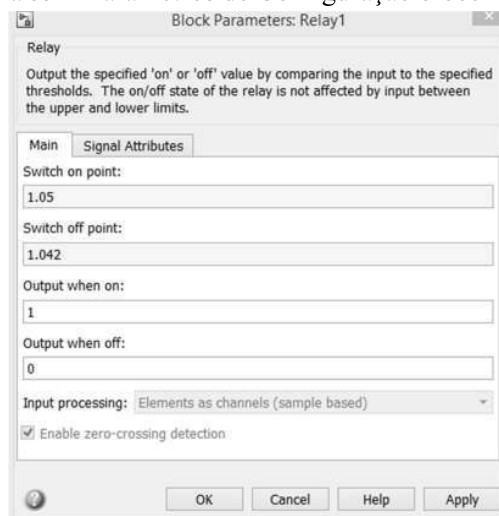


Fonte: Próprio Autor

Para realização do disparo do tiristor será seguido a seguinte rotina: Será lida a tensão RMS da fase C da barra 671. O valor lido será transformado em *pu* por meio do bloco *Divide*.

O valor transformado em *pu* será comparado dentro do bloco *Relay*, cujos valores de referência para sua operação são ilustrados na Figura 39.

Figura 39 – Parâmetros de Configuração bloco *Relay1*



Fonte: Próprio Autor

Portanto, a partir de valores de tensão superiores a 1,05 *pu* o bloco envia sinal lógico 1 e para valores menores que 1,042 *pu* o bloco envia sinal lógico 0. Este segundo valor foi escolhido como tensão de cessão de operação, por ter sido considerado como uma diferença em relação ao valor de referência (1,05 *pu*) que não representa uma ligeira flutuação no valor da tensão.

O sinal proveniente do bloco *Relay1* é enviado a um operador lógico “E” que receberá um sinal referente ao estado de carga da bateria. Caso o *SOC* da bateria seja menor ou igual a 100 (bateria totalmente carregada), será permitido o funcionamento da mesma, caso contrário, será enviado sinal lógico 0, bloqueando a operação do retificador e do conversor *Buck*.

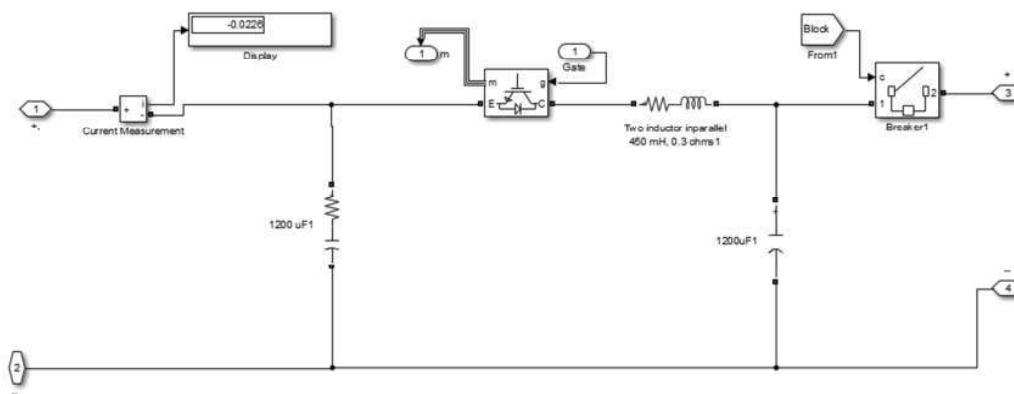
Para limitação da taxa de carga da bateria, será lida a corrente da bateria. Caso a mesma seja maior ou igual a -105 Ah (o sinal negativo foi utilizado em virtude do sentido de circulação da corrente no sistema), será permitida a operação do sistema. Caso contrário, será bloqueada a operação, de modo que a corrente não ultrapasse os valor crítico de carga da bateria.

O sinal proveniente da análise da corrente da bateria (Bloco *Compare to Constant*), e do bloco *Logical Operator1* (que recebe os sinais de estado de carga e tensão da rede) são comparados em uma segunda porta lógica “E” (porta *Logical Operator*), e seu sinal será enviado para habilitar o funcionamento do retificador e do conversor *Buck*.

Para disparo do retificador foi utilizado o bloco *Pulse Generator*. Este bloco recebe os sinais: ângulo de disparo (*alpha*), configurado para 50° pelo autor por se tratar de um sistema praticamente indutivo, ângulos de disparo menores que 90° garantem um maior período de continuidade de condução, o sinal *wt* para sincronização com a rede, realizado por meio da topologia *Phase Locked Loop* representada pelo bloco PLL, que recebe a tensão trifásica do ponto de acoplamento com a rede de distribuição, enviando um pulso para operação do retificador. A porta *Block* deste bloco será responsável por receber o sinal da malha de comando que habilita (sinal 1) ou desabilita (sinal 0) o bloqueio da operação deste bloco.

Para disparo do transistor do conversor *Buck*, representado na Figura 40, foi utilizado o bloco *PWM Generator*, cuja frequência de chaveamento será de 10 kHz. O sinal de *Duty Cycle* recebido será proveniente da lógica de comando, assumindo os valores 1 (operação) ou 0 (bloqueio).

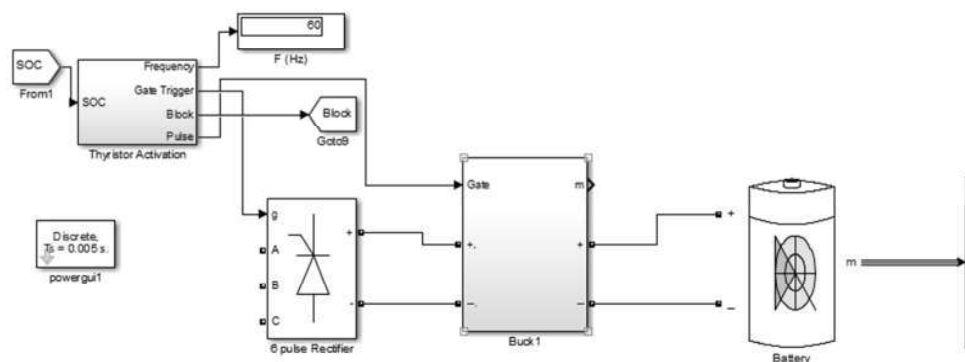
Figura 40 – Conversor *Buck*



Fonte: Próprio Autor

A Figura 41 ilustra o circuito para realização da descarga conectado a bateria.

Figura 41 – Sistema para descarga da bateria

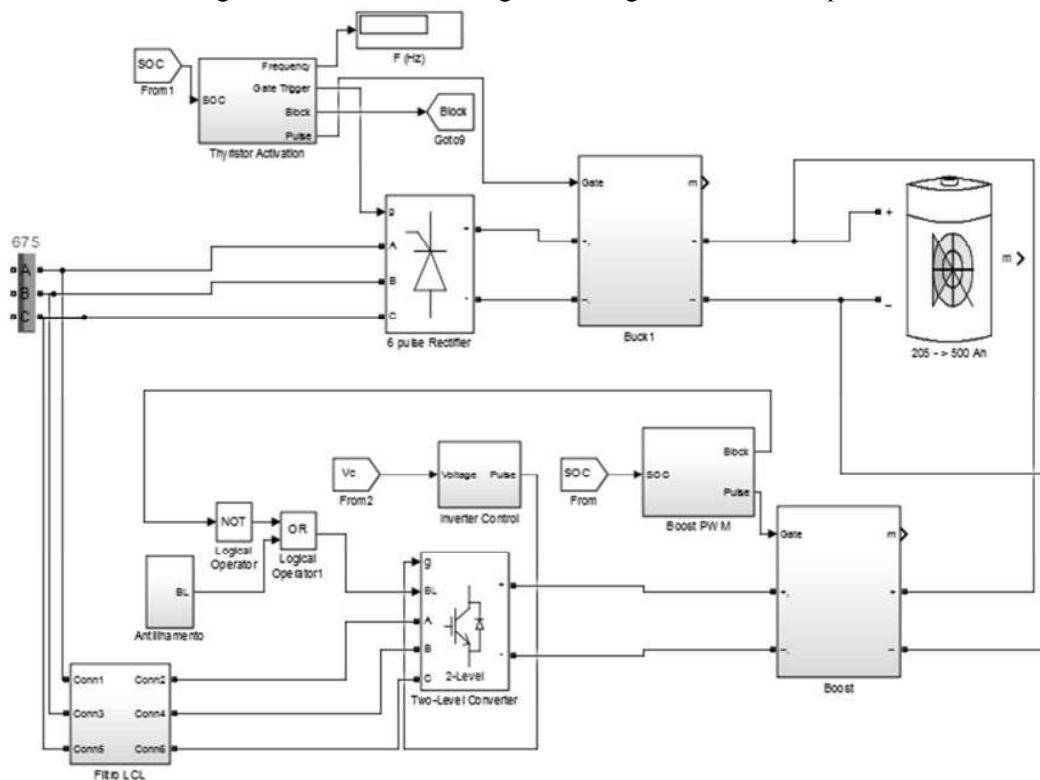


Fonte: Próprio Autor

3.5 Resultados e discussões

Após realizada a elaboração dos ciclos de carga e descarga, os dois ciclos foram integrados, formando o circuito ilustrado na Figura 42.

Figura 42 – Sistema de carga e descarga da bateria completo



Fonte: Próprio Autor

O sistema em questão foi conectado em derivação na barra 671. Para análise das consequências da conexão do armazenador desenvolvido no sistema, bem como verificar se a topologia de controle teve sua atuação conforme a expectativa inicial serão realizadas as análises a partir dos dois casos selecionados.

- Caso 1

Nesta primeira análise será realizada uma simulação com duração de 10,0 segundos, a fim de verificar os pontos críticos do sistema, na ocorrência da entrada de um banco de capacitores da barra 671, representando os períodos do dia de ausência de carga na rede, o que ocasionam um levantamento na tensão de regime permanente. As tensões máximas nas 13 barras do sistema, excluindo o período de transitório de chaveamento do banco de capacitores pode ser observado na Tabela 10.

Tabela 10 – Tensões RMS nas barras para o caso 1

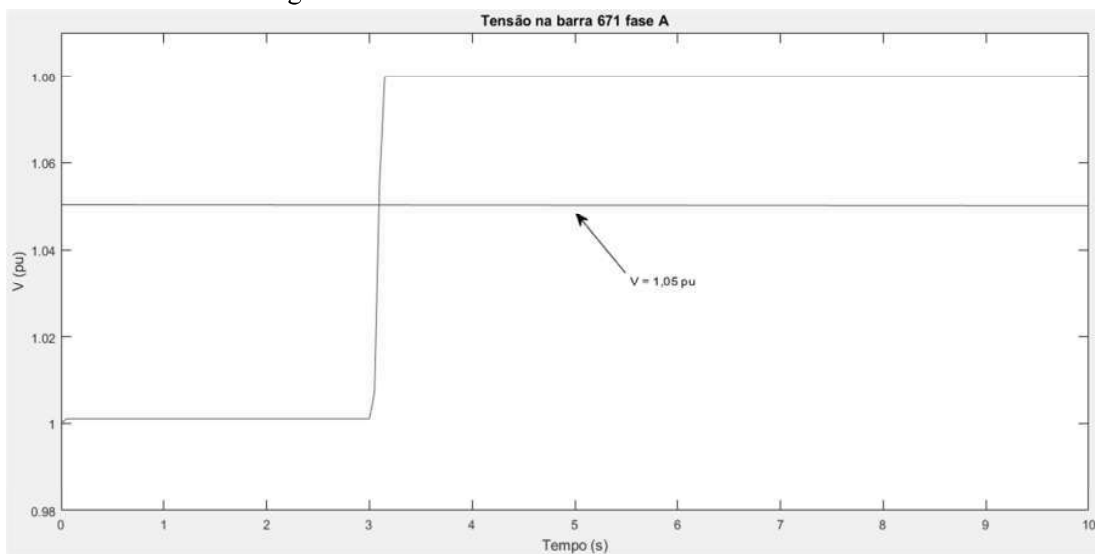
Barra	Fase A	Fase B	Fase C
632	1,042	1,046	1,040
645		1,048	1,043
646		1,048	1,043
633	1,038	1,040	1,041
634	1,038	1,040	1,041
671	1,08	1,08	1,0710
611			1,047
684	1,0501		1,047
692	1,047	1,046	1,047
675	1,047	1,046	1,047
652	1,0501		

Fonte: Próprio autor

É possível observar que a fase na qual houve as maiores oscilações relacionadas à saída de carga no sistema foi a barra 671, mais especificamente fases A e B.

