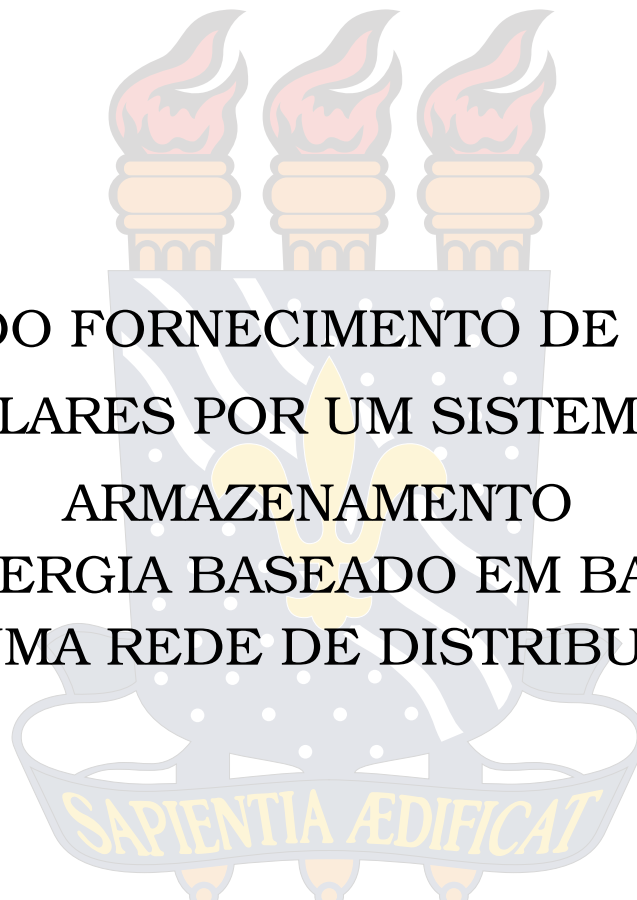


UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado



ANÁLISE DO FORNECIMENTO DE SERVIÇOS
ANCILARES POR UM SISTEMA DE
ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA BASEADO EM BATERIA
EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Carolina Albuquerque Caldeira

João Pessoa, Brasil
Fevereiro de 2020

Carolina Albuquerque Caldeira

**ANÁLISE DO FORNECIMENTO DE SERVIÇOS ANCILARES POR UM
SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA BASEADO EM
BATERIA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Dr. Fabiano Salvadori
Dra. Camila Seibel Gehrke

João Pessoa, Brasil

Fevereiro de 2020

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

C146a Caldeira, Carolina Albuquerque.

Análise do Fornecimento de Serviços Ancilares por um Sistema de Armazenamento de Energia Baseado em Bateria em uma Rede de Distribuição / Carolina Albuquerque Caldeira. - João Pessoa, 2020.
85 f.

Orientação: Fabiano Salvadori.

Coorientação: Camila Seibel Gehrke.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

1. Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias. 2. Serviços Ancilares. 3. Gerenciamento de Energia. 4. Qualidade de Energia Elétrica. I. Salvadori, Fabiano. II. Gehrke, Camila Seibel. III. Título.

UFPB/BC



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA



A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação:

**ANÁLISE DO FORNECIMENTO DE SERVIÇOS ANCILARES POR UM
SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA BASEADO EM
BATERIA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Elaborada por:

CAROLINA ALBUQUERQUE CALDEIRA

Como requisito parcial para obtenção para o grau de:

MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

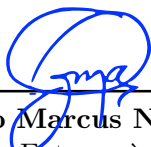
Trabalho aprovado. João Pessoa, Brasil, 18 de fevereiro de 2020:



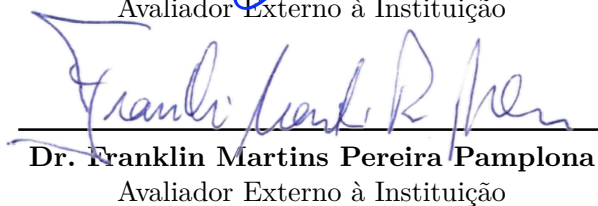
Dr. Fabiano Salvadori
Orientador



Dra. Camila Seibel Gehrke
Orientadora



Dr. Antonio Marcus Nogueira Lima
Avaliador Externo à Instituição



Dr. Franklin Martins Pereira Pamplona
Avaliador Externo à Instituição

João Pessoa, Brasil
Fevereiro de 2020

Dedico este trabalho aos meus amados pais, Lourdes e Luiz.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por todo amor depositado em mim e por me proporcionar saúde e determinação para não desistir dos meus sonhos.

Agradeço a meu amado pai, por todo amor e incentivos incondicionais e por acreditar em mim quando nem eu mesma acredito. O senhor é meu melhor amigo, minha base e minha inspiração. Obrigada por toda paciência, conselhos e ajuda até aqui.

Agradeço a minha amada mãe e anjo da guarda, que eu sei que estaria muito feliz de me ver chegado até aqui. A senhora é e sempre será meu exemplo de mulher, mãe, esposa e ser humano pela sua força, simplicidade e determinação.

Agradeço ao meu namorado Antonio Dutra por ser minha inspiração diária de perseverança, amor, alegria e companheirismo. Obrigada pela paciência e toda ajuda durante o tempo que me dediquei a este trabalho.

Agradeço à minha mãedrastra e minha avó por todo apoio, conselhos, pela torcida e carinho durante todos esses anos. Obrigada por tudo, vocês são minha família de coração.

Agradeço aos professores Fabiano Salvadori e Camila Seibel Gehrke pelo privilégio de tê-los como orientadores, por todo ensinamento, paciência, conselhos, motivação e inestimável ajuda na condução desta pesquisa.

Agradeço ao professor Lucas Vinicius Hartmann, que também foi como um orientador para mim, pois com sua humildade, paciência e sapiência sempre esteve disposto a sanar dúvidas e opinar para que eu pudesse conduzir o trabalho da melhor forma possível.

Agradeço ao professor Franklin Martins Pereira Pamplona por ter disponibilizado os dados do IFPB, essenciais para a condução desta pesquisa.

Agradeço a professora Jéssica Pederneiras Moraes Rocha por toda ajuda prestada.

Agradeço aos amigos do mestrado, por todo aprendizado, pela torcida, pelos momentos de sufoco e pelos bons momentos que passamos juntos: Laysa, Gilielson, Marcos, Henrique, Gustavo, Leonardo, Filipe Tertuliano, Cecília, Alexandre, Ronan, Filipe Rocha e Fábio. Vocês são incríveis.

Por fim, agradeço a todos os amigos e familiares que tiveram a compreensão necessária quando precisei me ausentar para a execução deste trabalho e que sempre torceram para sua conclusão.

"Eu tentei 99 vezes e falhei, mas na centésima tentativa eu consegui. Nunca desista de seus objetivos mesmo que esses pareçam impossíveis, a próxima tentativa pode ser a vitoriosa."

Albert Einstein

RESUMO

Neste trabalho, um sistema de armazenamento de energia por baterias é utilizado em conjunto com um conversor trifásico bidirecional com o intuito de fornecer serviços ancilares a um sistema de distribuição, cujos níveis de tensão e potência foram adaptados em escala dos dados de consumo medido provenientes do Instituto Federal da Paraíba. Os serviços ancilares incluem a compensação de harmônicos, provenientes das cargas não-lineares conectadas ao ponto de acoplamento comum, correção do fator de potência e a injeção de potência ativa por parte do sistema de armazenamento de energia baseado em baterias em horários de ponta e fora de ponta, visando a minimização dos custos com demanda e a redução do fluxo de potência. Para realizar a redução de harmônicos na corrente da rede, foi implementado o controle proporcional-integral, no qual utilizou-se apenas a corrente medida na rede para realizar o controle. O controle da corrente do sistema de armazenamento de energia baseado em baterias também foi realizado pelo mesmo controlador, onde foi necessário apenas a leitura da corrente que circulava na bateria, permitindo também o controle de seu estado de carga. O gerenciamento de energia, por sua vez, foi realizado de acordo com a análise de curva de carga do sistema de distribuição em estudo e com o estado de carga do sistema de armazenamento, onde foram definidos o período de ponta e fora de ponta em que a bateria seria carregada e descarregada. Os resultados foram obtidos através de simulações realizadas no *software MATLAB/Simulink®* e os experimentos foram realizados no Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia, permitindo a análise da distorção harmônica total e do fator de potência com o uso de carga-não linear, e a análise de energia com o uso da curva de carga. Foram analisados diferentes cenários que validaram a contribuição do sistema proposto no fornecimento de serviços ancilares no sistema de distribuição em estudo.

Palavras-chave: Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias, Serviços Ancilares, Gerenciamento de Energia, Qualidade de Energia Elétrica.

ABSTRACT

In this work, a battery energy storage system is used along with a bidirectional three-phase converter in order to provide ancillary services to a distribution system, whose voltage and power levels have been adapted in scale from the measured consumption data from the Instituto Federal da Paraíba. Ancillary services include harmonic compensation from non-linear loads connected to the common coupling point, power factor correction and the active power injection by the battery-based energy storage system at peak and off-peak times, in order to minimize demand costs and to reduce power flow. To perform harmonic reduction in the current grid, a proportional-integral control was implemented, in which only the grid current measured was used to perform the control. The battery-based energy storage system's current control was also performed by the same controller, where it was only necessary to measure the current circulating in the battery, also enabling the control of its state of charge. The energy management, in turn, was carried out according to the load curve analysis of the distribution system under study and the load status of the storage system, where were defined both the peak and off-peak periods in which the the battery would be charged and discharged. The results were obtained through simulations carried out on MATLAB/Simulink[®] software the experiments were carried out in the Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia, which allowed the total harmonic distortion and power factor's analysis using non-linear load, and the energy analysis using the load curve. Different scenarios that validated the contribution of the proposed system in the provision of ancillary services in the distribution system under study were analyzed.

Keywords: Battery Energy Storage Systems, Ancillary Services, Energy Management, Electric Power Quality.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Curva de descarga típica de uma bateria.	29
Figura 3.1 – Estratégia de controle proposta por Wu e Jou, 1996.	37
Figura 4.1 – Sistema Elétrico Estudado.	41
Figura 4.2 – Representação da ação proporcional-integral.	42
Figura 4.3 – Diagrama de uma PLL monofásica.	43
Figura 4.4 – Modulação PWM seno-triângulo.	44
Figura 4.5 – Conversor trifásico com barramento CC.	45
Figura 4.6 – Estados topológicos do conversor trifásico bidirecional.	46
Figura 4.7 – Estados topológicos do conversor trifásico bidirecional.	47
Figura 4.8 – Estados topológicos do conversor trifásico bidirecional.	47
Figura 4.9 – Diagrama em blocos da estratégia de controle do SAEB.	49
Figura 4.10–Modos de operação do conversor <i>buck-boost</i>	49
Figura 4.11–Diagrama em blocos do controle proposto para a compensação de harmônicos.	51
Figura 4.12–Diagrama de blocos do controle de corrente.	52
Figura 4.13–Diagrama completo do controle de corrente e de tensão.	55
Figura 5.1 – Esquema da simulação referente à análise de DHT para carga não-linear.	58
Figura 5.2 – Corrente e tensão da rede (V_{Ga} e I_{Ga}) sem compensação de harmônicos.	59
Figura 5.3 – Corrente e tensão da rede (V_{Ga} e I_{Ga}) com a inserção do SAEB e do conversor.	60
Figura 5.4 – Corrente do SAEB (I_{bat}) e corrente do conversor (I_{F1}) com a inserção do conversor e SAEB.	60
Figura 5.5 – Esquema da simulação referente à análise de energia.	61
Figura 5.6 – Curva de carga típica de um dia sem serviço ancilar.	62
Figura 5.7 – Curva de carga para o Cenário 1.	63
Figura 5.8 – Comportamento do SAEB no Cenário 1.	63
Figura 5.9 – Curva de carga para o Cenário 2.	65
Figura 5.10–Comportamento do SAEB no Cenário 2.	65
Figura 5.11–Plataforma Experimental do LOSE.	67
Figura 5.12–Emulador do SAEB – KEPCO®.	68
Figura 5.13–Tensão de entrada (V_{Ga}), corrente de entrada (I_{Ga}) e corrente da carga (I_{L1}).	69
Figura 5.14–Corrente do SAEB (I_{bat}), corrente de entrada (I_{Ga}), corrente da carga (I_{L1}) e corrente do conversor (I_{F1}).	69
Figura 5.15–Corrente e tensão da rede (I_{Ga} e V_{Ga}) para análise do fator de potência.	70
Figura 5.16–Diagrama do experimento sobre análise de energia.	71