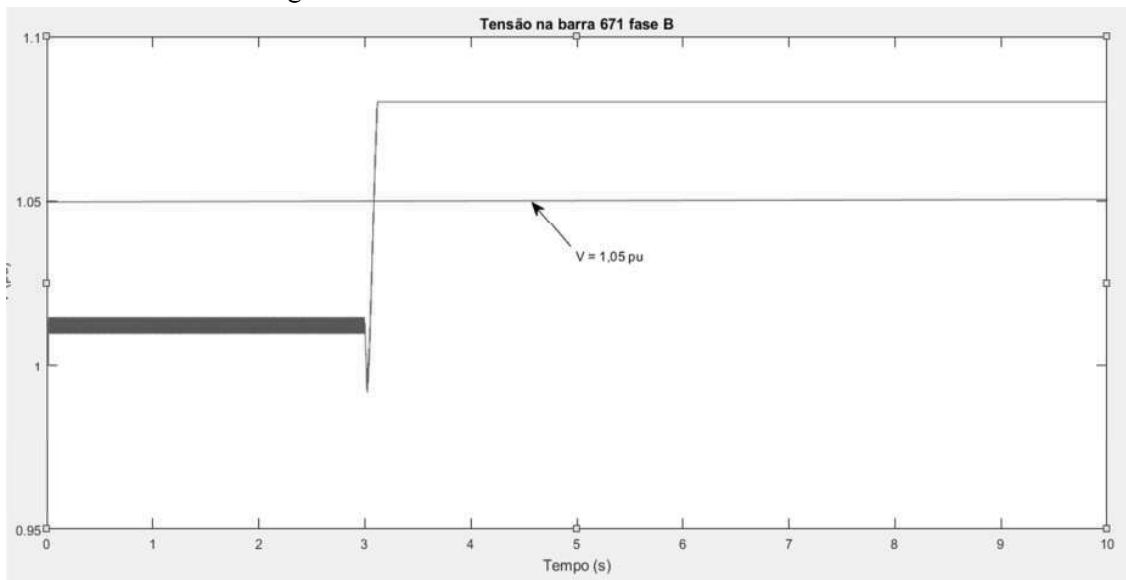
As Figuras 43,44 e 45 ilustram os valores de tensão RMS na barra escolhida.

Figura 43 – Tensão na fase A da barra 671 caso 1



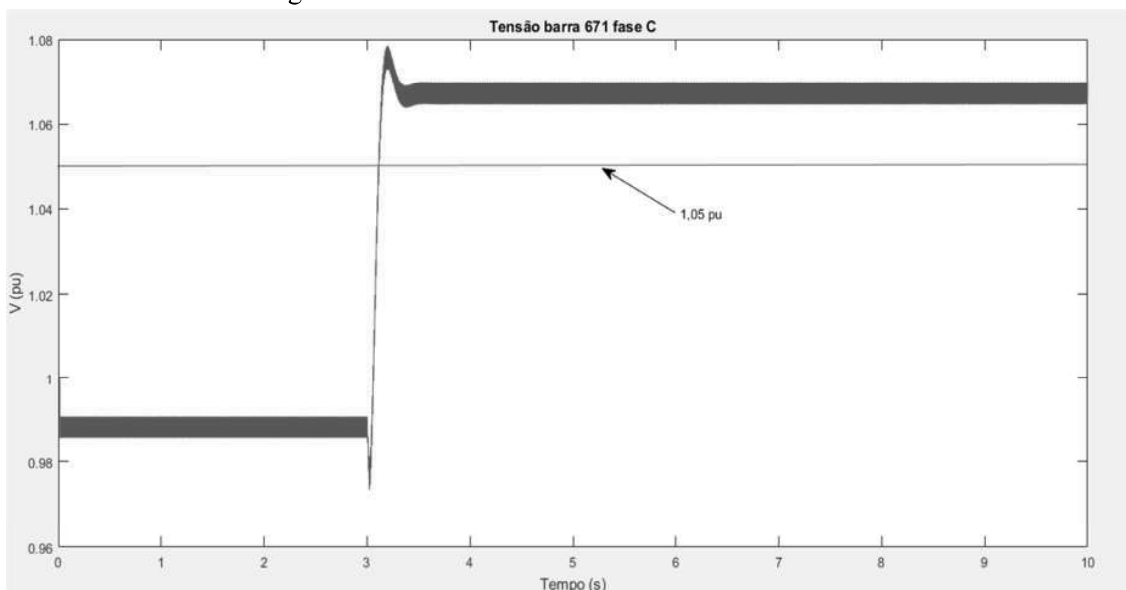
Fonte: Próprio autor

Figura 44 – Tensão na fase B da barra 671 caso 1



Fonte: Próprio autor

Figura 45 – Tensão na fase C da barra 671 caso 1

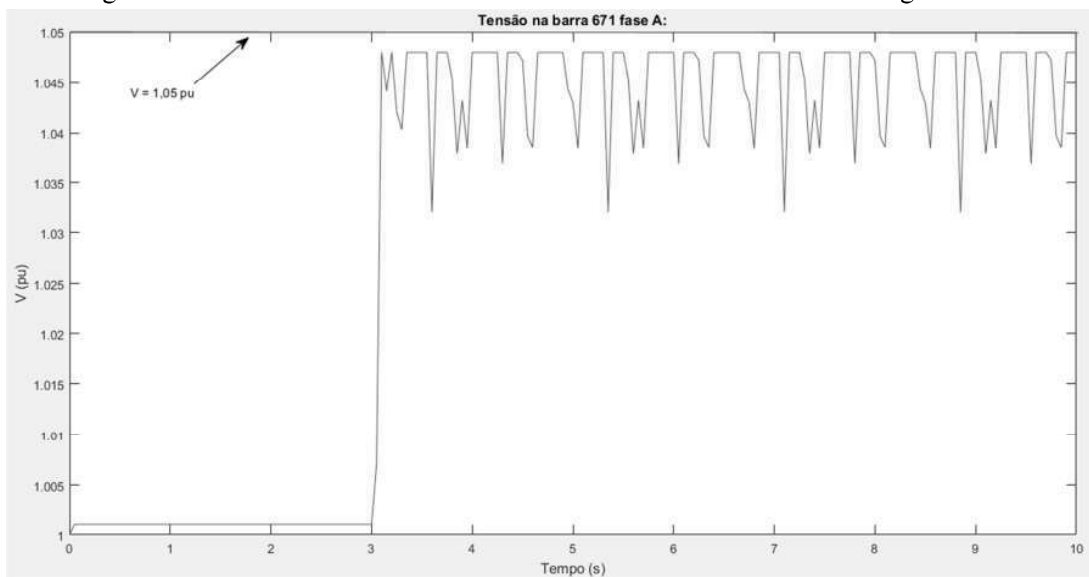


Fonte: Próprio autor

De posse das figuras acima, foram identificados intervalos de sobretensão a partir de 3,0 segundos de simulação nas três fases sendo os valores máximos nas fases A e B igual a 1,08 pu e o valor máximo na fase C igual a 1,073 pu.

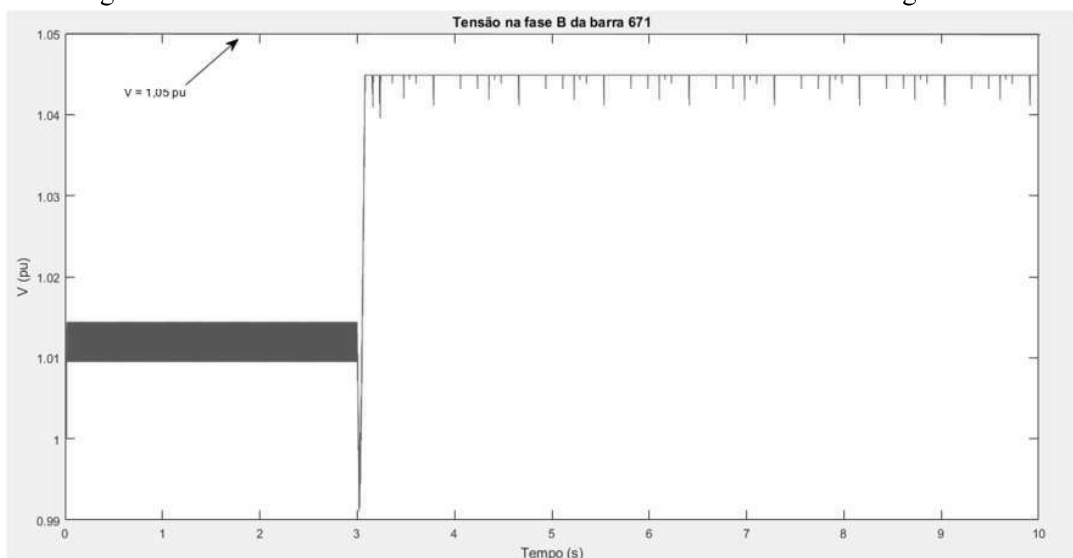
As Figuras 46, 47 e 48 abaixo ilustram, respectivamente, o perfil de tensão nas fases A, B e C após nova simulação realizada com o armazenador de energia conectado junto a barra 671.

Figura 46 – Tensão na fase A da barra 671 com armazenamento de energia caso 1



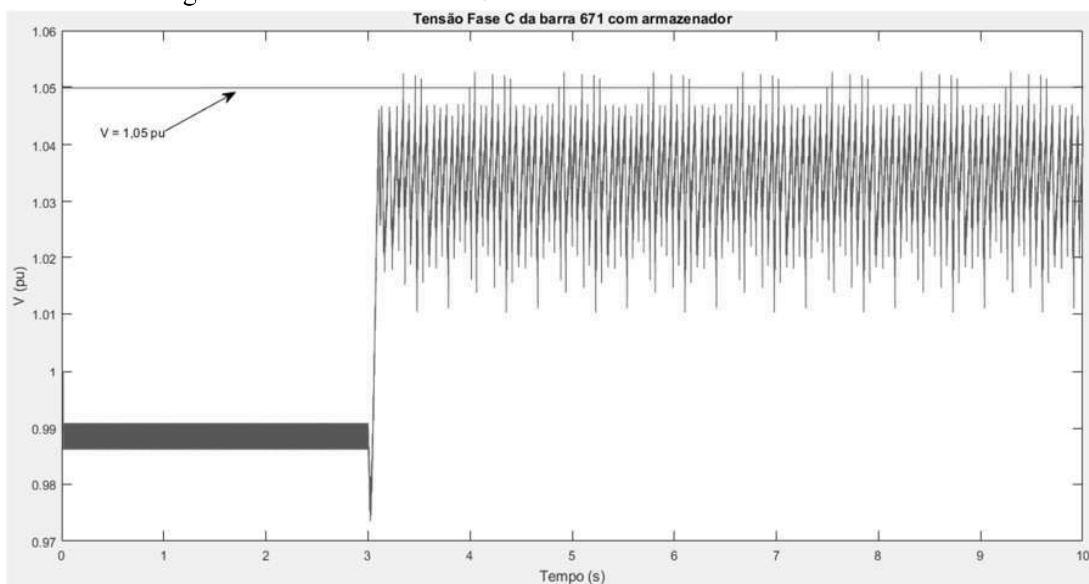
Fonte: Próprio autor

Figura 47 – Tensão na Fase B da barra 671 com armazenamento de energia caso 1



Fonte: Próprio autor

Figura 48 – Tensão na fase C da barra 671 com armazenador caso 1



Fonte: Próprio Autor

De posse dos valores acima foi possível analisar uma perceptível redução no nível de tensão de modo a adequar a tensão em regime dentro dos limites dispostos no PRODIST. A Tabela 11 ilustra os valores de tensão máxima antes e depois da conexão do sistema armazenador de energia.

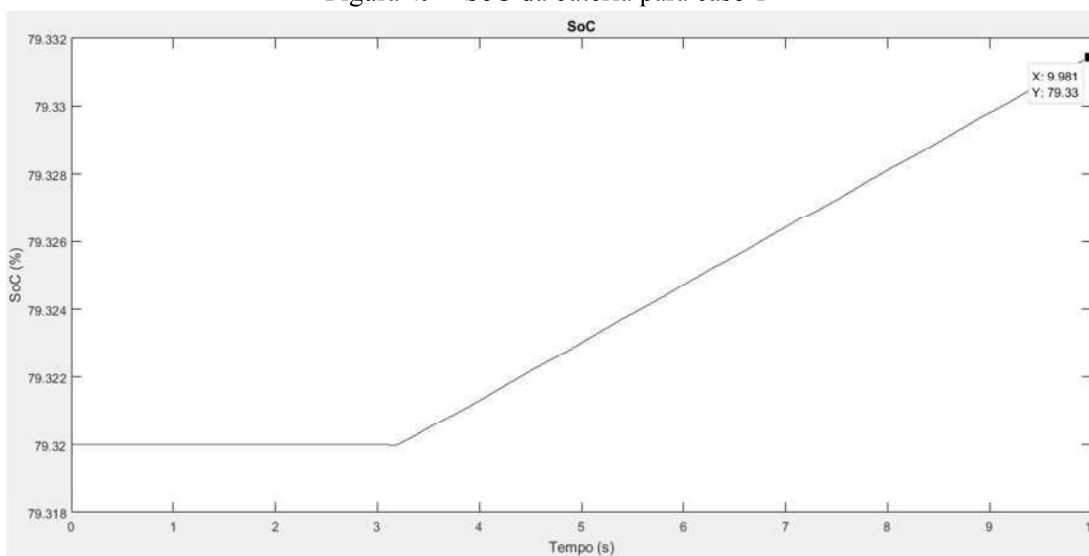
Tabela 11 – Comparativo de tensão antes e após a conexão do armazenamento de energia caso 1

	Fase A	Fase B	Fase C
Sem armazenador	1,073 pu	1,08 pu	1,08 pu
Com armazenador	1,046 pu	1,045 pu	1,048 pu

Fonte: Próprio autor

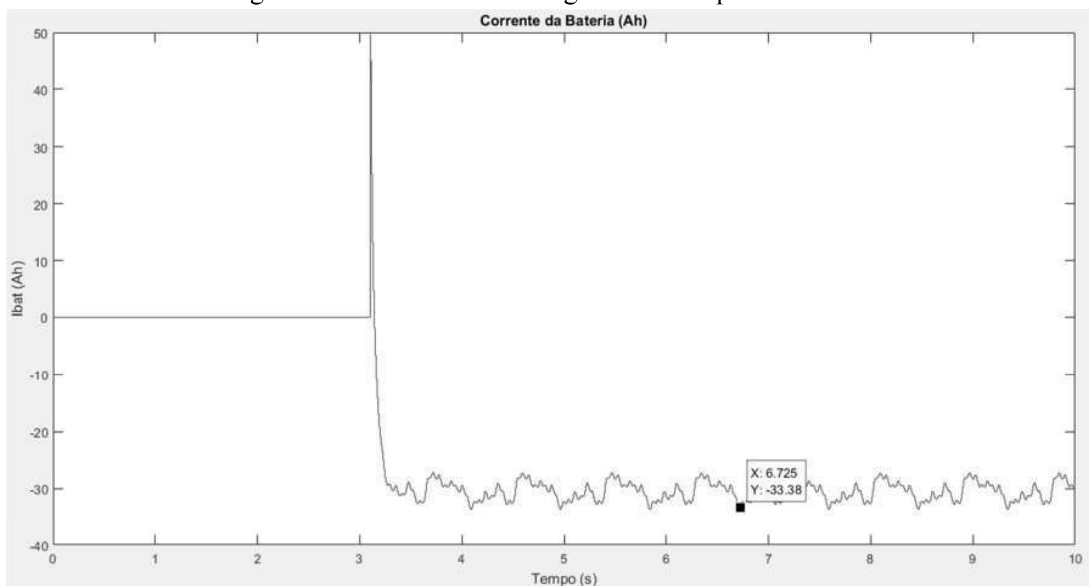
A seguir nas Figuras 49, 50 e 51 serão ilustrados: o estado de carga (SoC) da bateria, a corrente em Ah e a tensão do conjunto de baterias em volts respectivamente.

Figura 49 – SoC da bateria para caso 1



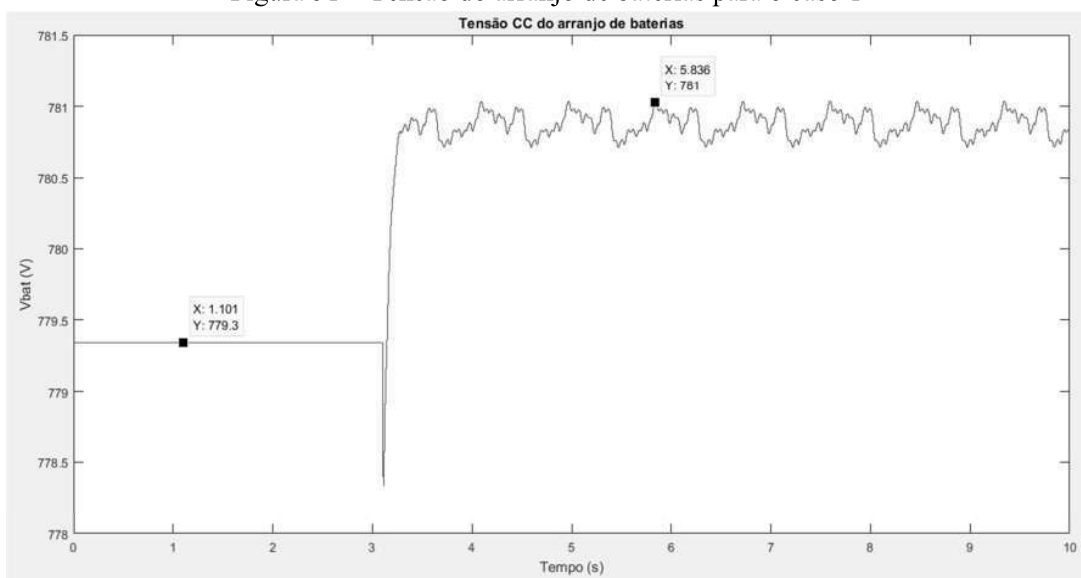
Fonte: Próprio autor

Figura 50 – Corrente de recarga da bateria para o caso 1



Fonte: Próprio autor

Figura 51 – Tensão do arranjo de baterias para o caso 1



Fonte: Próprio autor

De posse das figuras acima é possível observar que houve um aumento no estado de carga da bateria, que atingiu o valor máximo de 79,33% ao longo da simulação. Nos instantes de tempo em que a bateria não operou seu estado de carga permaneceu constante,

característica essencial para este tipo de aplicação por não ser possível precisar o intervalo de tempo entre operações.

Houve uma descarga máxima de 30 Ah, respeitando o limite de descarga imposto no circuito de comando para controle de carga da bateria. A tensão da bateria sofreu um acréscimo durante os períodos de carga tendo seus picos de tensão coincidindo com os picos de corrente de carga.

Outro aspecto importante a ser analisado neste tipo de sistema é o conteúdo harmônico da tensão do sistema em virtude da inserção de equipamentos de eletrônica de potência e também para verificar a eficiência da malha de controle do sistema. A Tabela 12 ilustra os valores de distorção harmônica antes e depois da entrada do armazenamento de energia para a fase A, que foi aquela que apresentou o maior valor de distorção harmônica.

Tabela 12 – Distorção Harmônica na fase A da barra 671 para o caso 1

Ordem Harmônica	Fase A	Distorção na sobretensão
120 Hz (2°)	0,02%	0,95%
180 Hz (3°)	0,01%	0,29%
240 Hz (4°)	0,01%	0,44%
300 Hz (5°)	0,01%	1,24%
360 Hz (6°)	0,01%	0,28%
420 Hz (7°)	0,01%	1,43%
480 Hz (8°)	0%	0,37%
540 Hz (9°)	0%	0,11%
600 Hz (10°)	0%	0,16%
660 Hz (11°)	0%	0,93%
720 Hz (12°)	0%	0,12%
780 Hz (13°)	0%	0,49%
840 Hz (14°)	0%	0,23%
900 Hz (15°)	0%	0,18%
960 Hz (16°)	0%	0,32%
THD	0,04%	7,54%

Fonte: Próprio autor

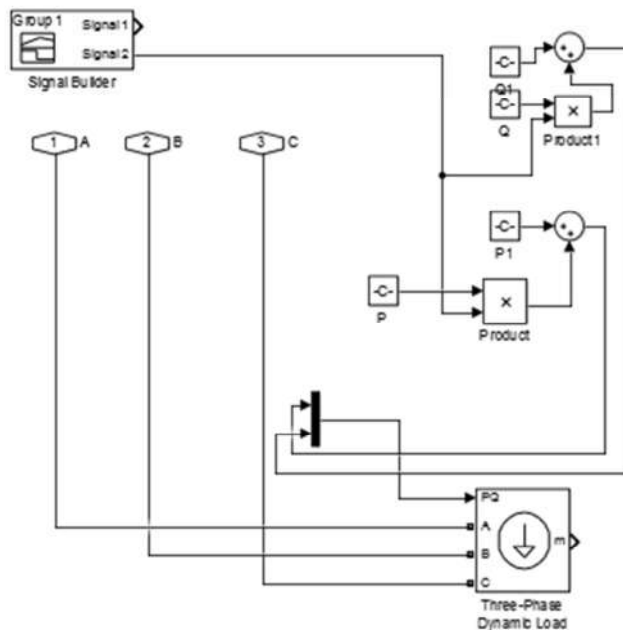
A distorção harmônica obtida está condizente com o perfil de harmônicos apresentados em retificadores de seis pulsos, seguindo o padrão $6.k \pm 1$. Não foi encontrada a presença de outras ordens harmônicas não características em valores relevantes o que mostra que a malha de controle operou de forma correta.

- Caso 2

Na segunda simulação será inserida uma carga de demanda variável na barra 680 do sistema, com o intuito de realizar oscilação de tensão no sistema de forma a se obter pontos de subtensão.

A topologia utilizada pode ser observada na Figura 52.

Figura 52 – Carga de demanda variável

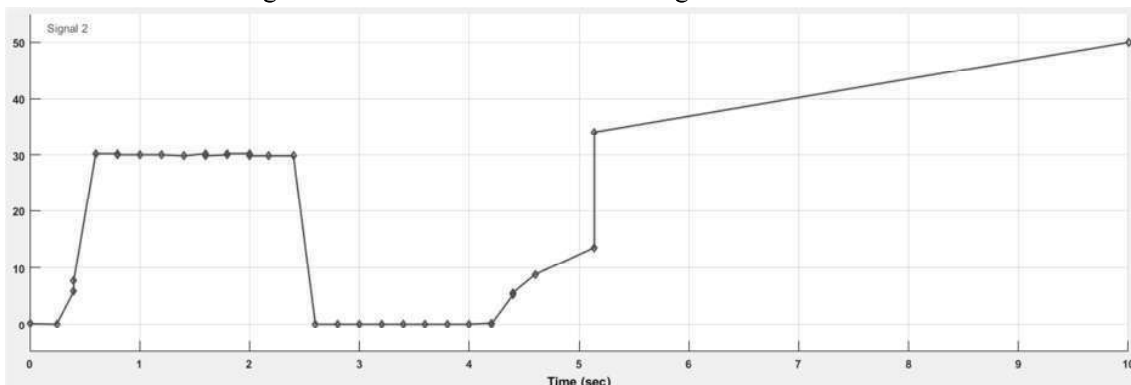


Fonte: Próprio autor

A curva de demanda do sistema foi gerada por meio do bloco *Signal Builder*, por meio do qual foi criada uma forma de onda aleatória que representará a demanda da carga trifásica.

A Figura 53 ilustra a curva de demanda que será utilizada nesta simulação.

Figura 53 – Curva de Demanda da carga da barra 680



Fonte: Próprio autor

O módulo representado no gráfico indica o fator multiplicador sobre os valores de potência ativa e reativa da carga dinâmica utilizada. A potência aparente base da carga foi definida como sendo $S = 200 + j75$ kVA.

Para verificação dos pontos críticos do sistema foi realizada uma simulação de duração 10,0 segundos. Os valores mínimos de tensão em cada uma das 13 barras do sistema pode ser observado na Tabela 13.

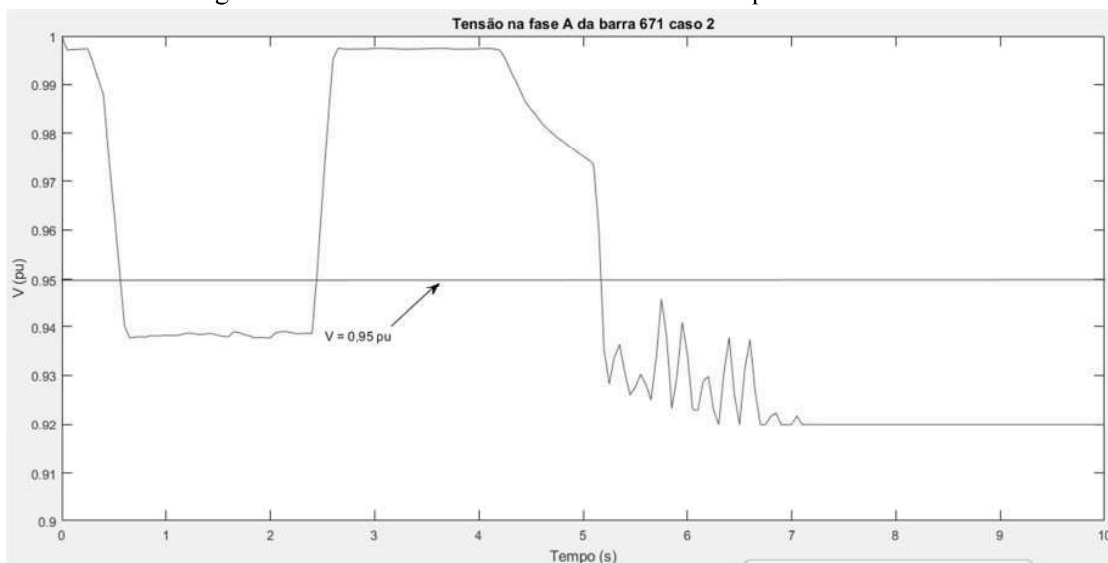
Tabela 13 – Valores de Tensão na barra 671 para o caso 2