Figura 5.17–Tensão de entrada (V_{Ga}), corrente de entrada (I_{Ga}) e corrente da carga (I_{L1}).	71
Figura 5.18–Sinais da corrente de entrada (I_{Ga}) sem a inserção do SAEB.	72
Figura 5.19–Fator de potência sem a inserção do SAEB.	72
Figura 5.20–Corrente do SAEB (I_{bat}), corrente da carga (I_{L1}), corrente da rede (I_{Ga}) e tensão da rede (V_{Ga}).	73
Figura 5.21–Sinais da corrente de entrada (I_{Ga}) com a inserção do SAEB.	73
Figura 5.22–Sinais da corrente da carga (I_{L1}) com a inserção do SAEB.	74
Figura 5.23–Sinais da corrente no conversor (I_{F1}) com a inserção do SAEB.	74
Figura 5.24–Potência da rede antes e após o fornecimento de serviços ancilares. . .	75
Figura 5.25–Fator de potência com a inserção do SAEB.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Comparativo entre as baterias de Lítio-Íon, NaS e Chumbo Ácido. . . .	26
Tabela 2.2 – Limites das distorções harmônicas totais em % da tensão fundamental.	31
Tabela 2.3 – Limites de distorção de corrente para sistemas de 120 V a 69 kV. . . .	32
Tabela 2.4 – Variação da potência do trafo em função do fator de potência.	34
Tabela 2.5 – Variação da seção de um condutor em função do fator de potência. . .	34
Tabela 3.1 – Subgrupos do grupo A.	38
Tabela 3.2 – Subgrupos do grupo B	39
Tabela 3.3 – Tarifas de consumo e demanda aplicadas ao IFPB.	40
Tabela 4.1 – Estados possíveis para o conversor trifásico bidirecional.	46
Tabela 4.2 – Especificações dos parâmetros do modelo elétrico <i>Battery</i>	48
Tabela 5.1 – Especificações dos componentes utilizados para a Análise de DHT. . .	57
Tabela 5.2 – Especificações dos componentes utilizados para a Análise de energia. .	58
Tabela 5.3 – Valores de demanda da simulação e do IFPB para o horário fora de ponta.	64
Tabela 5.4 – Economia com o uso do SAEB utilizando dados de demanda fora de ponta do IFPB.	64
Tabela 5.5 – Valores de demanda da simulação e do IFPB para o horário de ponta. .	66
Tabela 5.6 – Economia com o uso do SAEB utilizando dados de demanda de ponta do IFPB.	66
Tabela 5.7 – Parâmetros dos experimentais.	68
Tabela 5.8 – Economia com o uso do SAEB no horário fora de ponta utilizando dados de demanda do IFPB.	74
Tabela 5.9 – Resumo da análise de DHT realizada no <i>Simulink</i> [®] e na plataforma experimental.	75
Tabela 5.10–Resumo da análise de energia realizada no <i>Simulink</i> [®] e na plataforma experimental.	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	corrente contínua
CA	corrente alternada
CFT	conversor de fonte de tensão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DOC	<i>depth of charge</i>
DOD	<i>depth of discharge</i>
DHT	distorção harmônica total
FAP	filtro ativo de potência
FP	fator de potência
FPB	filtro passa-baixa
FFT	<i>fast fourier transform</i>
GD	geração distribuída
HEMS	<i>home energy management system</i>
HESS	<i>home energy storage system</i>
IFPB	Instituto Federal da Paraíba
KEPCO	<i>Korea Energy Power company</i>
LSM	<i>least mean square</i>
LOSE	Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia
OCV	<i>open circuit voltage</i>
PAC	ponto de acoplamento comum
P&O	perturbe e observe
PI	proporcional-integral
PLL	<i>phase-locked loop</i>
PWM	<i>pulse width modulation</i>

SA	serviços ancilares
SAE	sistema de armazenamento de energia
SAEB	sistema de armazenamento de energia em baterias
SEP	sistema elétrico de potência
SIN	Sistema Integrado Nacional
SOC	<i>state of charge</i>
SOH	<i>state of health</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

C	capacitância do barramento CC (mF) ou capacidade total da bateria (Ah)
Q	carga armazenada na bateria durante um período de tempo (Ah)
E	tensão de circuito aberto (V)
E_0	tensão constante da bateria (V)
K	constante de polarização (V/Ah)
it	capacidade extraída da bateria (Ah)
i	corrente de descarga da bateria (A)
B	capacidade exponencial (Ah^{-1})
R	resistência interna ($\frac{\Omega}{cm^2}$)
$Aexp(-BQ^{-1}it)$	comportamento da tensão de circuito aberto em relação ao SOC
$K\left(\frac{Q}{Q-it}\right)it$	tensão de polarização
$K\left(\frac{Q}{Q-it}\right)i^*$	resistência de polarização
A	amplitude da tensão na zona exponencial (V)
$u(t)$	modo da bateria
$Exp(t)$	dinâmica da zona exponencial (V)
i^*	corrente de baixa frequência (A)
P	potência ativa
S	potência aparente
$\cos\theta$	fator de potência
V_n	amplitudes das componentes harmônicas
V_1	amplitudes da componente da fundamental
$V_{Ga,b,c}$	tensões de entrada (V)
$V_{a,b,c}$	quedas de tensão nas impedâncias de entrada (V)
$V_{F1,2,3}$	quedas de tensão nas impedâncias do filtro (V)

$V_{F1,2,3,0}$	tensões de polo (V)
$I_{Ga,b,c}$	correntes de entrada (A)
$I_{F1,2,3}$	correntes do filtro (A)
$I_{L1,2,3}$	correntes da carga (A)
$R_G + jL_G$	impedância de entrada (Ω)
$R_F + jL_F$	impedância do filtro (Ω)
$L_{L1,2}$	indutâncias da carga (mH)
L_B	indutância da bateria (mH)
R_L	resistência da carga (Ω)
f_c	frequência de chaveamento
ΔI	ondulação de corrente máxima desejada
p	potência monofásica
i_s	corrente em quadratura fictícia
e_g	tensão de entrada
$\bar{p}$	potência média
$\Delta\omega_g$	variação da frequência angular estimada
ω_{ff}	frequência angular da rede
ω_g	ângulo da rede elétrica
m	índice de modulação
$V_{A,B,C}$	sinal de referência da modulação PWM (V)
V_{tr}	sinal da portadora da modulação PWM (V)
Z	soma das impedâncias de linha e as do conversor
ΔI_B	ondulação máxima de corrente no indutor
K_0	ganho crítico
P_0	período de oscilação com ganho crítico
T_i	tempo que relaciona os ganhos proporcional e integral

θ	ângulo da PLL
$x_{\alpha,\beta}$	variáveis no sistema $\alpha\beta$
$x_{a,b,c}$	variáveis no sistema abc
$x_{d,q}$	variáveis no sistema dq
ω	frequência angular da rede ($\frac{rad}{s}$)
I_{Gq}^*	corrente de referência do eixo em quadratura (A)
I_{Gq}	corrente do eixo em quadratura (A)
I_{Gd}^*	corrente de referência do eixo direto (A)
I_{Gd}	corrente do eixo direto (A)
V_0^*	tensão de referência do barramento CC (V)
V_0	tensão nos terminais do barramento CC (V)
I_{bat}	corrente que circula na bateria (A)
I_B^*	corrente de referência da bateria (A)
C_v e C_i	controlador de tensão e controlador de corrente
K_{pv} e K_{iv}	ganhos proporcional e integral do controlador PI da tensão
K_{pi} e K_{ii}	ganhos proporcional e integral do controlador PI da corrente
G_{PWM}	ganho do modulador PWM
$H_i(s)$	representação do inversor trifásico
$H(s)$	planta do sistema
$T_{\alpha\beta}$ e $T_{\alpha\beta}^{-1}$	transformada de abc para <i>Clarke</i> e sua inversa
T_{dq} e T_{dq}^{-1}	transformada de <i>Clarke</i> para <i>Park</i> e sua inversa
$i_c(t)$	corrente do barramento CC
H_c	função de transferência do barramento CC
I_{cc}	corrente máxima de curto circuito no PAC
I_L	corrente na carga

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	18
1.2	OBJETIVOS	20
1.2.1	Objetivo Geral	20
1.2.2	Objetivos Específicos	20
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE BANCOS DE BATERIAS	23
2.1.1	Baterias de Lítio-Íon	23
2.1.2	Baterias de Chumbo Ácido	24
2.1.3	Baterias de Sulfeto de Sódio	25
2.2	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS	27
2.2.1	Capacidade Nominal	27
2.2.2	<i>State of Charge</i> (SOC)	27
2.2.3	<i>State of Health</i> (SOH)	28
2.2.4	Autodescarga	28
2.3	MODELO <i>BATTERY</i>	28
2.4	FATORES DE DESEMPENHO EM SISTEMAS TRIFÁSICOS	30
2.4.1	Harmônicos	30
2.4.2	Fator de Potência	33
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	35
3.1	SERVIÇOS ANCILARES	35
3.1.1	Compensação de Harmônicos	35
3.1.2	Gerenciamento de Energia	36
3.2	SISTEMA TARIFÁRIO	38
3.2.1	Tensão de Fornecimento	38
3.2.2	Horários de Ponta e Fora de Ponta	38
3.2.3	Modalidade Tarifária	39
3.2.3.1	Modalidade Tarifária Verde	39
3.2.3.2	Modalidade Tarifária Azul	39
4	ESTRATÉGIA PROPOSTA PARA FORNECIMENTO DE SER- VIÇO ANCILAR AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	41
4.1	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO EM ESTUDO	41
4.2	CONVERSOR TRIFÁSICO BIDIRECIONAL	42
4.2.1	Indutores de acoplamento	42

4.2.2	Controlador Proporcional-Integral (PI)	42
4.2.3	Malha de Detecção de Fase (PLL)	43
4.2.4	Estratégia de comando	44
4.2.5	Estágios de chaveamento	45
4.3	CARACTERÍSTICAS DO MODELO DO SAEB DE CHUMBO-ÁCIDO	47
4.4	CONVERSOR <i>BUCK-BOOST</i> E ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO SAEB	48
4.5	ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO CONVERSOR TRIFÁSICO PA- RALELO CONECTADO AO SISTEMA ELÉTRICO TRIFÁSICO DE DISTRIBUIÇÃO	50
4.5.1	Modelo do Sistema de Controle da Corrente da Rede Elétrica .	52
4.5.2	Modelo do sistema de controle da tensão no barramento CC .	54
4.5.3	Método de Sintonização do Controlador PI	55
5	RESULTADOS	57
5.1	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	57
5.1.1	Análise da DHT para carga não-linear	58
5.1.1.1	Cenário 1	59
5.1.1.2	Cenário 2	59
5.1.2	Análise de energia	61
5.1.2.1	Cenário 1 – Gerenciamento de energia no horário fora de ponta	62
5.1.2.2	Cenário 2 – Gerenciamento de energia no horário de ponta	64
5.2	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	66
5.2.1	Análise de DHT para carga não-linear	68
5.2.1.1	Cenário 1	68
5.2.1.2	Cenário 2	69
5.2.2	Análise de energia	70
5.2.2.1	Cenário 1	71
5.2.2.2	Cenário 2	72
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	77
6.0.1	Publicações	79
	REFERÊNCIAS	80

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

No Brasil, 66,6 % da energia elétrica produzida para suprir a energia demandada nos setores residenciais, comerciais e industriais provém da geração hidrelétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2019). Em períodos de baixa hidrologia ou em períodos de grande demanda de consumidores e pouca oferta de energia, ocorre a implantação de bandeira vermelha patamar 1 ou 2, que é uma tarifa aplicada em condições que dispõem maior custo para a geração de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2015). Nestas situações, para compensar esta limitação na geração de energia elétrica, a partir de fontes hidrelétricas, utiliza-se a atual geração secundária brasileira que é a termelétrica, a qual além de causar impactos ambientais, é uma geração de maior custo comparativamente com as hidrelétricas. Entretanto, nos últimos anos, tem ocorrido um crescimento na utilização das fontes alternativas para geração de energia elétrica no Brasil, como a geração eólica e a solar, as quais auxiliam na redução da emissão de gases de efeito estufa, provenientes de centros de geração que utilizam combustíveis fósseis como matéria-prima, além reduzirem o custo do consumidor com energia elétrica e a sobrecarga nas concessionárias locais.

A busca do equilíbrio entre a geração e a demanda de energia elétrica aumenta a necessidade da inserção de sistemas de armazenamento de energia (SAE) para atingir a estabilidade da rede elétrica e garantir maior flexibilidade aos operadores da rede durante este processo (BYRNE et al., 2018). Com o avanço das tecnologias de baterias e a redução do seu custo ao longo dos anos, os sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) tornaram-se tecnologias robustas capazes de realizar a integração da geração distribuída (GD) no sistema elétrico, minimizando os problemas relacionados com a natureza intermitente destas fontes e aumentando a estabilidade e confiabilidade da rede (GADALLA; HASABELRASUL, 2019).

A utilização de SAEB tornou-se economicamente atrativo na tarefa de auxiliar as concessionárias e os setores industriais e comerciais no gerenciamento de energia, ao realizar um controle mais eficaz do uso da eletricidade em horários de pico no lado da demanda, além de manter a qualidade da energia entregue ao consumidor, fornecendo energia ininterrupta e que não prejudica o meio ambiente. Este tipo de armazenamento de energia é capaz de fornecer a energia necessária durante horários de maior consumo ou horário de ponta, além de possuir a grande vantagem de diminuir consideravelmente os custos com a redução ou extinção da construção de novas linhas de transmissão e distribuição (SUTANTO, 1999). De acordo com os dados da Renewables (2019), dentre a capacidade mundial de armazenamento de energia instalada até o início de 2019 (166,6 GW), a capacidade mundial instalada de SAEB aumentou de 2,3 para 3,3 GW quando

comparada com o mesmo período de 2018 (RENEWABLES, 2018), sendo 80 % destas novas instalações concentradas na Austrália, China, República da Coreia, Reino Unido e nos Estados Unidos. Em 2018, a Agência de Energia Renovável da Austrália e o governo do estado de Victoria subsidiaram um SAEB em um terminal de transmissão, com o intuito de utilizá-lo para consumir energia elétrica durante horários de pico, auxiliando na estabilidade da rede. A Reserva de Energia de Hornsdale de 100 MW, contratada em dezembro de 2017 na Austrália, economizou cerca de 28 milhões de dólares em um ano com custos gerais na rede elétrica, ao utilizar um SAEB para realizar a estabilização da rede e para fornecer energia durante falhas na concessionária. Até o fim de 2018, a Alemanha possuía mais de 120.000 sistemas compostos de SAEB integrados a instalações fotovoltaicas de pequeno porte (cerca de 30 kW de pico) (RENEWABLES, 2019).

Outro aspecto de grande relevância no setor elétrico está relacionado com o amplo desenvolvimento da eletrônica de potência nos últimos anos, que desencadeou o uso de diversos equipamentos que utilizam elementos não-lineares, como diodos e transistores. Este tipo de carga pode sobrecarregar o sistema elétrico com a injeção de elevado conteúdo harmônico na rede, ocasionando, entre outros fatores, a falha de equipamentos que estejam conectados a mesma, visto que estes equipamentos contêm semicondutores que operam em alta frequência e que podem comprometer a qualidade de energia da rede elétrica, uma vez que os mesmos não apresentam qualquer sistema de filtragem das grandezas elétricas.

Para obter maior qualidade, confiabilidade e segurança da energia fornecida ao consumidor, é necessário que se forneça serviços ancilares (SA) ao sistema de distribuição, buscando manter um equilíbrio entre a energia ofertada e a demanda, assegurando a estabilidade do sistema de distribuição, aumentando a confiabilidade operacional do sistema de transmissão e conservando a qualidade da energia em qualquer mercado de eletricidade competitivo, pelo menor custo (PIRBAZARI, 2010) (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2009). As instalações de armazenamento em baterias também podem trabalhar de maneira conjunta com as usinas hidrelétricas, complementando os SA indispensáveis no atual sistema elétrico, como por exemplo o controle de tensão/frequência, a reserva de carga em horários de ponta, a suavização do congestionamento nos sistemas de transmissão e distribuição, a compensação das flutuações de potência, entre outros (VICENTIM, 2015).

Uma alternativa para solucionar o problema com a qualidade de energia devido às cargas não-lineares é utilizando um conversor trifásico, cujo barramento CC é acoplado a um gerador fotovoltaico, funcionando como um filtro ativo de potência (FAP) e também como uma GD integrada com a rede local para fornecer SA, como a compensação de harmônicos (ROCHA; GEHRKE, 2017). Desta forma, é possível minimizar os custos do consumidor e da concessionária em situações de geração restrita de energia, além de proporcionar um fluxo de energia contínuo e bidirecional. Outra forma de fornecer

SA para a rede elétrica é com a utilização de um conversor trifásico bidirecional e um conversor *buck-boost* conectado a um sistema de armazenamento de energia em bateria (SAEB). Dentre as vantagens da integração deste tipo de sistema com a rede local, tem-se o fornecimento de energia ininterrupta ao sistema de distribuição, a compensação de harmônicos, correção de fator de potência, disposição próxima ao centro de consumo, não causam impactos ambientais durante sua operação, baterias possuem longa vida útil e possibilidade de reciclagem, integração de fontes renováveis (solar e eólica, por exemplo), gerenciamento de picos de carga, diminuindo o fluxo de potência e os custos do consumidor durante a injeção de potência ativa em horários de ponta e fora de ponta (ZHANG et al., 2017).

Neste trabalho é estudado um sistema de gerenciamento de energia que utiliza um conversor trifásico bidirecional, funcionando como um FAP, alimentado por um SAEB de Chumbo-Ácido, para ser inserido em um sistema com mesmo perfil de carga da rede de distribuição do Instituto Federal da Paraíba (IFPB). Esta curva de carga foi adaptada em escala para realizar a análise do sistema proposto em simulações e no Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia (LOSE). Este estudo teve como objetivo a redução dos custos diários do consumidor com eletricidade, além de auxiliar na redução do fluxo de potência, na correção do fator de potência e redução das correntes harmônicas provenientes das cargas não-lineares conectadas ao ponto de acoplamento comum (PAC), o que compromete a qualidade da energia entregue aos consumidores. Neste estudo foram utilizados dados reais de consumo de potência ativa da instituição e os valores das tarifas utilizados pela concessionária local, para analisar as vantagens do sistema de gerenciamento de energia proposto.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é realizar um estudo de caso, através de simulações e experimentos, com a implementação de um sistema de armazenamento de energia baseado em bateria, constituído de um conjunto de baterias de chumbo-ácido, alimentando um conversor trifásico, para fornecer SA a um sistema que possui a mesma curva de carga do sistema de distribuição do Instituto Federal da Paraíba, Campus João Pessoa. Os SA fornecidos são a correção do fator de potência, a redução da taxa de distorção harmônica e a injeção de potência ativa para minimizar os picos de demanda e reduzir os custos do consumidor com energia elétrica.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Obter a curva de carga do IFPB através dos dados de consumo medido (kWh);

- Adaptar em escala os níveis de tensão ($13,8kV$ para $110 V_{RMS}$) e de potência ativa medida ($420 kW$ para $2,6 kW$) do IFPB para realizar as simulações e os experimentos;
- Através da curva de carga adaptada, definir os períodos adequados para a carga e descarga do SAEB;
- Controlar a corrente da rede para redução de distorção harmônica;
- Suprir SA ao sistema do estudo de caso, através do sistema composto pelo conversor trifásico e o SAEB, tais como a compensação de harmônicos no ponto de acoplamento da rede elétrica, correção do fator de potência e a injeção de potência ativa no sistema em horários de ponta e horários de maior pico de demanda, melhorando com isso, a qualidade de energia elétrica fornecida ao consumidor, diminuindo os custos do consumidor com eletricidade e reduzindo o fluxo de potência;
- Simular e implementar o sistema em uma plataforma experimental no LOSE, localizado na Universidade Federal da Paraíba (UFPB), para avaliar o desempenho do gerenciamento de energia do SAEB e conversor durante o fornecimento de SA.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O Capítulo 1, é composto por uma introdução ao trabalho abordado, ressaltando a sua motivação, a relevância do seu estudo e especificando os objetivos a serem atingidos através dele.

O Capítulo 2 apresenta os conceitos referentes às principais tecnologias de baterias e suas principais características, o modelo do SAEB implementado e suas características, e por fim, sobre os principais fatores de desempenho em sistemas trifásicos.

O Capítulo 3 aborda o conceito de serviços ancilares e sobre alguns trabalhos na literatura que utilizaram diferentes topologias e um SAEB para o fornecimento de serviços ancilares ao sistema elétrico. Neste capítulo também são descritas as características do sistema tarifário brasileiro, abordando conceitos de tensão de fornecimento, horários de ponta e fora de ponta e de modalidade tarifária.

No Capítulo 4 são apresentadas as características do sistema proposto, o cálculo dos indutores de acoplamento do conversor trifásico bidirecional, a estratégia PWM utilizada e os estágios de chaveamento deste conversor. Também são apresentadas as características do conversor *buck-boost* e seus estágios de operação, assim como a estratégia de controle do SAEB. Por fim, é apresentada a estratégia de controle do conversor trifásico, a sintonização do controlador PI e os modelos do sistema de controle de tensão e corrente.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos com as simulações e experimentos relativos à análise de DHT para uma carga não-linear e para a análise de energia com a utilização do SAEB no sistema de distribuição adaptado do IFPB.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais obtidas com o sistema proposto, as publicações deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os conceitos referentes ao desenvolvimento do trabalho. Os tópicos abordam os principais tipos de baterias utilizados, as características principais das baterias, o modelo de SAEB utilizado neste trabalho e os principais fatores de desempenho em sistemas trifásicos.

2.1 PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE BANCOS DE BATERIAS

Em um SAEB ocorre o armazenamento de energia elétrica através das reações eletroquímicas, troca de íons entre os eletrodos, dentro das células da bateria, que podem ser conectadas em série ou paralelo, dependendo da tensão e capacidade de armazenamento desejadas. Os componentes de cada célula da bateria consistem de dois eletrodos e um eletrólito que são conectados a um circuito externo, constituído de uma fonte e/ou carga, por onde fluem os elétrons (HADJIPASCHALIS; POULLIKKAS; EFTHIMIOU, 2009).

Neste tópico serão apresentadas as principais tecnologias de baterias, destacando suas vantagens e desvantagens, algumas aplicações e estudos de caso para cada tipo.

2.1.1 Baterias de Lítio-Íon

As baterias de lítion-íon são utilizadas em uma diversidade de aplicações, como por exemplo, dispositivos portáteis (celulares e laptops) e em carros elétricos e híbridos. Cada célula é composta por um ânodo feito de carbono grafítico (C) e um cátodo, geralmente um óxido de metal litiado. Ambos os eletrodos são preenchidos com o material líquido do eletrólito. O eletrólito, por sua vez, é composto geralmente por um líquido orgânico não aquoso com sais de lítio dissolvidos, por exemplo, o $LiClO_4$. Durante o processo de carga, os íons de Li^+ saem do cátodo positivo em direção ao cátodo negativo, e, ao realizarem sua combinação com os elétrons externos, eles são alocados entre as camadas de carbono na forma de átomos de lítio. No processo de descarga, ocorre o processo reverso (DÍAZ-GONZÁLEZ ANDREAS SUMPER; VILLAFÁFILA-ROBLES, 2012).

Este tipo de bateria ainda possui um preço elevado se comparado aos outros tipos (300 a 2500 \$/kWh). Contudo, com o desenvolvimento de sua tecnologia, a tendência é que o custo de sua implantação diminua para ampliar a utilização destas baterias em larga escala.

As baterias de lítion-íon possuem como vantagem um material com pouco peso, tamanho compacto e boa condução elétrica, o que permite um maior armazenamento de energia em pouco espaço. Além disso, opera com uma tensão em torno de 4 V e, por esta razão, são necessárias menos baterias conectadas em série para compor um sistema de armazenamento de energia, ao contrário das outras tecnologias de baterias. Por fim, esta

bateria possui baixa taxa diária de auto-descarga (de 1 a 5 %), tempo de resposta rápida (cerca de algumas dezenas de milissegundos), longa vida útil (1000 a 10000 ciclos), alta densidade de energia (75 a 200 Wh/kg) e alta eficiência energética (85 a 97 %) (OLIVEIRA et al., 2017) e (HU et al., 2017).

Como desvantagens, podemos citar as altas correntes de carga e descarga, as quais geram sobreaquecimento e prejudicam a segurança das baterias, e também seu alto custo de implementação, devido ao material raro e a complexidade do circuito necessário para sua proteção (OLIVEIRA et al., 2017). Ela também é suscetível a falhas quando opera fora da faixa de tensão e temperatura adequadas (HADJIPASCHALIS; POULLIKKAS; EFTHIMIOU, 2009).