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
632	0,97	0,962	0,96
645		0,97	0,97
646		0,97	0,97
633	1,01	0,99	0,99
634	1,01	1,0	1,01
671	0,92	0,92	0,9
611			0,97
684	1,01		0,97
692	1,0	1,0	0,99
675	0,98	0,98	0,99
652	1,0		

Fonte: Próprio autor

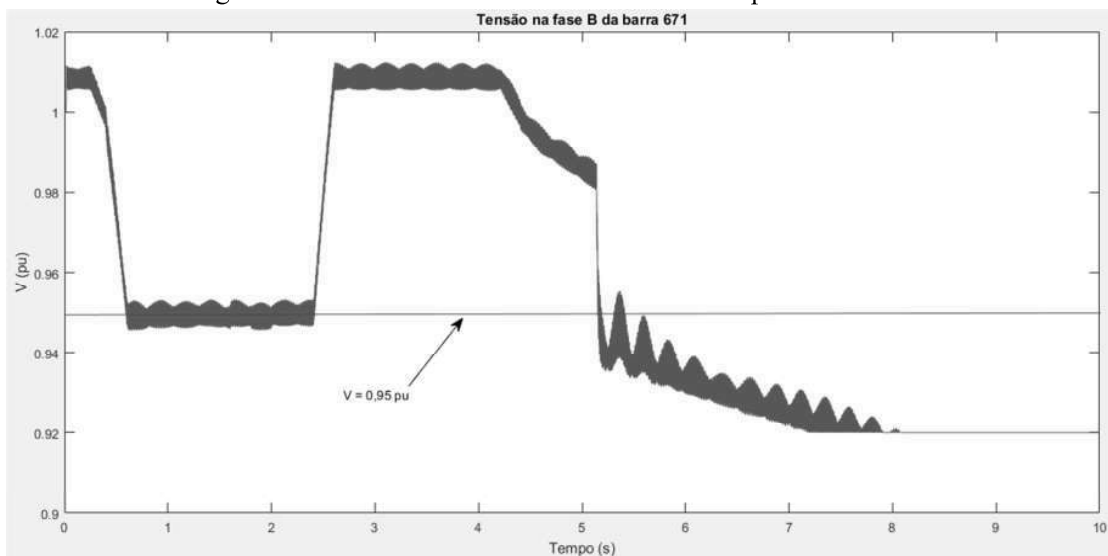
Conforme observado na Tabela acima foi detectado que a barra 671, mais especificamente na fase C foi aquela que apresentou a maior queda de tensão. As Figuras 54, 55 e 56 ilustram, respectivamente a tensão RMS em pu nas fases A, B e C obtidas para o segundo caso de estudo.

Figura 54 – Tensão RMS na fase A da barra 671 para o caso 2



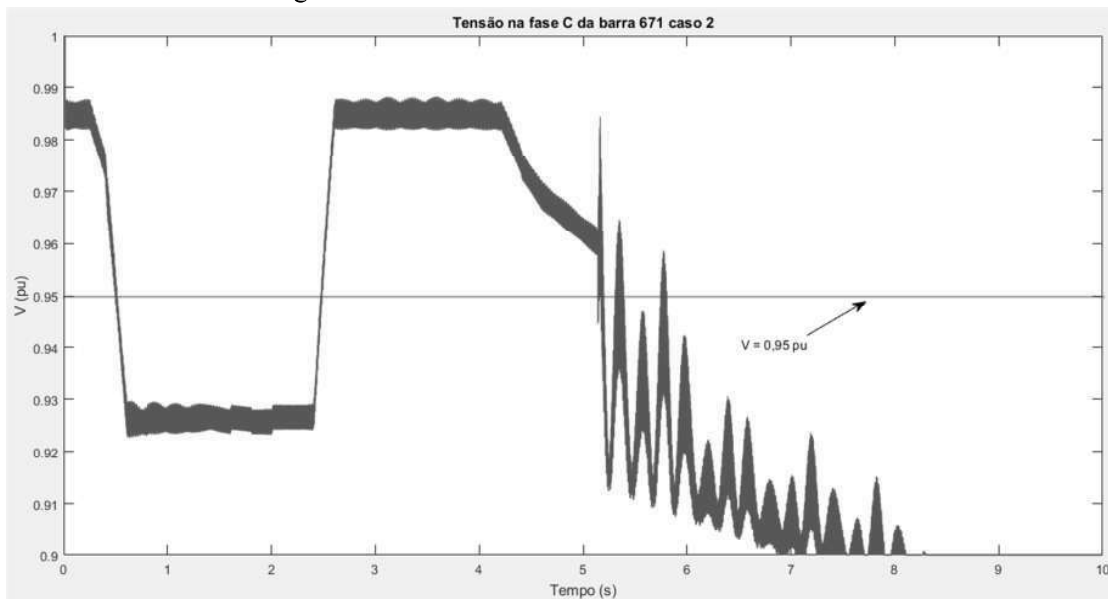
Fonte: Próprio autor

Figura 55 – Tensão RMS na fase B da barra 671 para o caso 2



Fonte: Próprio autor

Figura 56 – Tensão RMS na fase C da barra 671

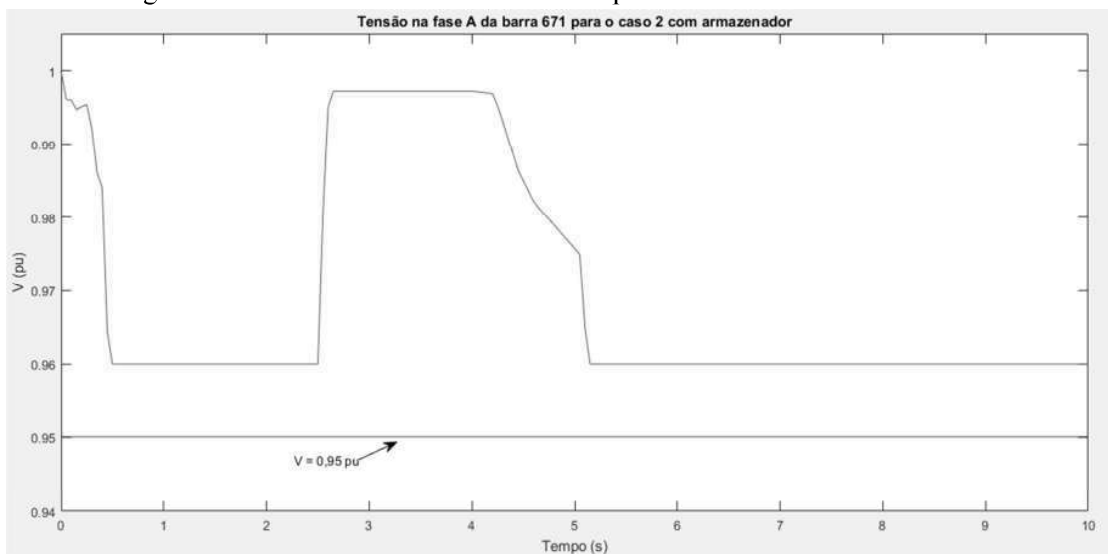


Fonte: Próprio autor

Após obtenção da barra de tensão mais crítica no sistema será inserido na barra 671 o sistema de armazenamento de energia dimensionado na seção anterior.

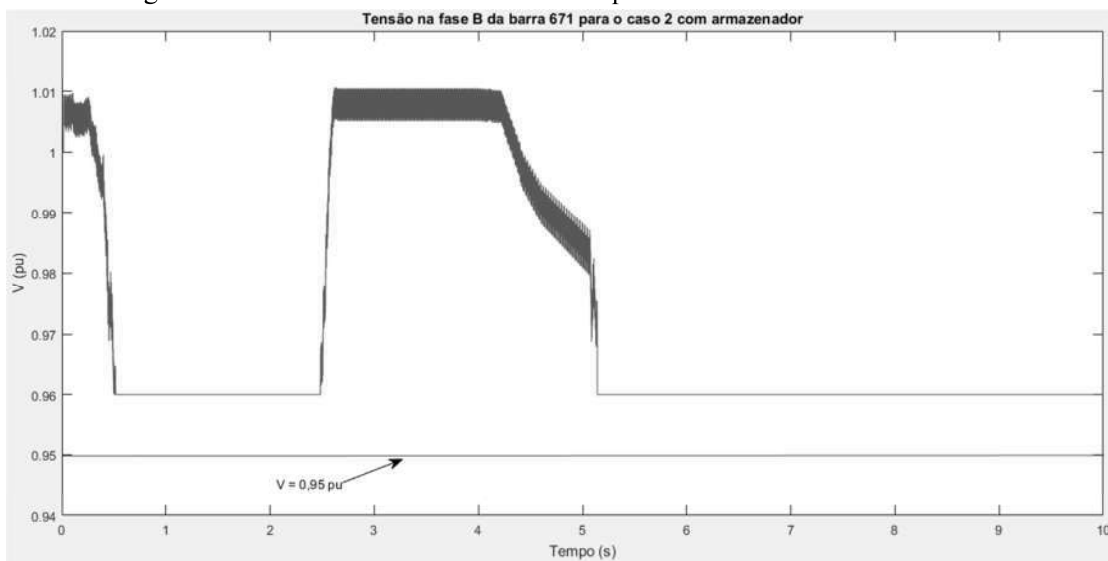
Uma nova simulação de duração 10,0 segundos foi realizada com o intuito de se verificar os efeitos da conexão deste sistema na rede de distribuição e a variação dos parâmetros da bateria consequentes de sua operação. As Figuras 57, 58 e 59 ilustram a tensão RMS nas fases A, B e C respectivamente na barra 671.

Figura 57 – Tensão na fase A da barra 671 para o caso 2 com armazenador



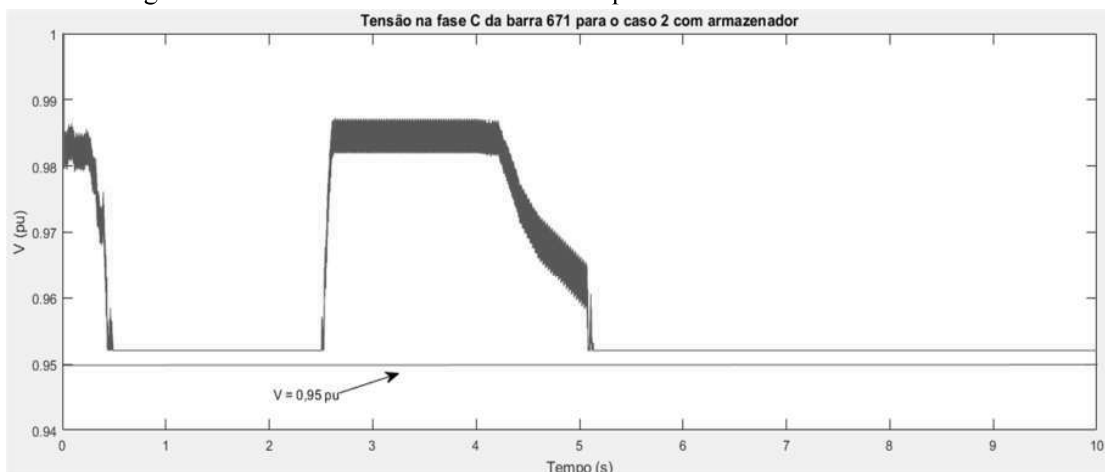
Fonte: Próprio autor

Figura 58 – Tensão na fase B da barra 671 para o caso 2 com armazenador



Fonte: Próprio autor

Figura 59 – Tensão na fase C da barra 671 para o caso 2 com armazenador



Fonte: Próprio autor

De posse dos valores acima foi possível analisar que a entrada do armazenador de energia no sistema ocasionou o já esperado aumento de tensão. A Tabela 14 ilustra os valores mínimos antes e depois da inserção do sistema armazenador de energia na barra 671.

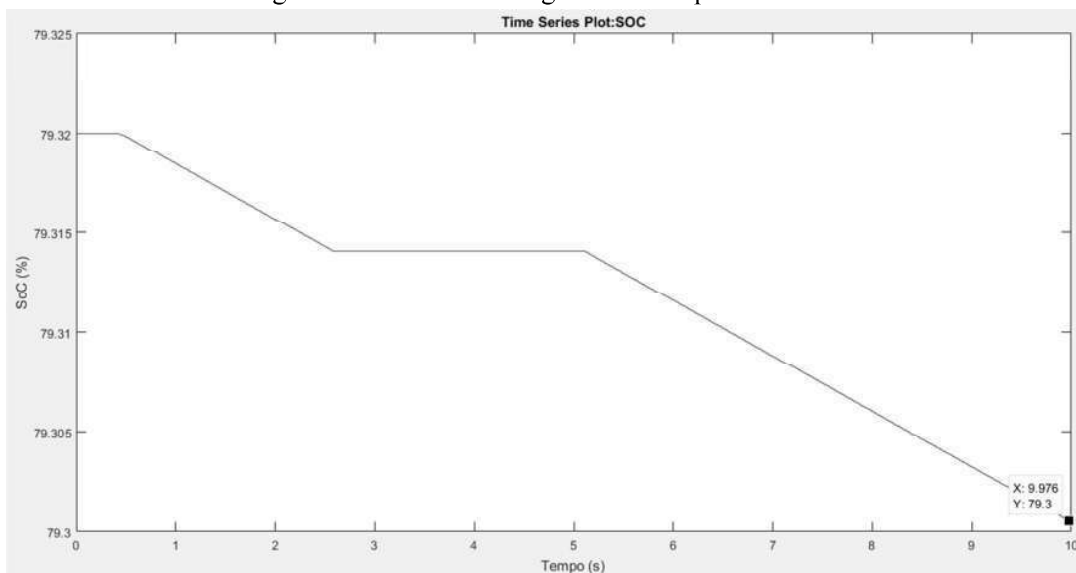
Tabela 14 - Comparativo de tensão antes e após a conexão do armazenamento de energia caso 2

	Fase A	Fase B	Fase C
Sem armazenador	0,92 pu	0,92 pu	0,90 pu
Com armazenador	0,96 pu	0,96 pu	0,952 pu

Fonte: Próprio autor

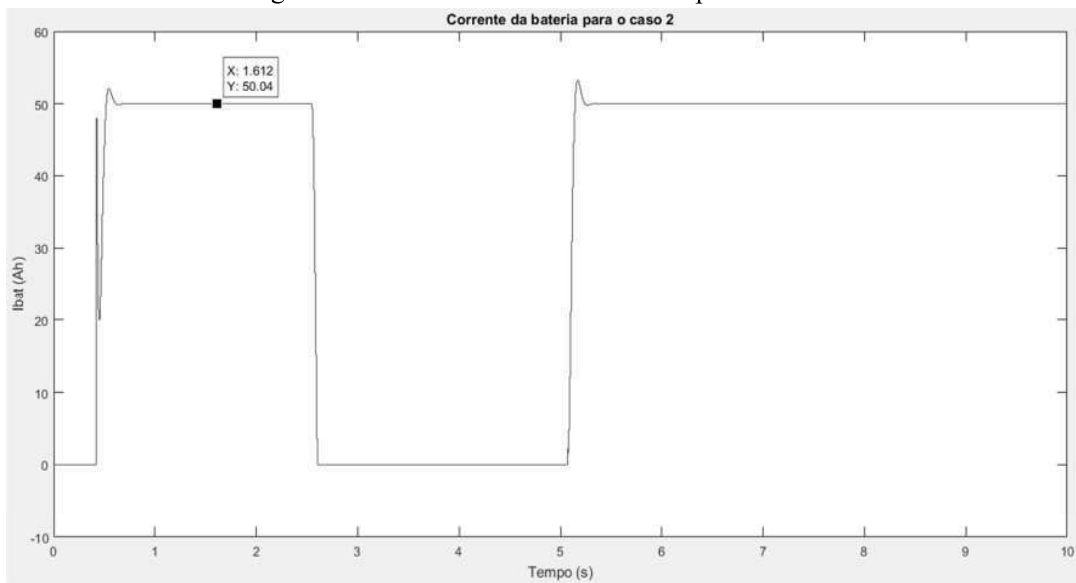
A seguir nas Figuras 60, 61 e 62 serão ilustrados: o estado de carga (SoC) da bateria, a corrente em Ah e a tensão do conjunto de baterias em volts respectivamente.

Figura 60 – Estado de carga da bateria para o caso 2



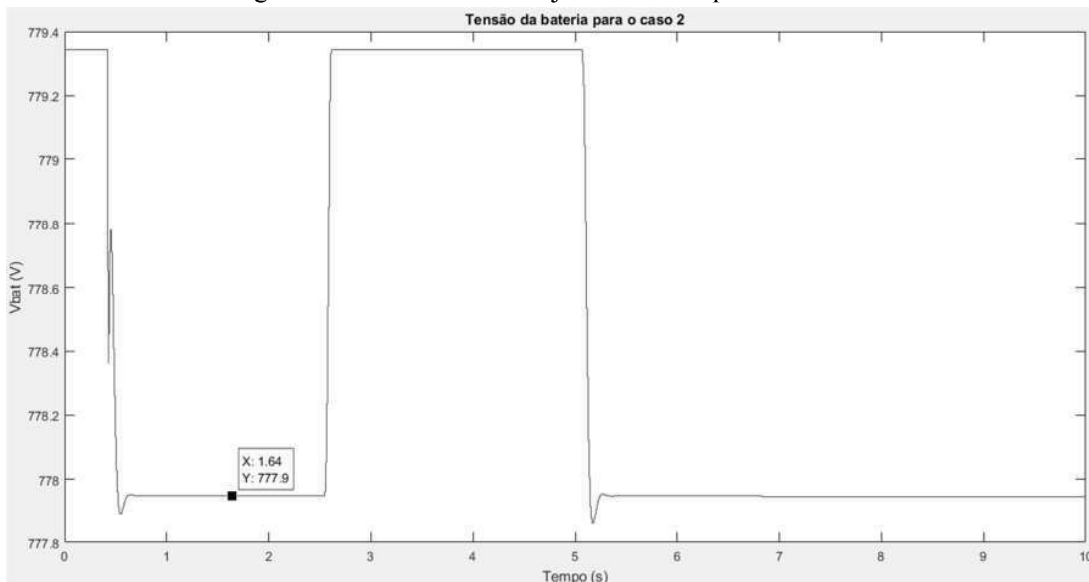
Fonte: Próprio autor

Figura 61 – Corrente da bateria em Ah para o caso 2



Fonte: Próprio autor

Figura 62 – Tensão do arranjo de baterias para o caso 2



Fonte: Próprio autor

De posse das figuras acima é possível observar que houve um decréscimo no estado de carga da bateria, que atingiu o valor mínimo de 79,30% ao longo da simulação. Nos instantes de tempo em que a bateria não operou seu estado de carga permaneceu constante, característica essencial para este tipo de aplicação por não ser possível precisar o intervalo de tempo entre operações.

Houve uma descarga máxima de 50 Ah, respeitando o limite de descarga imposto no circuito de comando para controle de carga da bateria. A tensão da bateria sofreu uma redução durante os períodos de carga tendo seus picos de tensão coincidindo com os picos de corrente de carga.

Outro aspecto importante a ser analisado neste tipo de sistema é o conteúdo harmônico da tensão do sistema em virtude da inserção de equipamentos de eletrônica de potência e também para verificar a eficiência da malha de controle do sistema. A Tabela 15 ilustra os valores de distorção harmônica antes e depois da entrada do armazenamento de energia para a fase A, que foi aquela que apresentou o maior valor de distorção harmônica.

Tabela 15 – Distorção harmônica na fase C para a o caso 2

Ordem Harmônica	Fase C	Distorção na sobretensão
120 Hz (2°)	0,02%	0,95%
180 Hz (3°)	0,01%	0,29%

240 Hz (4°)	0,01%	0,44%
300 Hz (5°)	0,03%	1,24%
360 Hz (6°)	0,01%	0,28%
420 Hz (7°)	0,02%	1,43%
480 Hz (8°)	0,01%	0,37%
540 Hz (9°)	0	0,11%
600 Hz (10°)	0	0,16%
660 Hz (11°)	0,01%	0,93%
720 Hz (12°)	0,01%	0,12%
780 Hz (13°)	0,01%	0,49%
840 Hz (14°)	0	0,23%
900 Hz (15°)	0	0,18%
960 Hz (16°)	0	0,32%
THD	0,16%	4,97%

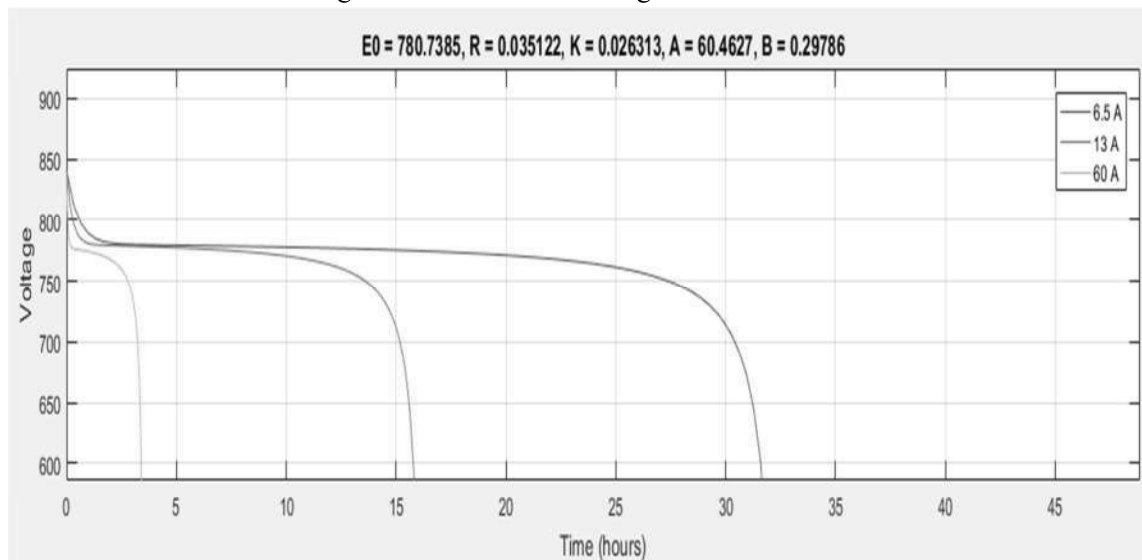
Fonte: Próprio autor

A distorção harmônica obtida está condizente com o esperado previamente. O aumento no conteúdo harmônico já era esperado em virtude da utilização de circuitos conversores. A presença do filtro LCL em série auxílio a convergência da operação bem como a redução do conteúdo harmônico injetado na rede pelo inversor.

É importante destacar que houve uma ligeira variação no estado de carga da bateria nos dois casos de estudo elaborados. Tal fator ocorre em função da elevada densidade de carga da bateria o que torna sua autonomia de utilização elevada.

A Figura 63 ilustra o gráfico de descarga da bateria considerando a corrente de descarga em Ah e o período de operação em horas de funcionamento.

Figura 63 – Curva de descarga da bateria



Fonte: Próprio Autor

CONCLUSÕES

4.1 Considerações Gerais

Existem diversos estudos e aplicações em larga escala de sistemas de armazenamento de energia para diversas aplicações no setor elétrico. Tem-se notado em, especial, um crescente interesse no desenvolvimento de metodologias para aplicações destes equipamentos a nível de distribuição e transmissão de energia a fim de se solucionar de forma prática, limpa e duradoura, diversos problemas que abrangem tanto operadores quanto clientes, nos mais diversos níveis de duração dos fenômenos (desde alguns segundos até algumas horas) e os mais diversos fenômenos (controle de tensão, frequência, nivelamento de carga, entre outros). Tal diversidade para solução dos problemas de rede torna-se possível pela elevada gama de tecnologias existentes para armazenamento de energia, em especial as tecnologias de bancos de baterias, que proporcionam que um mesmo princípio de solução – armazenamento de energia – possa sanar diferentes contingências presentes na rede elétrica.

Como futuros desafios deste uso pode-se elencar: o desenvolvimento de novas tecnologias a fim de baratear o custo de tais instalações e o aumento dos estudos de viabilidade técnica e econômica nas mais diversas aplicações na rede elétrica, tanto a nível de consumidor (baixa e média tensão), como a nível do gestor da rede (distribuição, subtransmissão e transmissão).

O uso destas tecnologias apresenta uma tendência sem retorno, pela grande gama de modelos presentes que ocasionam uma grande versatilidade para soluções de problemas, ocupando um pequeno espaço, de forma não agressiva ao meio ambiente, e gerando uma importante característica que o homem tenta solucionar por décadas no setor elétrico: a flexibilização do uso de energia de modo a não alterar a a rede de geração presente, ou seja, a energia não necessita de ser gerada imediatamente em seu momento de consumo.

Foi verificado também que, não é possível tratar do uso de fontes alternativas de energia no sistema elétrico de distribuição ou transmissão, sem que se relacione os circuitos

de Eletrônica de Potência. Os conversores CC/CC são diretamente responsáveis por realizar os controles de carga e descarga dos armazenadores de energia, bem como auxiliar na operação do sistema como circuitos de comando.

Do ponto de vista da execução do trabalho, o objetivo inicial foi alcançado, visto que o sistema de controle e potência desenvolvido como proposta principal deste trabalho atuou de forma eficiente nos dois casos de estudo verificados, tanto do ponto de vista de atendimento da correção dos pontos de tensão crítica, quanto do monitoramento das características elétricas da bateria (monitoramento do SOC da bateria e correntes de carga e descarga), mostrando que, a bateria pode ser uma eficiente fonte de despacho de energia na rede de distribuição, podendo atuar como uma alternativa diferente, da tradicional injeção de reativos para melhoramento dos níveis de tensão. A entrada da bateria na rede em modo de carregamento também atuou como a entrada de uma carga tradicional no sistema reduzindo a sobretensão presente no sistema num curto intervalo de tempo. Do ponto de vista do conteúdo harmônico, ocorreu um aumento já esperado em virtude do uso dos conversores de eletrônica de potência. Porém, no caso do sistema descarga da bateria o filtro LCL utilizado auxiliou na redução da distorção harmônica causada pelo inversor.