Um exemplo de aplicação desta bateria foi o Projeto de Armazenamento de Energia Eólica SCE em Tehachapi, na Califórnia, Estados Unidos. Esta instalação é constituída de um SAEB de lítio-íon de 8 MW/32 MWh, localizando-se na Área de Recursos Eólicos de 4,5 GW em Tehachapi, propriedade da SCE.

Os objetivos principais do sistema consistem em (ZHANG et al., 2017):

- Regular os níveis de tensão da rede;
- Reduzir as perdas de transmissão, além de evitar custos com a infraestrutura das linhas de transmissão;
- Fornecer capacidade ao sistema quando requisitado;
- Realizar a integração das fontes renováveis da região;
- Realizar a regulação de frequência.

A implementação do sistema de baterias de Tehachapi atendeu amplamente aos objetivos e as dificuldades encontradas ocorreram devido ao sistema de controle ineficiente e o dimensionamento ineficiente de equipamentos.

2.1.2 Baterias de Chumbo Ácido

As baterias de chumbo-ácido são consideradas as baterias recarregáveis mais antigas, com aplicações em ambientes residenciais e industriais que datam de meados de 1800 (HU CHANGFU ZOU; LI, 2017). Cada célula é composta de um eletrodo positivo de dióxido de chumbo (PbO_2) e um eletrodo negativo de chumbo, imersos em um eletrólito composto de uma solução diluída de ácido sulfúrico (H_2SO_4). Durante o processo de carga, os eletrodos possuem a composição explicada anteriormente. Porém, no processo de descarga os eletrodos se transformam em sulfato de chumbo ($PbSO_4$) (DÍAZ-GONZÁLEZ ANDREAS SUMPER; VILLAFÁFILA-ROBLES, 2012).

As vantagens deste tipo de bateria estão relacionadas com sua alta eficiência energética (75 a 85 %), baixa taxa de auto-descarga diária (menos de 0,1 %), sendo recomendada para armazenar de energia por longos períodos, e baixo custo inicial. Por outro lado, as desvantagens são baixa vida útil (200 a 1000 ciclos), baixa densidade de energia (25 a 100 Wh/Kg) e taxa de carregamento lenta (HU CHANGFU ZOU; LI, 2017). A alta temperatura (acima de 45°C), assim como o descarregamento total, podem prejudicar o tempo de vida e a eficiência desta bateria (DÍAZ-GONZÁLEZ ANDREAS SUMPER; VILLAFÁFILA-ROBLES, 2012).

Estas baterias são utilizadas em aplicações que necessitam de um ótimo custo-benefício e confiabilidade, mas que não sejam comprometidas com a baixa vida útil e a baixa densidade de energia desta tecnologia. Como exemplo de aplicações, podemos citar a partida automotiva, iluminação, fonte de energia ininterrupta e no armazenamento de energia em sistemas de potência (HU et al., 2017).

Um exemplo de aplicação desta tecnologia foi na usina eólica em Notrees, Texas, Estados Unidos, de 156 MW, localizada em uma região operada pela *Duke Energy Renewables*. Para este projeto foi desenvolvido um SAEB de 36 MW/24 MWh, com o objetivo de suprir a energia necessária ao sistema e armazenar energia de modo a resolver os problemas de intermitência desta fonte de energia renovável. As complicações encontradas com relação a este tipo de bateria foram relacionadas à rápida deterioração do material, ocasionada pelo processo de regulação de frequência que demanda resposta rápida na carga e descarga da bateria (ZHANG et al., 2017).

2.1.3 Baterias de Sulfeto de Sódio

Esta bateria é composta por um ânodo de enxofre fundido, um cátodo de sódio fundido e um eletrólito beta sólido cerâmico de alumina. Os ciclos de carga e descarga têm que ser operados em temperaturas acima de 300 °C, de modo que o enxofre e o sódio estejam em estado fundido e também para se obter uma maior troca eletroquímica entre os eletrodos (HU et al., 2017).

No processo de descarga, o ânodo é oxidado, realizando a liberação de íons Na_+ , enquanto que o cátodo é reduzido, liberando ânions S^{2-} . O papel do eletrólito é basicamente realizar o deslocamento dos íons de sódio para o cátodo, de modo que eles se combinem com os ânions de sulfeto e formem o polissulfureto de sódio (NaS_x). No processo de carga, por sua vez, ocorre o contrário, pois o polissulfureto de sódio se decompõe em sódio e sulfeto, fazendo com que os íons de sódio circulem no eletrólito e os elétrons circulem no circuito externo da bateria, estabelecendo uma queda de tensão em seus terminais de, aproximadamente, 2 V (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009).

As vantagens desta bateria estão relacionadas à sua alta densidade de energia (150 a 240 Wh/kg), alta eficiência na operação de carga/descarga (75 a 90%), longa

vida útil (suporta de 2500 a 4000 ciclos), material de custo baixo, baixa manutenção e não são auto-descarregáveis (HU CHANGFU ZOU; LI, 2017) e (DÍAZ-GONZÁLEZ ANDREAS SUMPER; VILLAFÁFILA-ROBLES, 2012).

As desvantagens deste tipo de bateria estão relacionadas com a periculosidade do sódio puro, pois ao entrar em contato com o ar ou umidade ele pode queimar espontaneamente, causando curto-circuitos internos na bateria e elevando a temperatura para mais de 2000 °C (HU et al., 2017). Devido à natureza corrosiva do sódio e à alta temperatura de operação, procura-se utilizar esta bateria em aplicações estacionárias de larga escala, como por exemplo a integração com parques eólicos para a melhoria da qualidade da energia.

Apesar deste tipo de bateria não ter reduzido seu custo nos últimos anos, têm-se investido no desenvolvimento das baterias de sódio fundido a baixa temperatura. Este novo tipo de baterias NaS permite a utilização de um invólucro de polímero, ao invés de invólucros externos de aços, o que diminui seu custo (HU et al., 2017).

Uma aplicação desta bateria ocorreu no Projeto de Aplicação de Energia Renovável e Regulação de Frequência da Rede. De acordo com (XU et al., 2016), o objetivo deste projeto é simplificar a integração da energia eólica com a rede elétrica, utilizando um SAEB com bateria de sódio de capacidade de 1 MW/7,2 MWh, além de ajustar a potência de saída da usina eólica de acordo com a necessidade da rede. Localizado próximo a uma usina de energia eólica de 11,5 MW, este sistema é composto por sistemas de controle de potência autônomos que realizam o monitoramento local, coleta de dados, controle e a comunicação do sistema.

A Tabela 2.1 faz um resumo comparativo entre as baterias de Lítio-Íon, Chumbo-Ácido e as de Sulfeto de Sódio.

Tabela 2.1 – Comparativo entre as baterias de Lítio-Íon, NaS e Chumbo Ácido.

Característica	Lítio-Íon	NaS	Chumbo-Ácido
Densidade de Energia (Wh/kg)	75-200	150-240	25-50
Densidade de Potência (W/kg)	500-2000	150-230	75-300
Vida útil (ciclos)	1000-10000	2500-4000	200-1000
Custo inicial (US\$/kWh)	300-2500	300-500	100-300
Eficiência das perdas de carga/descarga (%)	85-97	75-90	75-85
Autodescarga diária (%)	1-5	-	< 0,1

Fonte: Adaptado de Li *et al.*, 2017.

Para este trabalho foi utilizada o modelo elétrico da bateria de chumbo-ácido, visto que este tipo de bateria possui maior disponibilidade de sua matéria-prima e possui um custo de implementação baixo se comparado às outras tecnologias de armazenamento. Apesar deste tipo de acumulador possuir um volume muito mais elevado do que as baterias de lítio íon, por exemplo, este fator não implica em impactos negativos, visto que este trabalho visa a sua aplicação em um sistema de distribuição. Além disto, este tipo de

tecnologia possui alta eficiência energética e baixa taxa de auto-descarga, como visto na Tabela 2.1 (HU CHANGFU ZOU; LI, 2017).

2.2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS

As propriedades mais significativas para realizar o estudo do comportamento das baterias são a capacidade nominal, SOC, SOH e autodescarga.

2.2.1 Capacidade Nominal

A capacidade nominal de uma bateria define a quantidade de carga que pode ser armazenado nas suas placas, em Ampére-hora (Ah). Os fabricantes caracterizam a capacidade nominal de uma bateria de acordo com valores padrões de intervalo de tempo de descarga, que são 5 h, 10 h e 100 h, ou seja, as capacidades nominais são descritas como C_5 , C_{10} e C_{100} (OGAWA, 2011).

2.2.2 State of Charge (SOC)

A tensão de circuito aberto (do inglês, *open circuit voltage* ou OCV) é o parâmetro que determina o estado de carga de uma bateria (SOC), o qual é um indicador da carga armazenada disponível em um determinado intervalo de tempo em uma célula da bateria em relação à energia total da mesma, sendo representado na Equação (2.1).

$$\begin{aligned} SOC &= \left(1 - \frac{Q}{C}\right) \\ 0 &\leq SOC \leq 1 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Onde: C (Ah) é a capacidade total da bateria e Q (Ah) é a carga armazenada na bateria durante um período de tempo.

Este indicador é fundamental em um sistema de controle, no sentido de prevenir situações de sobrecarga e profunda descarga, os quais são extremamente prejudiciais à performance da bateria em um determinado sistema (TOPAN et al., 2016).

Existe também um parâmetro que depende do SOC, denominado profundidade de descarga ou DOD (do inglês, *depth of discharge*), apresentado na Equação (2.2). Este parâmetro é um importante indicador do percentual de carga extraído da bateria durante uma descarga e também da vida útil da bateria: quando a bateria é totalmente descarregada diversas vezes, há a formação permanente de cristais de sulfato de chumbo, que comprometem o bom funcionamento das baterias e sua vida útil. Por esta razão, é imprescindível observar o potencial de descarga máximo estabelecido pelo fabricante, evitando a extração de toda a energia armazenada nas placas da bateria.

$$DOD = 1 - SOC \quad (2.2)$$

2.2.3 State of Health (SOH)

O estado de saúde da bateria, conhecido com SOH, é a relação entre a vida útil restante da bateria comparado com seu início de operação ($SOH = 100\%$), ou seja, antes do primeiro ciclo de carga e descarga. Esta estimativa está diretamente relacionada com diversos fatores: o número de ciclos realizados e/ou restantes da bateria, suas impedâncias internas, capacidade nominal, autodescarga, profundidade de descarga, entre outros (OGAWA, 2011).

2.2.4 Autodescarga

A autodescarga se caracteriza pela perda de energia da bateria sem que ela esteja alimentando determinado circuito. Este parâmetro decorre das impurezas metálicas que se alojam no material dos eletrodos provenientes das reações químicas internas. O valor da autodescarga cresce conforme se elevam os valores de temperatura, umidade, impurezas metálicas e o tempo de vida da bateria (OGAWA, 2011).

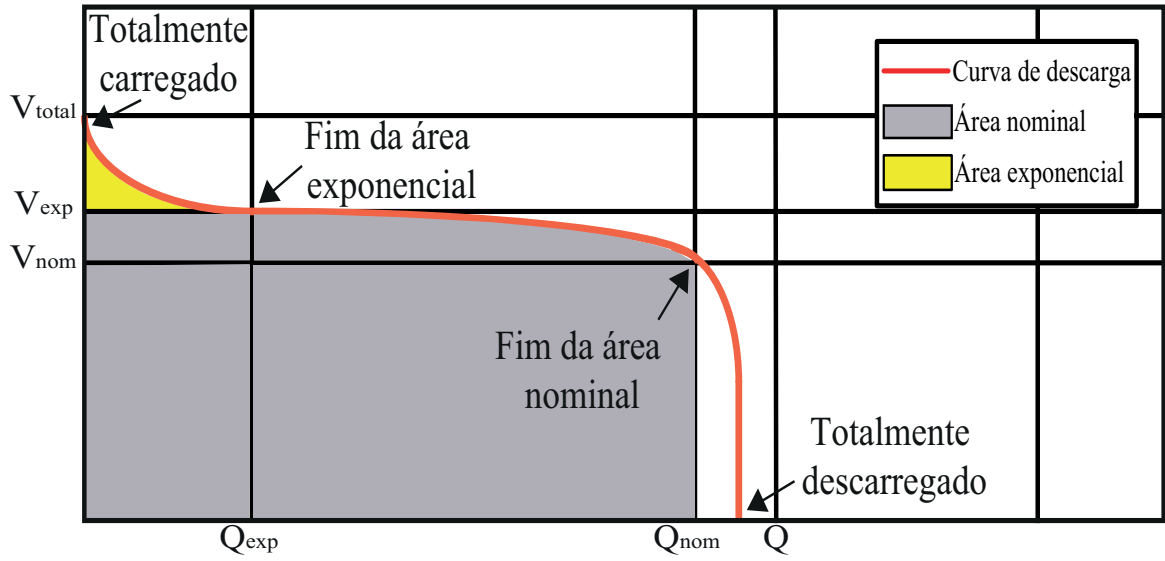
2.3 MODELO BATTERY

A modelagem de um sistema representa, de maneira aproximada, sua dinâmica através de alguns parâmetros fundamentais para sua operação. Um modelo que forneça dados sobre o estado de carga da bateria, além de sua corrente e tensão, permite que se realize um processo de carga/descarga com baixo risco de sobrecarga, um melhor gerenciamento da energia fornecida pela concessionária, além de prolongar a vida útil e aumentar a eficiência do sistema alimentado pela bateria (YAO et al., 2013). Neste trabalho foi utilizado o modelo *Battery*, fornecido pela biblioteca *SimPowerSystems* do *MATLAB/Simulink*[®], que permite a simulação das baterias do tipo chumbo-ácido, lítio-íon, níquel-cádmio e níquel hidreto de metal. Este modelo se baseia no método de *Shepherd*, o qual representa o comportamento eletroquímico da bateria através da tensão de circuito aberto (E) de cada célula e da resistência interna (R), como descrito na Equação(2.3) (SHEPHERD, 1965).