Em virtude da robustez do armazenamento das baterias, as mesmas tornam-se uma solução interessante do ponto de vista das redes inteligentes, pois com um correto sistema de despacho de carga e controle de sua performance, a bateria tende a ter um papel de protagonismo nas futuras aplicações para desenvolvimento das *smart grids*.

O respectivo trabalho de mestrado resultou em três artigos, que encontram-se em anexo: uma revisão bibliográfica acerca do estado da arte das tecnologias de armazenamento e suas aplicações, apresentado no simpósio XI CBPE em 2018, um artigo sobre as correntes harmônicas do inversor de tensão, apresentado no simpósio CBA 2018, e um artigo que encontra-se em revisão para apresentação no XVII CEEL em 2019.

4.2 Sugestões para trabalhos futuros

Algumas propostas para pesquisas futuras são apresentadas abaixo com o intuito de aprimorar a pesquisa atual:

- Elaboração de uma malha de comando para leitura de frequência da rede para aprimorar o comando do armazenador de energia como elaboração de uma solução mais abrangente para aplicação em redes inteligentes de modo que o custo dos armazenadores que atualmente é elevado, torne estas aplicações mais

competitivas em virtude da possibilidade de mitigar diversos problemas com um único equipamento.

- Elaboração de um estudo para seleção e confecção de uma metodologia mais adequada para realização da estratégia de sincronismo da corrente fornecida a rede pelo inversor e a tensão da mesma. Tal proposta inclusive é responsável até hoje por desenvolvimentos de trabalhos de mestrado e doutorado especificamente tratando de metodologias para implementação de tais estratégias;
- Desenvolvimento de uma topologia em escala real, a fim de comparar a eficiência da aplicação teórica com a prática.
- Desenvolvimento do inversor com os mecanismos de sincronização com a rede e proteção anti-ilhamento de modo construir um modelo mais viável para aplicações reais e também respeitando as normas reguladoras para obtenção de certificados de operação (selos IEC e INMETRO).
- Elaboração de uma estratégia para mitigação dos transitórios de chaveamento de entrada;
- Elaboração de filtros ativos ou passivos para redução da distorção harmônica causada pelo sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB, **Energy Storage: Keeping smart grids in balance**, 2012, disponível em: <https://library.e.abb.com/public/59a2be960fdb777a48257a680045c04a/ABB%20Energy%20Storage_Nov2012.pdf>.

ANEEL, **Agência aprova 23 propostas de P&D sobre armazenamento de energia**, disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/>>.

ANEKE, M., WANG, M., **Energy storage technologies and real life applications: A state of the art review**, Applied Energy, Vol.179, 2016, disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>>.

ARES, **Ares the power of gravity**, 2018, disponível em: <<https://www.aresnorthamerica.com>>.

ASLANI, M., **Electrochemical Double Layer Capacitors (Supercapacitors)**, 2012, submitted as course work for PH240, Stanford University, disponível em: <<http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/aslani1/>>.

BARBI, I., **Eletrônica de Potência**, Sexta Edição – Edição do Autor, 2006, INEP – Instituto de Eletrônica de Potência, Florianópolis – Santa Catarina – Brasil.

BLUEJAY, M., **Rechargeable Batteries – compared and explained in detail**, disponível em: <<https://michaelbluejay.com/batteries/rechargeable.html>>.

BRAGA, N.C., **Como funcionam os inversores**, 2010, disponível em:<www.newtonbraga.com.br/index.php/como-funciona/3913-art533>.

BYD, **B-BOX datasheet**, disponível em : <<http://en.byd.com/energy/download/low-voltage/B-Box%20Low%20Voltage%20Specification.pdf>>.

CAMPOS, P., **Integração de sistemas de armazenamento de energia para suporte às usinas eólicas**, 2017, artigo informativa ABAQUE, disponível em: < <https://www.linkedin.com/pulse/integra%C3%A7%C3%A3o-sistemas-de-armazenamento-para-suporte-%C3%A0s-usinas-campos/> >.

CARRIJO, D., VIEIRA R., FERREIRA, R., GUIMARÃES C., **Análise do Comportamento Dinâmico da Frequência de um Sistema Elétrico sob Sobrecargas**, 2009, VII CEEL – Conferência de estudos em Engenharia Elétrica, disponível em: < https://www.peteletricaufu.com/static/ceel/doc/artigos/artigos2009/ceel2009_028.pdf >.

CHUA, K., MORRIS, S. LIM, Y., **Energy storage system for peak shaving**, 2016, International Journal of Energy Sector Management, 10th edition, disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/298914815_Energy_storage_system_for_peak_shaving >. <https://doi.org/10.1108/IJESM-01-2015-0003>

CLIFFORD, S., **Energy Storage in the Grid: an End-to-End Architecture**, 2013, Seminar SRBE-KBVE, disponível em: <www.abb.com/smartgrids>.

DIAS, T., VITORINO, M., CORREA, M., SILVA, E., **Estratégias de Controle Aplicadas a Sistemas Fotovoltaicos com Baterias Conectados à Rede Elétrica**, 2016, Congresso Brasileiro de Automática- CBA-2016, disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/311963091_Estrategias_de_Control_e_Aplicadas_a_Sistemas_Fotovoltaicos_com_Baterias_Conectados_a_Rede_Eletrica >.

DOE – U.S. Department of Energy, **Frequency Regulation ESS**, 2017, disponível em: < <https://www.energystorageexchange.org/projects/1286> >.

DOE – U.S. Department of Energy, **Grid Energy Storage**, 2013, disponível em: < <https://www.energy.gov/>>.

ERBER, P., **Fontes intermitentes para geração de energia elétrica**, 2016, Edição Valor Econômico, disponível em: < <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/erber10.pdf> >.

ERICKSON, R., MASIMOVIC', D., **Fundamentals of Power Electronics**, Second Edition, 2004, Kluwer Academic Publishers, New York – USA.

FARROKHABADI, M., CAÑIZARES, C., NASR, E., **Stability Impact and Control of Unbalancing and Frequency Variation in Microgrids**, 2017, disponível em: < <https://pdfs.semanticscholar.org/44f8/c57cfa890e071a7a8f32932c7cd35cf05d1a.pdf> >.

FUCHS, E., MASOUM, M., **Power Conversion of Renewable Energy Systems**, 2012, Ed.1, Springer. https://doi.org/10.1007/978-1-4419-7979-7_1

GUIMARÃES, G. C., **Apostila de Dinâmica de Sistemas Elétricos II: Modelagem de um sistema elétrico para estudos de estabilidade angular, rejeição de carga e estabilidade de tensão**, versão 2016, disponível em: < https://www.dropbox.com/sh/7h318rfrysim8pg/AACep2XrirhGQYwe3Su8NE3Wa/P%C3%B3s-Grad%20-%20Din%C3%A2mica%20II?dl=0&subfolder_nav_tracking=1 >.

GIANNITRAPANNI, A., PAOLETTI, S., VICINO, A., ZARRILLI, D., **Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks**, 2016, IEEE Transactions on Smart Grids, Vol. 8, disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/7552579> >. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2602480>

HART, D., **Power Electronics**, First Edition, 2011, McGraw Hill, New York, USA.

HEMMATI, R., SABOORI, H., **Short-term bulk energy storage system scheduling for load leveling in unit commitment: modeling, optimization, and sensitivity analysis**, 2016, Journal of Advanced Research, Vol. 7, disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/295241772_Short-term_Bulk_Energy_Storage_System_Scheduling_for_Load_Leveling_in_Unit_Commitment_Modeling_Optimization_and_Sensitivity_Analysis >. <https://doi.org/10.1016/j.jare.2016.02.002>

HU, X., ZOU, C., ZHANG, C., LI, Y., **Technological Developments in Batteries**, 2017, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 15, disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/8011541> > . <https://doi.org/10.1109/MPE.2017.2708812>

IDLBI, B., APPEN, J., KNEISKE, T., BRAUN, M., **Cost-Benefit Analysis of Battery Storage System for Voltage Compliance in Distribution Grids with High Distributed Generation**, 2016, Energy Procedia, Vol. 99, disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216310736> > . <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.112>

IEC, **IEC61727:2004 – Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface**, 2004, disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/5736>>.

IEC, **IEC62116:2014 – Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures**, 2014, disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/6479>>.

IEEE, **13-bus test Feeder**, disponível em: < <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>, 1992.

IEEE, **IEEE 1547-2018- IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**, 2018, disponível em: <<https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>>.

JIANG, L., **Grid-Level Application of Electrical Energy Storage**, 2017, IEEE Power and Energy, Vol. 15, disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/8011515> >.

KARMIRIS, G., TENGNÉR, T., **Peak Shaving control method for energy storage**, 2015, EESAT, disponível em: < https://www.sandia.gov/ess-ssl/EESAT/2013_papers/Peak_Shaving_Control_Method_for_Energy_Storage.pdf >.

LAMBERT, F., **Tesla's Giant battery in Australia reduced grid service cost by 90%**, 2018, ELECTRECK, disponível em: < <https://electrek.co/2018/05/11/tesla-giant-battery-australia-reduced-grid-service-cost/>>.

LI Z., GUO Q., SUN, H., WANG, J., **Storage-like devices in load leveling: complementarity constraints and a new exact relaxation method**, 2015, Applied Energy, Vol. 151, disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915005231>>. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.061>

MOLINA, M. G. **Distributed Energy Storage Systems for Applications in Future Smart Grids**. IEEE Transmission and Distribution Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Sixth IEEE/PES, 2012.

MONTEIRO, R., **Reconfiguração otimizada de redes de distribuição de energia elétrica com penetração fotovoltaica, com a utilização de armazenadores de energia e com o auxílio de inteligência artificial**, 2017, tese de doutorado, disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/20975/1/ReconfiguracaoOtimizadaRedes.pdf>>.

MORA, J.C., **Conversores CA-CC Boost PWM bidirecionais conectados em rede com distúrbios pré-existent**s, 2014, disponível em: <<https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/351>>.

NGK INSULATORS, **NaS batteries**, disponível em: <<https://www.ngk.co.jp/nas/>>. 2017.

OBERHOFER, A., **Energy Storage Technologies & Their Role in Renewable Integration**, 2012, Global Energy Network Institute – GENI, disponível em: <<https://www.geni.org/globalenergy/research/energy-storage-technologies/Energy-Storage-Technologies.pdf>>.

OSHIMA T., KAJITA, M., OKUNO, A., **Development of Sodium-Sulfur Batteries**, International Journal of Applied Ceramic Technology, disponível em: <<https://doi.org/10.1111/j.1744-7402.2004.tb.00179.x>>. 2005.

PEREZ, F., SOUZA, P., FILHO, H., BONATTO, B., MOTOKI, E., RIBEIRO, P., **Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia Integrados**

em Redes Eléctricas Inteligentes, 2014, XVIII CBQEE, disponível em: <
https://www.researchgate.net/publication/281406929_Simulacao_Computacional_de_Sistemas_Fotovoltaicos_com_Armazenadores_de_Energia_Integrados_em_Redeseletricas_Inteligentes>.

PRASATSAP U., KIRAVITTAYA, S., POLPRASERT, J., **Determination of Optimal Energy Storage System for Peak Shaving to Reduce Electricity Cost in a University**, 2017, Energy Procedia, Vol.138, disponível em: <
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217350324>>
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.10.091>

PRODIST, **Módulo 8 – Qualidade da Energia Eléctrica: Revisão 8**, 2017, disponível em: <
<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>.

REIHANI, E., SEPASI, S., ROOSE, L., MATSUURA, M., **Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS)**, 2016, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 77, disponível em: <
https://www.researchgate.net/publication/286650234_Energy_management_at_the_distribution_grid_using_a_Battery_Energy_Storage_System_BESS>
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.035>

SCHWEBER, B., **Lithium Batteries: The Pros and Cons**, 2015, disponível em: <
<https://electronics360.globalspec.com/article/5555/lithium-batteries-the-pros-and-cons>>.

SIMON, P., BURKE, A., **Nanostructured Carbons: Double Layer Capacitance and More**, 2008, Electrochemical Society Interface, Vol. 17, disponível em: <
https://www.researchgate.net/publication/280018065_Nanostructured_carbons_Double-layer_capacitance_and_more>.

SIMULINK , **Help Documentation**, 2016.

SOUZA, K., MANITO, A., MELENDEZ, T., MOCELIN, A., ZILLES, R., PINHO, J., **Geração distribuída com armazenamento conectada à rede eléctrica**, 2018, VII Congresso

Brasileiro de Energia Solar, disponível em: < <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/205> >.