$$E = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) i + A \exp(-BQ^{-1}it) - Ri \quad (2.3)$$

Onde: E_0 é a tensão constante da bateria (V), K é a constante de polarização (V/Ah) ou resistência de polarização (Ω), Q é a capacidade máxima da bateria (A/h), $it = \int i dt$ é a capacidade extraída ou carga real da bateria (Ah), i é a corrente de descarga da bateria (A), A é a amplitude da tensão na zona exponencial (V), B é a capacidade exponencial (Ah^{-1}) e R é a resistência interna ($\frac{\Omega}{cm^2}$). O termo exponencial $A \exp(-BQ^{-1}it)$ modela com melhor precisão o comportamento da tensão de circuito aberto em relação ao SOC (BRONDANI, 2015).

Figura 2.1 – Curva de descarga típica de uma bateria.



Fonte: Adaptado de Tremblay e Dessaint, 2009.

O modelo elétrico *Battery* se distingue do modelo de *Shepherd* pela adição de um termo referente à tensão de polarização $K \left(\frac{Q}{Q-it} \right) it$, a qual caracteriza o modelamento da não-linearidade entre a tensão de circuito aberto e o SOC, ou seja, quando a bateria está próxima ao seu descarregamento total, a tensão da bateria se aproxima de E_0 ; caso ocorra o aumento da circulação de corrente, a tensão da bateria diminui rapidamente (TREMBLAY; DEKKICHE, 2007). O outro termo adicionado se refere à resistência de polarização $K \left(\frac{Q}{Q-it} \right) i^*$ que, devido à corrente filtrada i^* , permite representar um retardo no comportamento dinâmico da tensão. Esta corrente foi adicionada ao modelo para solucionar o impasse relativo ao *loop* algébrico comumente encontrado durante simulações de sistemas elétricos de potência no ambiente *Simulink*® (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

Uma curva de descarga típica de uma bateria pode ser visualizada na Figura 2.1. Esta curva é composta por três regiões, onde a primeira (área exponencial) representa a queda de tensão exponencial existente quando a bateria está completamente carregada, a segunda região (área nominal) representa a carga que pode ser obtida até que a tensão na bateria seja menor que sua tensão nominal, e a terceira representa o descarregamento total da bateria (MATHWORKS, 2019).

O modelo da bateria do tipo chumbo-ácido possui a função $Exp(t)$, a qual descreve o fenômeno de histerese durante os períodos de carga e descarga, independentemente do valor do SOC. Esta função pode ser representada pela função não-linear, vista na Equação (2.4) (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

$$\dot{Exp}(t) = B|i(t)|(-Exp(t) + Au(t)) \quad (2.4)$$

Onde: $i(t)$ é a corrente na bateria (A), $Exp(t)$ é a dinâmica da zona exponencial

(V) e $u(t)$ representa o modo da bateria, que é 0 no modo de descarga e 1 no modo de carga.

As Equações (2.5) e (2.6) determinam as tensões de carga ($i^* < 0$) e descarga ($i^* > 0$) para a bateria do tipo chumbo-ácido, respectivamente (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

$$E_{carga} = E_0 - Ri - K \left(\frac{Q}{it + 0,1Q} \right) i^* - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) it + Exp(t) \quad (2.5)$$

$$E_{descarga} = E_0 - Ri - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) (i^* + it) + Exp(t) \quad (2.6)$$

Onde: i^* representa a corrente de baixa frequência (A).

2.4 FATORES DE DESEMPENHO EM SISTEMAS TRIFÁSICOS

2.4.1 Harmônicos

Nos últimos anos, a expansão da inserção de sistemas de GD e de equipamentos que utilizam dispositivos de eletrônica de potência para seu controle, ocasionou o aumento da distorção da forma de onda da tensão e da corrente elétrica e, conseqüentemente, afetaram diretamente a qualidade da energia entregue ao consumidor. A qualidade de energia pode ser definida como uma energia elétrica que esteja isenta de desvios de tensão, corrente ou frequência que produzam o funcionamento inadequado ou até mesmo falhas em equipamentos dos consumidores ou da concessionária. Dentre os principais tipos de distorção da forma de onda que afetam a qualidade de energia, destacam-se os harmônicos, que terão maior destaque neste tópico (DUGAN et al., 2003).

Os harmônicos são definidos como formas de onda de tensão e corrente senoidais que possuem frequências múltiplas da frequência fundamental em que o sistema opera, surgindo durante a operação de cargas não-lineares no sistema elétrico, ou seja, dispositivos cujos sinais de corrente e tensão de entrada não possuem proporcionalidade. De acordo com (MATIAS, 2007), a expressão da potência instatânea pode ser reescrita ao se considerar os harmônicos presentes nas formas de onda de tensão e corrente, como visto nas Equações (2.7), (2.8) e (2.9).

$$p(t) = v(t)i(t) \quad (2.7)$$

$$v(t) = \sum_1^{\infty} v_h = \frac{1}{2}v_0 + v_1(t) + \sum_{h \neq 1}^{\infty} v_h(t) \quad (2.8)$$

$$i(t) = \sum_1^{\infty} i_h = \frac{1}{2}i_0 + i_1(t) + \sum_{h \neq 1}^{\infty} i_h(t) \quad (2.9)$$

Onde: $h = 1$ representa a componente fundamental.

Substituindo (2.8) e (2.9) em (2.7), temos a expressão final da potência, vista na Equação (2.10).

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} v_h i_k \cos(\theta_{v_h} - \theta_{i_k}) \quad (2.10)$$

Onde: θ_{v_h} refere-se à fase de v_h e θ_{i_k} refere-se à fase de i_k .

A taxa de distorção harmônica total (DHT) em uma forma de onda de corrente ou tensão é um índice que compara a quantidade de componentes harmônicas com relação a componente fundamental. O cálculo deste índice é obtido com a Equação (2.11). Já a taxa de distorção harmônica individual, caracterizada pela medição de cada componente de frequência de um sinal de tensão ou corrente, é calculada na Equação (2.12).

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{n_{máx}} V_n^2}}{V_1} \quad (2.11)$$

Onde V_1 é a amplitude da componente da fundamental e V_n são as amplitudes das componentes harmônicas.

$$DHI_n = \frac{V_n}{V_1} \cdot 100 \% \quad (2.12)$$

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) fornece diretrizes associadas à qualidade de energia elétrica no Brasil, encontradas no módulo oito dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Neste documento, são abordados conceitos e indicadores da qualidade de energia elétrica, além de serem definidos métodos para realizar a medição e comparação dos resultados com os parâmetros estabelecidos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018). A Tabela 2.2 apresenta os limites da distorção harmônica total de acordo com a ANEEL.

Tabela 2.2 – Limites das distorções harmônicas totais em % da tensão fundamental.

Tensão Nominal		
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
10 %	8 %	5 %

Fonte: Adaptado do Manual do PRODIST – Módulo 8, 2018.

De acordo com a norma IEEE 519-1992, os limites de distorção no sinal de corrente toleráveis para usuários conectados a sistemas de distribuição, cuja tensão nominal do PAC esteja entre 120 e 69 kV, são respaldados pela relação entre a corrente máxima de curto circuito no PAC (I_{cc}) e a corrente da carga (I_L), como descrito na Tabela 2.3. O

valor de I_{cc} é obtido através dos valores da tensão eficaz e da impedância da linha da rede elétrica (IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY, 2014).

Tabela 2.3 – Limites de distorção de corrente para sistemas de 120 V a 69 kV.

Máxima Distorção de Corrente em percentual de I_L				
Harmônicas Individuais de Ordem Ímpar				
$\frac{I_{cc}}{I_L}$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	DHT
< 20	4	2	1,5	5
$20 < 50$	7	3,5	2,5	8
$50 < 100$	10	4,5	4	12
$100 < 1000$	12	5,5	5	15
> 1000	15	7	6	20

Fonte: Adaptado da norma IEEE 519, 2014.

A utilização de um filtro ativo representa uma solução eficiente para redução de harmônicas na rede elétrica e aumento do fator de potência. Apesar dos filtros passivos possuírem baixo custo e pequenas perdas, seu funcionamento está associado à impedância do sistema, gerando o aumento das harmônicas nos sinais de tensão e corrente, oriundas da ressonância série ou paralela com a impedância do sistema (XU et al., 2005). Além disso, os filtros passivos utilizam capacitores e/ou indutores para cancelamento de harmônicas específicas, não dispõem de sistemas de controle e possuem um elevado volume (FARIA, 2009).

Os filtros ativos podem ser do tipo paralelo ou série. Os filtros ativos do tipo paralelo são constituídos por conversores de fonte de tensão e por seu controle. A técnica usada na filtragem ativa possibilita fazer a medição das correntes harmônicas de uma ou mais fases da rede e gerar correntes em oposição de fase em relação àquelas medidas. Desta forma, as harmônicas originadas normalmente por cargas não-lineares são anuladas através da compensação reativa. Além disso, esses filtros são utilizados na correção do fator de potência. Já os filtros série são compostos por um inversor e um capacitor conectados à rede através de um transformador. A função deste filtro é não permitir que parcelas indesejáveis da tensão (distorções) sejam aplicadas sobre a carga, se comportando como uma fonte de tensão controlada e compensando desequilíbrios nas tensões do sistema elétrico. O controle do filtro ativo série se baseia na inserção de tensões de referência no sistema, calculadas através do controlador pela leitura das tensões e correntes (COSTA, 2017).

Os consumidores e os fornecedores de energia elétrica em diversos países encontraram nos filtros ativos uma solução eficiente para melhorar a qualidade da energia elétrica. Pode-se destacar vários benefícios com o uso deste tipo de filtro, tais como (BIANCHIN ROGERS DEMONTI, 2008):

- Eliminação de correntes harmônicas nas instalações dos consumidores de energia

elétrica;

- Balanceamento das correntes de fase e elevação do fator de potência da instalação;
- Redução de deformações no sinal de tensão e aumento da estabilidade do sistema elétrico.

O projeto descrito neste trabalho apresenta o desenvolvimento do filtro ativo paralelo, com o objetivo de reduzir as correntes harmônicas provenientes da carga não-linear através da aplicação de correntes de compensação no circuito.

2.4.2 Fator de Potência

A maioria das cargas elétricas em instalações são indutivas e por esta razão necessitam de energia reativa indutiva para gerar e manter os campos eletromagnéticos necessários para o funcionamento destas cargas. Este tipo de energia não produz trabalho e circula entre a carga e o sistema elétrico, ocupando um espaço indesejável na rede elétrica, visto que este espaço poderia ser preenchido pela produção de mais energia ativa (DUAILIBE, 2000).

A correspondência entre a potência ativa e a potência aparente em um sistema determina seu fator de potência, como exposto na Equação (2.13). Em outras palavras, o fator de potência determina a quantidade de potência aparente (ou total) que foi convertida em potência ativa: valores acima de 0,92 até 1 representam um sistema que utiliza sua energia de forma eficiente; valores abaixo de 0,92 indicam um sistema sobrecarregado. De acordo com o Decreto nº 479 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), uma instalação com fator de potência (indutivo ou capacitivo) abaixo de 0,92 é suscetível a multa por excedente de reativo, ou seja, o fator de potência mínimo para as instalações deve ser maior ou igual a 0,92 (DUAILIBE, 2000).

$$FP = \frac{P}{S} = \cos\theta \quad (2.13)$$

As consequências de um baixo fator de potência:

1. Perdas na instalação – Sabe-se que as perdas por calor, ou *Efeito Joule*, são determinadas com a Equação (2.14), ou seja, quando a corrente proveniente do excesso de energia reativa aumentar devido ao baixo fator de potência, aumenta-se as perdas por *Efeito Joule*, sobreaquecendo os condutores e equipamentos (WEG, 2016).

$$Perdas = R \times i^2 \quad (2.14)$$

2. Quedas de tensão – Quando ocorre o aumento da corrente proveniente do excesso de energia reativa, elevam-se as quedas de tensão e, conseqüentemente, pode ocorrer: a sobrecarga em alguns equipamentos e falta de energia elétrica, ocasionando não apenas prejuízos econômicos, como também operacionais (WEG, 2016).
3. Subutilização da Capacidade Instalada – O excesso de energia reativa em uma unidade consumidora impede o investimento na ampliação da mesma, ou seja, a energia reativa que sobrecarrega o sistema poderia ser substituída pela instalação de novos equipamentos. O fator de potência influencia diretamente na escolha da capacidade de transformadores a serem instalados; no entanto, a circulação de potência reativa no sistema determina que o cálculo do transformador é realizado a partir da potência aparente da instalação, como pode ser visto na Tabela 2.4 (WEG, 2016).

Do mesmo modo, o fator de potência influencia diretamente na escolha do diâmetro dos cabos condutores, uma vez que se deve aumentar a seção destes conforme o fator de potência reduz (aumento da energia reativa), como pode ser visto na Tabela 2.5. Desta forma, há um aumento na despesa com sistemas de comando e proteção (WEG, 2016).

Tabela 2.4 – Variação da potência do trafo em função do fator de potência.

Potência útil absorvida (kW)	Fator de Potência	Potência do trafo (kVA)
800	0,50	1.600
	0,80	1.000
	1,00	800

Fonte: Adaptado do Manual da WEG, 2016.

Tabela 2.5 – Variação da seção de um condutor em função do fator de potência.

Seção relativa (mm^2)	Fator de Potência
1,00	1,00
1,23	0,90
1,56	0,80
2,04	0,70
2,78	0,60
4,00	0,50
6,25	0,40
11,10	0,30

Fonte: Adaptado do Manual da WEG, 2016.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 SERVIÇOS ANCILARES

Os serviços ancilares (SA) são as atividades secundárias ou que auxiliam os serviços principais da rede elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização). São serviços necessários para garantir a segurança, qualidade, estabilidade e confiabilidade do Sistema Integrado Nacional (SIN) (INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE), 2006).

Os SA vêm se tornando um serviço fundamental no mercado de energia, pois são essenciais para a correção dos desequilíbrios na rede elétrica, proveniente da inserção cada vez mais abundante de fontes de energia renováveis. Seus objetivos principais são o de equilibrar a rede para um valor estável, de forma rápida, assim que houver alguma oscilação abrupta, e também de manter o valor nominal da frequência, através da geração de uma perturbação no sentido oposto ao da variação (RANCILIO, 2017).

Nos tópicos seguintes serão apresentadas aplicações encontradas na literatura de conversores e SAEBS utilizados para fornecer SA, como a compensação de harmônicos e o gerenciamento de energia.

3.1.1 Compensação de Harmônicos

Diversas topologias integradas a um SAEBS e estratégias de controle foram alvo de pesquisas com a proposta de fornecer SA voltados para a melhoria da qualidade da energia em diversos sistemas, sejam eles isolados, integrados com a rede elétrica convencional ou com fontes renováveis.

Sistemas híbridos que utilizam um conversor de fonte de tensão (CFT) em conjunto com um conversor CC-CC para o controle de um painel fotovoltaico e de um SAEBS conectados em paralelo com uma rede monofásica, foram propostos com o intuito de realizar o balanceamento de carga e compensar os harmônicos da corrente na rede em situações de variação de carga e do nível de radiação solar. Para tal fim, os autores (BEHERA; RAY; BENG, 2016) implementaram o controle pq para a compensação de harmônicos e o método pertube e observe (P&O) para a obtenção da potência máxima na rede. Em (SAXENA et al., 2018), foi implementado o controle PI para extrair a corrente fundamental da carga pelo algoritmo do menor quadrante médio (*Least Mean Square* ou LSM) e também foi implementado o algoritmo P&O. Já em (SHAMIL; DARWISH, 2012), foi utilizado o controle por histerese para o CFT, que possui dois modos de operação: no primeiro modo, o filtro alimenta a carga não-linear, já no segundo modo ele retira a energia da bateria para fornecer à carga no momento em que a fonte principal não está ativa. Em ambos os cenários, ocorre a compensação de harmônicos na rede elétrica e o aumento do fator de

potência.

Um método de controle baseado na corrente de pico fundamental da carga para controlar as chaves do CFT é proposto em (SAXENA et al., 2016). Para isto é utilizado um controlador de histerese: inicialmente a referência da corrente da rede é calculada para depois ser comparada com a corrente que realmente circula na rede elétrica; assim, se o sinal de erro estiver dentro da faixa adequada, ele é enviado para comutar as chaves do CFT. Outro sistema que se extrai a corrente de carga fundamental para o controle do CFT é abordado em (SEEMA; SINGH, 2016), porém a técnica utilizada é conhecida por filtro generalizado. Em (PHILIP et al., 2015), o método para extrair a componente fundamental da corrente das cargas é a técnica de controle de admitância, o qual utiliza um filtro passa baixas (FPB) para obter as componentes CC da potência da carga.

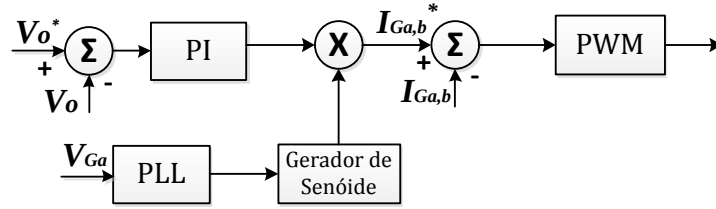
Os métodos de controle apresentados possuem a desvantagem de se utilizar um controle mais complexo e que requer a utilização de muitos sensores, como por exemplo em (SEEMA; SINGH, 2016), cujo controle necessitou da utilização de dez sensores para as tensões de linha, correntes de carga, correntes da fonte de entrada, além da tensão e corrente do painel fotovoltaico. Além disso, os sistemas consituídos pelo CFT e SAEB apresentados em (BEHERA; RAY; BENG, 2016), (SAXENA et al., 2018) e (SHAMIL; DARWISH, 2012) são implementados apenas em redes monofásicas.

Neste trabalho, utilizou-se a topologia proposta em (CHAOUI et al., 2006) para a redução da distorção harmônica na corrente de entrada, a qual é caracterizada por utilizar um conversor trifásico bidirecional. Já a estratégia de controle escolhida foi a proposta por (WU; JOU, 1996), apresentada na Figura 3.1. Esta estratégia se caracteriza por realizar a compensação de harmônicos utilizando um método de controle de menor esforço computacional, visto que é um método que não utiliza a detecção de harmônicos nos sinais de corrente, além de ser um método rápido e de baixo custo por necessitar de um número menor de sensores quando comparado com os demais trabalhos abordados. Neste controle são necessários apenas um sensor de tensão para uma das fases da rede, um sensor de tensão para o barramento CC e dois sensores de corrente para medir duas correntes de fase da rede. Para este controle, utiliza-se a corrente medida da rede, cuja referência é obtida pela saída do controlador PI, gerada pelo erro entre a tensão medida no barramento CC e a tensão de referência estabelecida.

3.1.2 Gerenciamento de Energia

O SAE também é utilizado para armazenar energia e utilizá-la quando requisitado, ou seja, o SAE armazena energia em horários considerados fora de ponta para fornecê-la em horários de ponta, os quais possuem alta demanda e alto preço tarifário. Neste tópico serão apresentadas aplicações encontradas na literatura referentes ao uso de sistemas de armazenamento de energia para o controle do fluxo de potência ativa em microrredes e

Figura 3.1 – Estratégia de controle proposta por Wu e Jou, 1996.



Fonte: Adaptado de Wu e Jou, 1996.

sistemas de distribuição, com o intuito de reduzir os custos do consumidor com energia elétrica.

No trabalho de (GADALLA; HASABELRASUL, 2019), foi utilizado um SAEB de lítion-íon, com 2 MW e 1000 Ah, baseado em um conversor multinível em ponte H trifásico para armazenar energia e injetar potência ativa no sistema de acordo com uma potência de referência. Desta forma, o sistema de armazenamento realizou a compensação necessária para corrigir a instabilidade do sistema com a inserção de outras fontes de geração, como a eólica e a solar, auxiliando a geração principal em casos de grande variação da demanda.

(ELKAZAZ et al., 2019) propôs em seu trabalho um Sistema de Gerenciamento de Energia Doméstico (do inglês, *home energy management system* ou HEMS) utilizando o gerenciamento de um Sistema de Armazenamento de Energia Doméstico (do inglês, *home energy storage system* ou HESS), com o intuito de diminuir os custos diários de um consumidor residencial e potencializar a utilização do sistema fotovoltaico instalado. O HEMS utilizou uma técnica de horizonte de rolamento baseado em otimização, a qual captura a cada dois minutos alterações no sistema para determinar os parâmetros ideais do HESS que possam responder a estas modificações. Este método minimizou os custos diários de eletricidade da residência, atingindo uma redução no pico de demanda, beneficiando tanto os consumidores quanto a concessionária. A vantagem deste método comparado com pesquisas semelhantes é que o tempo para capturar as alterações no sistema, digitalizar estes dados e gerar as configurações de saída da bateria é bem menor.

Em (ANGELIM; AFFONSO, 2018), o trabalho propõe um sistema de armazenamento de energia composto de um SAEB e uma geração fotovoltaica para reduzir os custos de uma universidade com energia elétrica. As simulações foram realizadas com os dados reais da demanda do campus, previsão meteorológica para obter informações da geração fotovoltaica e informações tarifárias utilizadas pela concessionária local. Para o controle ótimo do SAEB foi utilizado o algoritmo de recozimento simulado.

Para este trabalho foi utilizado um sistema de armazenamento de energia baseado em bateria em conjunto com um conversor trifásico, atuando como FAP, para realizar a compensação de harmônicos, a correção do fator de potência e a redução dos custos

diários do consumidor com eletricidade em um sistema de distribuição. O gerenciamento da energia foi realizado de acordo com a curva de carga deste sistema de distribuição e com o estado de carga da bateria. A partir destes dados, foi possível definir o período adequado para carregar e descarregar a bateria. O controle de carga e descarga da bateria, bem como do conversor trifásico foram realizados pelo método Proporcional-Integral (PI), visto que é um método de fácil implementação, garante a estabilidade do sistema e não demanda alta complexidade computacional para seu processamento.

3.2 SISTEMA TARIFÁRIO

Este tópico aborda os conceitos referentes a classificação das unidades consumidoras com relação a sua tensão de fornecimento, aos horários de ponta e fora de ponta, e os tipos de modalidades tarifárias existentes no Brasil, de acordo com a ANEEL.

3.2.1 Tensão de Fornecimento

No Brasil, as unidades consumidoras podem ser classificadas em grupo A ou grupo B: o primeiro grupo tarifário possui tarifa binômia, enquanto o segundo possui a monômia. A tarifa monômia se caracteriza por ser uma tarifa constituída de preços aplicados apenas ao consumo de energia elétrica ativa (kWh), já a tarifa binômia é constituída também pelos preços aplicados na demanda faturável (kW) (PROCEL, 2011).

Os consumidores que possuem tensão de fornecimento igual ou acima de 2,3 kV ou que possuem um sistema de rede elétrica subterrâneo são classificados no grupo A, que é subdividido em 5 subgrupos, de acordo com a Tabela 3.1. Os consumidores que possuem tensão de fornecimento abaixo de 2,3 kV são classificados como grupo B, que é subdividido em 4 subgrupos, de acordo com a Tabela 3.2.

Tabela 3.1 – Subgrupos do grupo A.

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

Fonte: Adaptado de Viana *et al.*, 2012.

3.2.2 Horários de Ponta e Fora de Ponta

O horário de ponta corresponde ao tempo de 3 horas consecutivas, exceto sábados, domingos e feriados, estabelecidos pela concessionária, de acordo com as características do sistema elétrico. Na Paraíba, o horário de ponta compreende o horário entre 17h30 e 20h30.

Tabela 3.2 – Subgrupos do grupo B

Subgrupo	Abrangência
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Adaptado de Viana *et al.* 2012.