SUN Y., WANG, S., XIAO, F., GAO, D., **Peak load shifting control using different cold thermal energy storage facilities in commercial buildings: a review**, 2013, Energy Conversion and Management, disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/257052026_Peak_load_shifting_control_using_different_cold_thermal_energy_storage_facilities_in_commercial_buildings_A_review >. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.03.026>

TECATE GROUP, **PowerBurst Technical Guide**, 2015, disponível em: < https://www.capcomp.de/fileadmin/Webdata/partner/TECATE/Presentations/Powerburst_Technical_Guide.pdf >.

TELARETTI, E., DUSONCHETI, L., **Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 1: Operating strategy and modification of the power diagram**, 2016, 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering, disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/7555793> >. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555793>

TEODORESCU, R., LISERE, M., RODRÍGUEZ, P., **Grid Converters for photovoltaic and Wind Power Systems**, First Edition, 2011, John Wiley & Sons Ltd, United Kingdom. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>. <https://doi.org/10.1002/adfm.201200473>

THYSSENKRUPP, **Baterias de fluxo redox: Sistemas de armazenamento de Energia renovável**, disponível em: < <https://www.thyssenkrupp-brazil.com/pt-br/empresa/inovacao/tecnologias-de-transicao-para-renovaveis/redox-flow-batterien-energiespeicher-fuer-erneuerbare-5.html> >, 2017.

UNFCCC – United Nations For Climate Change, **Paris Climate Change Conference**, 2015.

WEN, Z., HU, Y., WU, X., HAN, J., GU, Z., **Main Challenges for High Performance NaS battery: Materials and Interfaces**, Advanced Functional Materials 23(8): 1005, disponível

em: < <https://doi.org/10.1002/adfm.201200473>>. 2013.
<https://doi.org/10.1002/adfm.201200473>

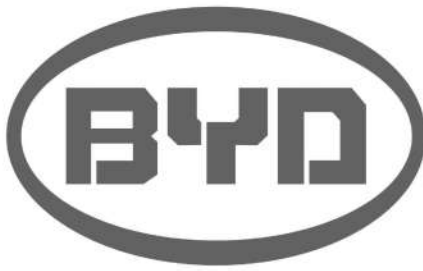
WU, H., ZHOU, L., XU, T., FANG, W., HE, W., LIU, H., **Deployment strategy for battery energy storage system in distribution network based on voltage violation regulation**, 2016, IOP Conference Series Earth and Environmental Science, disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/320949567_Deployment_strategy_for_battery_energy_storage_system_in_distribution_network_based_on_voltage_violation_regulation >.
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/93/1/012014>

YI, J., WANG, P., TAYLOR, P., DAVINSON, P., LYONS, P., LIANG, D., BROWN, S., ROBERTS, D., **Distribution Network Voltage Control Using Energy Storage and Demand Side Response**, 2012, 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/6465666> >.
<https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465666>

ZARRILLI, D., GIANNITRAPANNI, A., PAOLETTI, S., VICINO, A., **Energy Storage Operation for Voltage Control in Distribution Networks: A Receding Horizon Approach**, 2017, IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 26, disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/7914683> >.
<https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465666>

ZHANG, B.Y., GEVORGIAN, V., WANG, C., XUEJIAO, L., CHOU, E., YANG, R., LI, Q., ZHUK A., ZEIGARNIK, Y., BUZOVEROV, E., SHEINDLIN, A., **Managing peak loads in energy grids: comparative economic analysis**, 2016, Energy Policy, Vol. 88, disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/283525581_Managing_peak_loads_in_energy_grids_Comparative_economic_analysis >.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.006>

ANEXOS



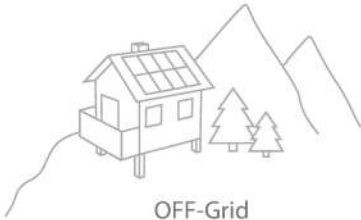
Energy for tomorrow
Official partner of BYD
BYD B-Box After-Sales-Service

B-Box 2.5 - 10.0
B-Plus 2.5



The battery for all applications

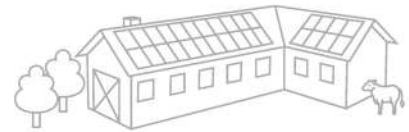
- From 2,5 to 80 kWh
- Flexible 2,5 kWh module
- Emergency-backup through high discharge power
- 1 and 3 phase systems
- Upgrade anytime
- Lithium iron phosphate battery: Maximum safety, cycle-stability and power



OFF-Grid



Increased self-consumption



Commercial applications

B-Box 2.5 to B-Box 10.0



- Flexible combination of capacity
- Modular design simplifies transport and installation (19" plug-in units)

The BYD B-Box is a lithium iron phosphate (LiFePO_4) battery unit with battery management system (BMS) for usage with an external inverter or charger. Thanks to its modular design B-Box grows with its requirements.:

- **B-Box 2.5** (2,5 kW/2,45 kWh)
- **B-Box 5.0** (5,0 kW/4,9 kWh)
- **B-Box 7.5** (7,5 kW/7,35 kWh)
- **B-Box 10.0** (10,0 kW/9,8 kWh)

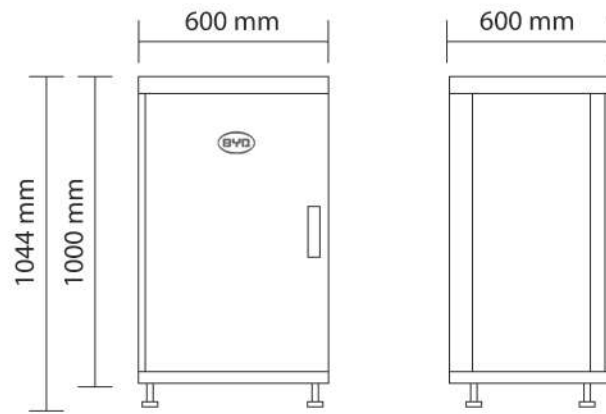
All systems can be extended with the battery modules **B-Plus 2.5** at any time. This way in parallel interconnection up to 10 kWh (9,8 kWh usable) per cabinet and 80 kWh in 8 cabinets (78,4 kWh usable) are possible.

B-Plus 2.5



- CE and TÜV certified BYD B-Plus 2.5 module (U3A1-50P-A)
- Proven and tested in telecommunications and energy storage applications worldwide
- Environment-friendly, high-performance LiFePO_4 battery technology

Dimensions



Technical parameters



	B-Box 2.5	B-Box 5.0	B-Box 7.5	B-Box 10.0	B-Plus 2.5
Battery type	Lithium iron phosphate (LiFePO ₄)				
Battery configuration	1 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2 V)	2 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2 V)	3 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2 V)	4 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2 V)	Battery module 50 Ah; 51,2 V
Usable capacity	2,45 kWh	4,9 kWh	7,35 kWh	9,8 kWh	2,45 kWh
Nominal output	max. 2,5 kW	max. 5 kW	max. 7,5 kW	max. 10 kW	max. 2,5 kW
Nominal voltage	51,2 V _{DC}				
Efficiency	> 97%				
Battery management	Yes				
Active balancing	Yes				
Voltage range	48,8-57,6 V				
Interfaces	RS485/CAN				
No. of cycle	>6.000 (+25°C; 0,4C)				
Storage temperature	-20°C to +55°C				
Storage period	12 months at +25 °C, 6 months at +35 °C, 3 months at +45 °C; while storing or inactive state of battery, charge every 6 months				
Operating temperature	0°C to +50°C				
Altitude above mean sea level	< 2.000 m				
Warranty	10 years warranty for > 80 % usable capacity at a maximum of one full cycle per day				
Certifications	UL1642 for cell, TÜV and CE for battery module, EMC (EN 61 000 chapter 4.2, 4.3, 4.5, 4.6; EN55022), dangerous goods (UN3480, UN38.3) Safety Guidelines - Li-ion Home Battery Storage Systems, Version 1.0E (TÜV)				
IP protection class	IP20				
Dimensions (W/D/H)	600 x 600 x 1044 mm				483 x 490 x 130 mm
Weight	88 kg	126 kg	164 kg	202 kg	38 kg
Scalable	Up to 80 kWh (78,4 kWh usable)				

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY

Power System Analysis, Computing and Economics Committee



Chair
MARTIN L. BAUGHMAN
Professor Emeritus
The University of Texas at Austin
5703 Painted Valley Drive
Austin, TX 78759
Vox: 512-345-8255
Fax: 512-345-9880
baughman@mail.utexas.edu

Vice Chair
CHEN-CHING LIU
Dept. of Electrical Eng.
University of Washington
Box 352500
Seattle, WA 98195
Vox: 206-543-2198
Fax: 206-543-3842
liu@ee.washington.edu

Secretary
ROGER C. DUGAN
Sr. Consultant
Electrotek Concepts, Inc.
408 N Cedar Bluff Rd
Knoxville, TN 37923
Vox: 865-470-9222
Fax: 865-470-9223
r.dugan@ieee.org

Subcommittee Chairs

Computer & Analytical Methods
EDWIN LIU, Chair
Nexant, Inc.
101, 2nd street, 11F
San Francisco CA 94105
Vox: 415-369-1088
Fax: 415-369-0894
exliu@nexant.com

Distribution Systems Analysis
SANDOVAL CARNEIRO, JR, Chair
Dept. of Electrical Engineering
Federal Univ. of Rio de Janeiro
Rio de Janeiro, RJ, Brazil
Vox: 55-21-25628025
Fax: 55-21-25628628
sandoval@coep.ufrj.br

Intelligent System Applications
DAGMAR NIEBUR, Chair
Department of ECE
Drexel University
3141 Chestnut Street
Philadelphia, PA 19104
Vox: (215) 895 6749
Fax: (215) 895 1695
niebur@cbis.ece.drexel.edu

Reliability, Risk & Probability
Applications
JAMES D. MCCALLEY, Chair
Iowa State University
Room 2210 Coover Hall
Ames, Iowa 50011
Vox: 515-294-4844
Fax: 515-294-4263
jdm@iastate.edu

Systems Economics
ROSS BALDICK, Chair
ECE Dept., ENS 502
The University of Texas at Austin
Austin, TX 78712
Vox: 512-471-5879
Fax: 512-471-5532
baldick@ece.utexas.edu

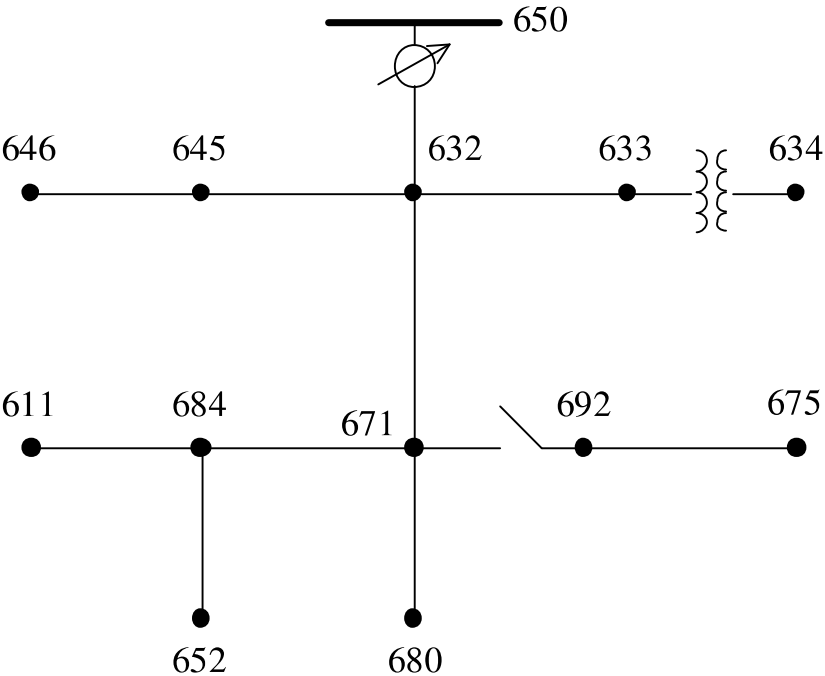
Past Chair
JOANN V. STARON
Nexant Inc/ PCA
1921 S. Alma School Road
Suite 207
Mesa, AZ 85210
Vox: 480-345-7600
Fax: 480-345-7601
joann.staron@pca-corp.com

Distribution System Analysis Subcommittee

IEEE 13 Node Test Feeder



IEEE 13 Node Test Feeder



Overhead Line Configuration Data:

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Underground Line Configuration Data:

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Line Segment Data:

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Transformer Data:

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1.1	2

Capacitor Data:

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300



Regulator Data:

Regulator ID:	1		
Line Segment:	650 - 632		
Location:	50		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	700		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	3	3	3
X - Setting:	9	9	9
Voltage Level:	122	122	122

Spot Load Data:

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Distributed Load Data:

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68



IEEE 13 NODE TEST FEEDER

Impedances

Configuration 601:

Z (R +jX) in ohms per mile
0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.4236
0.3375 1.0478 0.1535 0.3849
0.3414 1.0348
B in micro Siemens per mile
6.2998 -1.9958 -1.2595
5.9597 -0.7417
5.6386

Configuration 602:

Z (R +jX) in ohms per mile
0.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017
0.7475 1.1983 0.1535 0.3849
0.7436 1.2112
B in micro Siemens per mile
5.6990 -1.0817 -1.6905
5.1795 -0.6588
5.4246

Configuration 603:

Z (R +jX) in ohms per mile
0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
1.3294 1.3471 0.2066 0.4591
1.3238 1.3569
B in micro Siemens per mile
0.0000 0.0000 0.0000
4.7097 -0.8999
4.6658

Configuration 604:

Z (R +jX) in ohms per mile
1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591
0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
1.3294 1.3471
B in micro Siemens per mile
4.6658 0.0000 -0.8999
0.0000 0.0000
4.7097



Configuration 605:

```
      Z (R +jX) in ohms per mile
0.0000  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
              0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
                                1.3292  1.3475
      B in micro Siemens per mile
              0.0000  0.0000  0.0000
              0.0000  0.0000
                                4.5193
```

Configuration 606:

```
      Z (R +jX) in ohms per mile
0.7982  0.4463  0.3192  0.0328  0.2849 -0.0143
              0.7891  0.4041  0.3192  0.0328
                                0.7982  0.4463
      B in micro Siemens per mile
      96.8897  0.0000  0.0000
              96.8897  0.0000
                                96.8897
```

Configuration 607:

```
      Z (R +jX) in ohms per mile
1.3425  0.5124  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
              0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
                                0.0000  0.0000
      B in micro Siemens per mile
      88.9912  0.0000  0.0000
              0.0000  0.0000
                                0.0000
```



Power-Flow Results

- R A D I A L F L O W S U M M A R Y - DATE: 6-24-2004 AT 15:33: 2 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

SYSTEM	PHASE (A)		PHASE (B)		PHASE (C)		TOTAL	
INPUT	----- (A) -----		----- (B) -----		----- (C) -----		-----	
kW :	1251.398		977.332		1348.461		3577.191	
kVAr :	681.570		373.418		669.784		1724.772	
kVA :	1424.968		1046.241		1505.642		3971.289	
PF :	.8782		.9341		.8956		.9008	
LOAD	-- (A-N) --	-- (A-B) --	-- (B-N) --	-- (B-C) --	-- (C-N) --	-- (C-A) --	-- WYE --	-- DELTA --
kW :	785.6	385.0	424.0	625.7	692.5	553.4	1902.1	1564.0
TOT :	1170.563		1049.658		1245.907		3466.128	
kVAr :	393.0	220.0	313.0	358.1	447.9	369.5	1153.9	947.7
TOT :	613.019		671.117		817.450		2101.586	
kVA :	878.4	443.4	527.0	720.9	824.8	665.4	2224.8	1828.7
TOT :	1321.367		1245.865		1490.137		4053.481	
PF :	.8943	.8682	.8045	.8679	.8397	.8316	.8550	.8553
TOT :	.8859		.8425		.8361		.8551	
LOSSES	----- (A) -----		----- (B) -----		----- (C) -----		-----	
kW :	39.107		-4.697		76.653		111.063	
kVAr :	152.585		42.217		129.850		324.653	
kVA :	157.517		42.478		150.787		343.124	
CAPAC	-- (A-N) --	-- (A-B) --	-- (B-N) --	-- (B-C) --	-- (C-N) --	-- (C-A) --	-- WYE --	-- DELTA --
R-kVA:	200.0	.0	200.0	.0	300.0	.0	700.0	.0
TOT :	200.000		200.000		300.000		700.000	
A-kVA:	193.4	.0	222.7	.0	285.3	.0	701.5	.0
TOT :	193.443		222.747		285.276		701.466	



p 1

--- VOLTAGE PROFILE ---- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:12 HOURS ----
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR
	A-N		B-N		C-N		
650	1.0000	at .00	1.0000	at -120.00	1.0000	at 120.00	.000
RG60	1.0625	at .00	1.0500	at -120.00	1.0687	at 120.00	.000
632	1.0210	at -2.49	1.0420	at -121.72	1.0174	at 117.83	.379
633	1.0180	at -2.56	1.0401	at -121.77	1.0148	at 117.82	.474
XFXFM1	.9941	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.35	.474
634	.9940	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.34	.474
645			1.0329	at -121.90	1.0155	at 117.86	.474
646			1.0311	at -121.98	1.0134	at 117.90	.530
671	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.758
680	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.947
684	.9881	at -5.32			.9758	at 115.92	.815
611					.9738	at 115.78	.871
652	.9825	at -5.25					.966
692	.9900	at -5.31	1.0529	at -122.34	.9777	at 116.02	.852
675	.9835	at -5.56	1.0553	at -122.52	.9758	at 116.03	.947

p 1

----- VOLTAGE REGULATOR DATA ----- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:16 HOURS --
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

[NODE]	[VREG]	[SEG]	[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
650	RG60	632	632	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	10
	2		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	8
	3		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	11



--- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:27 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)	PHASE B (LINE B)	PHASE C (LINE C)	UNT	O/L< 60.%
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 650	VOLTS:	1.000	.00	1.000	-120.00	1.000 120.00 MAG/ANG
kv11	4.160	NO LOAD OR CAPACITOR REPRESENTED AT SOURCE NODE				
-----*-----*-----*-----*-----*						
TO NODE RG60	<VRG>:..	593.30	-28.58	435.61	-140.91	626.92 93.59 AMP/DG <
<RG60 >	LOSS=	.000:	(.000)	(.000)	(.000)	kw
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: RG60	VOLTS:	1.062	.00	1.050	-120.00	1.069 120.00 MAG/ANG
kv11	4.160	-LD:	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00 kVR
-----*-----*-----*-----*-----*						
FROM NODE 650	<VRG>:	558.40	-28.58	414.87	-140.91	586.60 93.59 AMP/DG <
<RG60 >	LOSS=	.000:	(.000)	(.000)	(.000)	kw
TO NODE 632:	558.40	-28.58	414.87	-140.91	586.60 93.59 AMP/DG <
<632 >	LOSS=	59.716:	(21.517)	(-3.252)	(41.451)	kw
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 632	VOLTS:	1.021	-2.49	1.042	-121.72	1.017 117.83 MAG/ANG
kv11	4.160	-LD:	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00 kVR
-----*-----*-----*-----*-----*						
FROM NODE RG60:	558.41	-28.58	414.87	-140.91	586.60 93.59 AMP/DG <
<632 >	LOSS=	59.716:	(21.517)	(-3.252)	(41.451)	kw
TO NODE 633:	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.70 80.48 AMP/DG
<633 >	LOSS=	.808:	(.354)	(.148)	(.306)	kw
TO NODE 645:			143.02	-142.66	65.21 57.83 AMP/DG <
<645 >	LOSS=	2.760:		(2.540)	(.220)	kw
TO NODE 671:	478.29	-27.03	215.12	-134.66	475.50 99.90 AMP/DG <
<671 >	LOSS=	35.897:	(10.484)	(-6.169)	(31.582)	kw
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 633	VOLTS:	1.018	-2.56	1.040	-121.77	1.015 117.82 MAG/ANG
kv11	4.160	-LD:	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00 kVR
-----*-----*-----*-----*-----*						
FROM NODE 632:	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.71 80.47 AMP/DG
<633 >	LOSS=	.808:	(.354)	(.148)	(.306)	kw
TO NODE XFXFM1:	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.71 80.47 AMP/DG <
<XFXFM1>	LOSS=	5.427:	(2.513)	(1.420)	(1.494)	kw
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: XFXFM1	VOLTS:	.994	-3.23	1.022	-122.22	.996 117.35 MAG/ANG
kv11	.480	-LD:	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00 kVR
-----*-----*-----*-----*-----*						
FROM NODE 633:	704.83	-37.74	529.73	-159.09	543.45 80.47 AMP/DG <
<XFXFM1>	LOSS=	5.427:	(2.513)	(1.420)	(1.494)	kw
TO NODE 634:	704.83	-37.74	529.73	-159.09	543.45 80.47 AMP/DG <
<634 >	LOSS=	.000:	(.000)	(.000)	(.000)	kw



- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:27 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)	PHASE B (LINE B)	PHASE C (LINE C)	UNT	O/L< 60.%
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 634	VOLTS:	.994	-3.23	1.022	-122.22	.996 117.34 MAG/ANG
	Y-LD:	160.00	110.00	120.00	90.00	120.00 90.00 kW/kVR
kv11	.480 Y CAP:		.00		.00	.00 kVR
FROM NODE XFXFM1.....:		704.83	-37.74	529.73	-159.09	543.45 80.47 AMP/DG <
<634 > LOSS=	.000:	(.000)	(.000)	(.000)	(.000)	kW
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 645	VOLTS:		1.033	-121.90	1.015	117.86 MAG/ANG
	Y-LD:		170.00	125.00	.00	.00 kW/kVR
kv11	4.160 Y CAP:			.00		.00 kVR
FROM NODE 632			143.02	-142.66	65.21	57.83 AMP/DG <
<645 > LOSS=	2.760:		(2.540)	(.220)		kW
TO NODE 646			65.21	-122.17	65.21	57.83 AMP/DG
<646 > LOSS=	.541:		(.271)	(.270)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 646	VOLTS:		1.031	-121.98	1.013	117.90 MAG/ANG
	D-LD:		240.66	138.12	.00	.00 kW/kVR
kv11	4.160 Y CAP:			.00		.00 kVR
FROM NODE 645			65.21	-122.18	65.21	57.82 AMP/DG
<646 > LOSS=	.541:		(.271)	(.270)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 671	VOLTS:	.990	-5.30	1.053	-122.34	.978 116.02 MAG/ANG
	D-LD:	385.00	220.00	385.00	220.00	385.00 220.00 kW/kVR
kv11	4.160 Y CAP:		.00		.00	.00 kVR
FROM NODE 632		470.20	-26.90	186.41	-131.89	420.64 101.66 AMP/DG <
<671 > LOSS=	35.897:	(10.484)	(-6.169)	(31.582)		kW
TO NODE 68000	.00	.00	.00	.00 AMP/DG
<680 > LOSS=	.000:	(-.001)	(.001)	(.000)		kW
TO NODE 684		63.07	-39.12		71.15	121.62 AMP/DG
<684 > LOSS=	.580:	(.210)			(.370)	kW
TO NODE 692		229.11	-18.18	69.61	-55.19	178.38 109.39 AMP/DG
<692 > LOSS=	.008:	(.003)	(-.001)	(.006)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*						
NODE: 680	VOLTS:	.990	-5.30	1.053	-122.34	.978 116.02 MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
kv11	4.160 CAP:		.00		.00	.00 kVR
FROM NODE 67100	.00	.00	.00	.00 AMP/DG
<680 > LOSS=	.000:	(-.001)	(.001)	(.000)		kW



--- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:27 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)	PHASE B (LINE B)	PHASE C (LINE C)	UNT	O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*						
NODE: 684	VOLTS:	.988	-5.32	.976	115.92	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11	4.160	CAP:	.00		.00	kVR
FROM NODE 671:	63.07	-39.12	71.15	121.61	AMP/DG
<684 > LOSS=	.580:	(.210)		(.370)		kW
TO NODE 611:			71.15	121.61	AMP/DG
<611 > LOSS=	.382:			(.382)		kW
TO NODE 652:	63.07	-39.12			AMP/DG
<652 > LOSS=	.808:	(.808)				kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*						
NODE: 611	VOLTS:			.974	115.78	MAG/ANG
	Y-LD:			165.54	77.90	kW/kVR
kVLL	4.160	Y CAP:			94.82	kVR
FROM NODE 684:			71.15	121.61	AMP/DG
<611 > LOSS=	.382:			(.382)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*						
NODE: 652	VOLTS:	.983	-5.25			MAG/ANG
	Y-LD:	123.56	83.02			kW/kVR
kV11	4.160	Y CAP:	.00			kVR
FROM NODE 684:	63.08	-39.15			AMP/DG
<652 > LOSS=	.808:	(.808)				kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*						
NODE: 692	VOLTS:	.990	-5.31	1.053	-122.34	.978 116.02 MAG/ANG
	D-LD:	.00	.00	.00	.00	168.37 149.55 kW/kVR
kV11	4.160	Y CAP:	.00		.00	.00 kVR
FROM NODE 671:	229.11	-18.18	69.61	-55.19	178.38 109.39 AMP/DG
<692 > LOSS=	.008:	(.003)		(-.001)		(.006) kW
TO NODE 675:	205.33	-5.15	69.61	-55.19	124.07 111.79 AMP/DG <
<675 > LOSS=	4.136:	(3.218)		(.345)		(.573) kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*						
NODE: 675	VOLTS:	.983	-5.56	1.055	-122.52	.976 116.03 MAG/ANG
	Y-LD:	485.00	190.00	68.00	60.00	290.00 212.00 kW/kVR
kV11	4.160	Y CAP:	193.44		222.75	190.45 kVR
FROM NODE 692:	205.33	-5.15	69.59	-55.20	124.07 111.78 AMP/DG <
<675 > LOSS=	4.136:	(3.218)		(.345)		(.573) kW