É durante esse período de tempo que as tarifas de demanda e consumo de energia elétrica são mais elevados para determinadas modalidades tarifárias (PROCEL, 2011). O horário fora de ponta, por sua vez, corresponde as horas complementares às do horário de ponta.

3.2.3 Modalidade Tarifária

Denomina-se modalidade tarifária as tarifas aplicadas ao consumo de energia elétrica e demanda ativas, dependendo do tipo de fornecimento pela distribuidora. O grupo A possui atualmente duas modalidades de fornecimento: modalidade tarifária horossazonal verde e modalidade tarifária horossazonal azul.

3.2.3.1 Modalidade Tarifária Verde

Esta modalidade é aplicada nos consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Na modalidade verde é realizado um contrato com a concessionária, onde se estabelece o valor de demanda contratada desejada pelo consumidor que independe da hora do dia, ou seja, se o horário é de ponta ou fora dela (PROCEL, 2011).

O consumo possui uma tarifa para ponta e fora ponta, e sua parcela é cobrada pelo produto destas tarifas por seus respectivos consumos na ponta e fora dela. Já a demanda possui tarifa única, sendo cobrada pelo seu maior valor (demanda medida ou contratada). Caso a demanda ultrapasse 5% da contratada, será cobrada uma parcela de ultrapassagem, cuja tarifa incide apenas no valor de demanda medida que excedeu a contratada.

3.2.3.2 Modalidade Tarifária Azul

Esta modalidade é aplicada exclusivamente nos consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 e opcionalmente para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Na modalidade azul é realizado um contrato com a concessionária, onde se estabelece o valor de demanda contratada desejada pelo consumidor nos horários de ponta e fora ponta (PROCEL, 2011).

Assim como na modalidade verde, o consumo possui uma tarifa para ponta e fora ponta, e sua parcela é cobrada da mesma forma. No entanto, a demanda possui tarifa na ponta e fora ponta, e a parcela de demanda é cobrada pelo produto destas tarifas por suas

respectivas demandas contratadas. Com relação a demanda ultrapassada, existe também uma tarifa para cada horário e a parcela de cobrança é realizada de maneira análoga.

Neste trabalho, estuda-se a implantação de um sistema para fornecimento de SA a um sistema de distribuição, cuja curva de carga foi obtida através da adaptação em escala dos dados de consumo medido do IFPB. Esta instituição é classificada como uma unidade consumidora do grupo A, como visto na Tabela 3.1. A modalidade tarifária escolhida pelo IFPB foi a azul, que difere da modalidade verde por possuir tarifas de demanda não apenas no horário fora de ponta, como também no horário de ponta. Os valores tarifários sem impostos, relativos a demanda e consumo aplicados pela concessionária local a consumidores do subgrupo A4, classe de serviço público e modalidade tarifária azul estão descritos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Tarifas de consumo e demanda aplicadas ao IFPB.

Demanda (R\$/kW)		Consumo (R\$/kWh)	
Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
52,77	17,54	0,36274	0,23109

Fonte: Energisa.

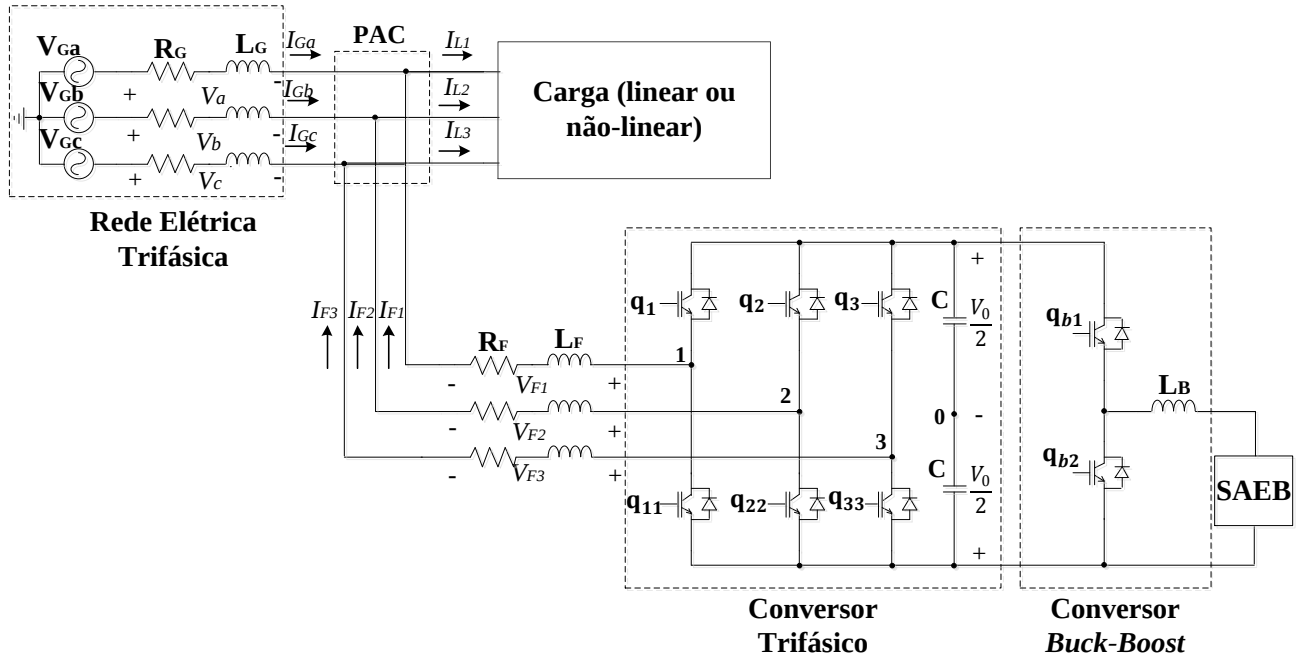
4 ESTRATÉGIA PROPOSTA PARA FORNECIMENTO DE SERVIÇO ANCILAR AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo serão apresentadas as características do sistema de distribuição estudado e detalhes sobre o funcionamento e as características do sistema proposto, composto do conversor trifásico bidirecional e do SAEB de Chumbo-Ácido, responsáveis pelo fornecimento de SA ao sistema elétrico em estudo. Além disso, é abordada a estratégia de controle do sistema proposto, onde é detalhado o funcionamento do controlador PI e o modelamento do sistema de controle de corrente e tensão.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO EM ESTUDO

Neste estudo foi proposto um sistema constituído por um conversor trifásico conectado ao PAC, para redução de distorção harmônica e correção de fator de potência, e pelo conversor *buck-boost* para realizar o controle do SAEB de Chumbo-Ácido. Para a realização das simulações e ensaios, utilizou-se o sistema elétrico ilustrado na Figura 4.1, o qual representa um sistema de distribuição simplificado, constituído pelo sistema proposto e por cargas lineares e não-lineares acopladas ao PAC.

Figura 4.1 – Sistema Elétrico Estudado.



Fonte: Autoria própria.

4.2 CONVERSOR TRIFÁSICO BIDIRECIONAL

Para o controle do fluxo de potência em um circuito, o conversor trifásico bidirecional é a estrutura mais utilizada nas aplicações industriais. Devido à sua característica bidirecional, sua estrutura pode funcionar como um inversor trifásico ou como um retificador trifásico. Além disso, o conversor trifásico bidirecional possui a vantagem de garantir uma menor taxa de distorção harmônica e um alto fator de potência (MORA, 2014). Nos próximos tópicos serão detalhados o projeto dos indutores de acoplamento do conversor, o controlador proporcional-integral, a malha de detecção de fase utilizada no controle, a estratégia de controle utilizada para realizar a compensação de harmônicos presentes nas correntes da rede, e por fim, os estágios de chaveamento do conversor.

4.2.1 Indutores de acoplamento

Os indutores de acoplamento foram projetados de acordo com o método proposto em (DAI; WONG, 2011), apresentado na Equação (4.1).

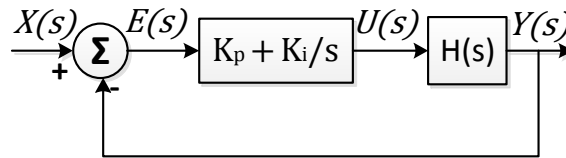
$$L_F = \frac{V_0}{8(N-1)f_c\Delta I} = \frac{300}{8 \times 2 \times 12000 \times 0,5} = 3,125 \text{ mH} \quad (4.1)$$

Onde: L_F é o indutor de acoplamento, V_0 é a tensão de referência do barramento CC, N é o número de níveis do conversor, f_c é a frequência de chaveamento e ΔI é a ondulação de corrente máxima desejada.

4.2.2 Controlador Proporcional-Integral (PI)

O controlador PI é caracterizado por apresentar a relação entre a saída e o sinal de erro de um sistema, de acordo com a Figura 4.2. É possível constatar que a saída do controlador está em função do erro e da integral deste erro, como apresentado na Equação (4.2) (LOURENÇO, 1997).

Figura 4.2 – Representação da ação proporcional-integral.



Fonte: Autoria própria.

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (4.2)$$

Aplicando Laplace em (4.2), temos a expressão da Equação (4.3).

$$U(s) = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) E(s) \quad (4.3)$$

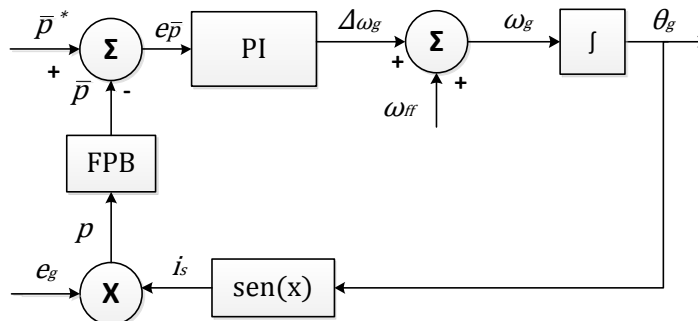
A função da ação integral é eliminar o erro em regime permanente e o da ação proporcional é aumentar a velocidade de resposta, buscando eliminar a instabilidade do sistema (COCK et al., 1997).

4.2.3 Malha de Detecção de Fase (PLL)

A técnica de malha de detecção de fase (do inglês, *phase-locked loop* ou PLL) consiste na detecção do ângulo de fase da tensão da rede elétrica, o que permite a sincronização do chaveamento dos conversores e a utilização da Transformada de Park para transformar variáveis em um referencial adequado para uma determinada técnica de controle (KAURA; BLASKO, 1997).

A estrutura padrão da PLL monofásica é ilustrada na Figura 4.3. A técnica de PLL gera uma variável fictícia de potência monofásica (p), que possui valor médio nulo quando a corrente i_s está em quadratura com a tensão de entrada (e_g). Com a leitura da tensão da rede elétrica, é realizado seu produto com uma corrente em quadratura fictícia (i_s), gerando uma potência fictícia (p). Em seguida é necessário extrair a potência média de p ($\bar{p}$) através do filtro passa baixa (FPB), e esta potência média é ajustada para um valor de referência nula através de um controlador PI. O controlador gera, em sua saída, a variação da frequência angular estimada ($\Delta\omega_g$) que é somada com a frequência angular da rede (ω_{ff}), resultando na frequência angular estimada da rede (ω_g). O ângulo da rede elétrica é obtido integrando o valor de ω_g , sendo aquela a variável de realimentação do sistema necessária para realimentar a variável de corrente fictícia (FILHO et al., 2008).

Figura 4.3 – Diagrama de uma PLL monofásica.

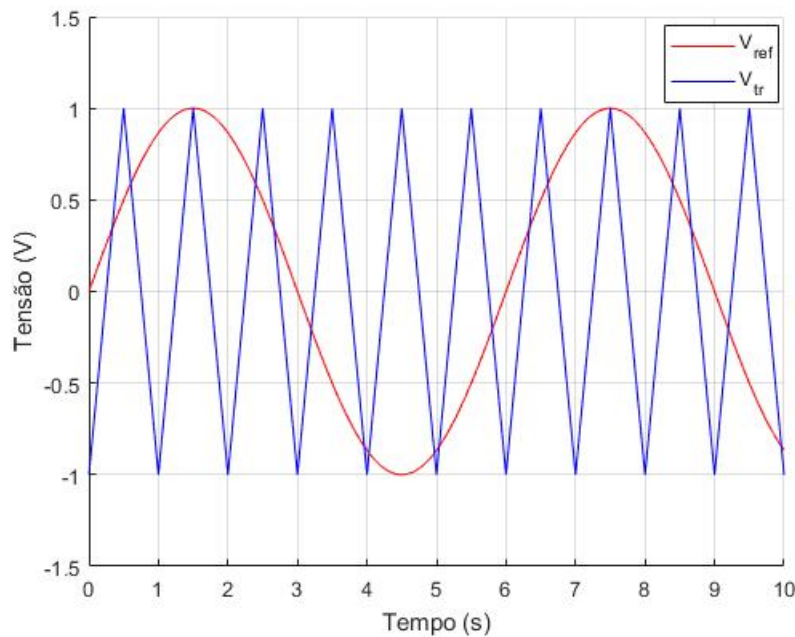


Fonte: Adaptado de Filho, 2008.

4.2.4 Estratégia de comando

A modulação PWM (do inglês, *pulse width modulation*) seno-triângulo foi a estratégia escolhida para o controle do conversor utilizado neste trabalho, visando reduzir as distorções próximas à frequência fundamental utilizada de 60 Hz. Através desta técnica, o uso dos filtros torna-se dispensável, visto que as componentes harmônicas mais significativas possuem frequências próximas da frequência de chaveamento (MACHADO; PINHEIRO; SILVA, 2006). Nesta modulação, é realizada a comparação de um sinal de referência senoidal (sinal de controle) com uma onda portadora triangular, cuja frequência deve ser superior à do sinal de referência, de modo que o conversor possa atuar como um filtro ativo (BORGES, 2010). O sinal de referência determina o formato e a frequência do sinal que se deseja obter na saída, e a comparação deste com o sinal da onda portadora gera os sinais de comando das chaves do conversor (0 para bloqueio ou 1 para condução). A Figura 4.4 exibe este tipo de modulação PWM.

Figura 4.4 – Modulação PWM seno-triângulo.

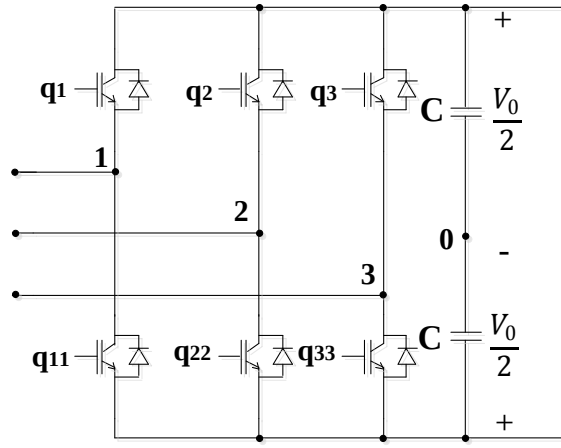


Fonte: Autoria própria.

A Figura 4.5 apresenta um conversor trifásico que pode ser conectado à rede elétrica. Constituído por seis interruptores (q_1 , q_{11} , q_2 , q_{22} , q_3 e q_{33}), cada um representado por um transistor e um diodo, cada braço do conversor é composto de um par de interruptores que funcionam de forma complementar, isto é, quando um estiver ativado o outro estará desativado e vice-versa. Então, quando o sinal de referência da fase a for maior que o sinal da portadora, um sinal de controle é enviado para que a chave q_1 conduza e a chave q_{11}

seja bloqueada. O oposto ocorre quando o sinal de referência da fase a for menor que o sinal da portadora.

Figura 4.5 – Conversor trifásico com barramento CC.



Fonte: Autoria própria.

O índice de modulação na modulação PWM seno-triângulo é definido como a razão entre o valor da amplitude do sinal de referência e do sinal da portadora, como expresso na Equação (4.4).

$$m = \frac{V_{A,B,C}}{V_{tr}} \quad (4.4)$$

A condição $m \leq 1$ ocorre durante a faixa linear do conversor. Em outras palavras, a tensão de referência varia proporcionalmente com a variação do sinal da onda triangular. Em contrapartida, $m > 1$ implica na sobremodulação, que se caracteriza quando a tensão de referência possui valor de pico superior ao do sinal da portadora (MOHAN; UNDELAND; P.ROBBINS, 1995).

De acordo com a Figura 4.5, é possível obter o equacionamento para a modulação PWM seno-triângulo aplicada no conversor trifásico. Como as chaves q_{11} , q_{22} e q_{33} funcionam de forma complementar às chaves q_1 , q_2 e q_3 , respectivamente, então, tem-se que $q_{jj} = 1 - q_j$, onde $j = 1, 2$ ou 3 (JACOBINA, 2005).

As tensões de pólo, por sua vez, são determinadas pela Equação (4.5).

$$V_{j0} = q_j \frac{V_0}{2} - q_{jj} \frac{V_0}{2} = (2q_j - 1) \frac{V_0}{2} \quad (4.5)$$

4.2.5 Estágios de chaveamento

O funcionamento do conversor é baseado exclusivamente no estado dos interruptores e no sentido das correntes em cada braço, possibilitando a operação do fluxo de potência ser

bidirecional. Considerando as correntes diferentes de zero, existem dois sentidos possíveis para cada uma das três correntes, logo tem-se $2^3 = 8$ combinações possíveis. A Tabela 4.1 apresenta os oito estados possíveis do conversor trifásico e, para cada estado, o valor de cada tensão de pólo e das tensões de linha.

Tabela 4.1 – Estados possíveis para o conversor trifásico bidirecional.

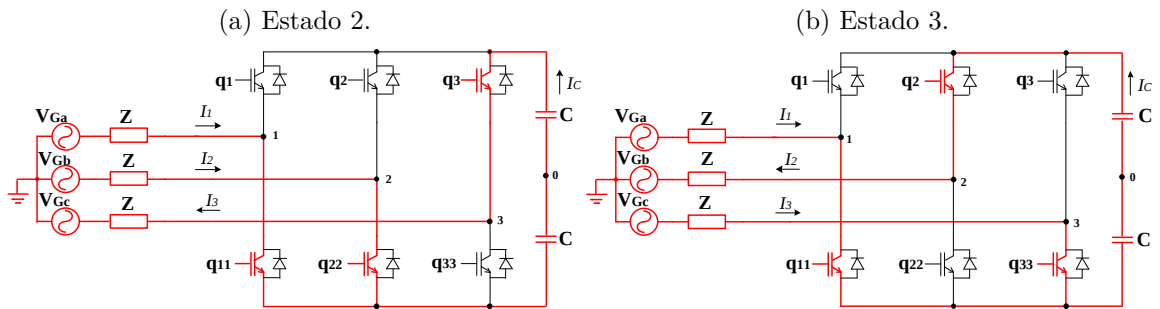
Estado	q_1	q_2	q_3	V_{10}	V_{20}	V_{30}	V_{12}	V_{23}	V_{31}
1	0	0	0	$-\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	0	0	0
2	0	0	1	$-\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	0	$-V_0$	V_0
3	0	1	0	$-\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	$-V_0$	V_0	0
4	0	1	1	$-\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	$-V_0$	0	V_0
5	1	0	0	$\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	V_0	0	$-V_0$
6	1	0	1	$\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	V_0	$-V_0$	0
7	1	1	0	$\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	$-\frac{V_0}{2}$	0	V_0	$-V_0$
8	1	1	1	$\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	$\frac{V_0}{2}$	0	0	0

Fonte: Adaptado de Júnior, 2005.

As Figuras 4.6, 4.7 e 4.8 representam os seis estados topológicos (2 ao 7) do conversor, utilizando como referência a corrente I_C . A impedância Z representa a soma das impedâncias de linha e as do conversor ($Z = R_G + jL_G + R_F + jL_F$) apresentadas na Figura 4.1.

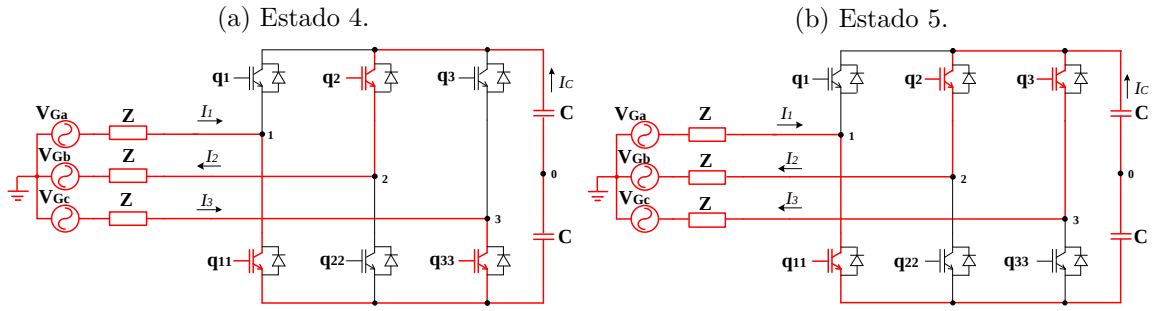
Os estados topológicos 1 e 8 são idênticos e não há circulação de corrente na carga, visto que as tensões de linha são iguais a 0.

Figura 4.6 – Estados topológicos do conversor trifásico bidirecional.



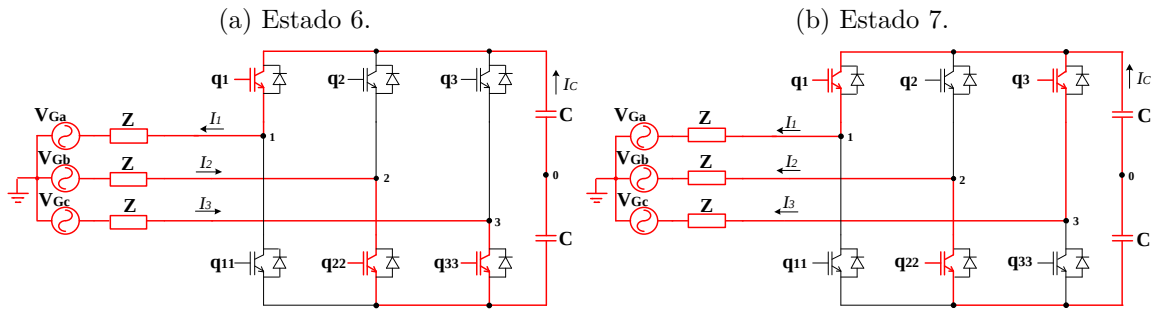
Fonte: Autoria Própria.

Figura 4.7 – Estados topológicos do conversor trifásico bidirecional.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 4.8 – Estados topológicos do conversor trifásico bidirecional.



Fonte: Autoria Própria.

4.3 CARACTERÍSTICAS DO MODELO DO SAEB DE CHUMBO-ÁCIDO

Para implementar o modelo *Battery*, descrito em (2.5) e (2.6) foram consideradas as seguintes características (MATHWORKS, 2019):

- Os parâmetros deste modelo foram considerados os mesmos para os ciclos de carga e descarga da SAEB;
- A resistência interna foi considerada constante para ambos os ciclos;
- As variações de corrente não alteram a capacidade efetiva do SAEB;
- Não foram considerados os efeitos da temperatura no modelo;
- Não foram considerados os efeitos de memória e de autodescarga do SAEB.

Para aproximar a simulação do comportamento real de uma bateria, o modelo elétrico *Battery* possui os parâmetros da Tabela 4.2, que podem ser obtidos por um manual de um fabricante ou determinados automaticamente pelos parâmetros nominais da bateria (tensão nominal, capacidade nominal e SOC inicial). No caso deste trabalho, os parâmetros foram estimados pelo próprio *Simulink*[®] de acordo com os parâmetros nominais fornecidos.

Tabela 4.2 – Especificações dos parâmetros do modelo elétrico *Battery*.

Parâmetro	Descrição
Tipo de bateria	Escolha de um dos quatro tipos de bateria.
Tensão nominal (V)	É a tensão no final da zona linear.
Capacidade nominal (Ah)	Capacidade mínima utilizável da bateria.
SOC inicial (%)	Condição inicial do estado de carga da bateria.
Tempo de resposta (s)	Tempo de resposta da bateria quando ela está a 95 % do seu valor final. Caracteriza a dinâmica da tensão na bateria.
Capacidade máxima (Ah)	Normalmente representa a bateria com 105 % da sua capacidade nominal e ocorre quando há uma descontinuidade na tensão da bateria.
Tensão com bateria totalmente carregada (V)	Ocorre para uma determinada corrente de descarga.
Tensão de <i>cut-off</i> (V)	Tensão mínima permitida na bateria. Ocorre quando a bateria está descarregada.
Corrente nominal de descarga (A)	Corrente de descarga nominal para a qual a curva de corrente foi obtida.
Resistência interna (Ω)	Corresponde a 1 % da potência nominal (tensão nominal $\times$ capacidade nominal) e permanece constante mesmo diante da variação do valor da corrente durante os ciclos de carga e descarga.
Unidade	Compreende o eixo das abscissas que pode ser representado por segundos ou Ampère-hora.

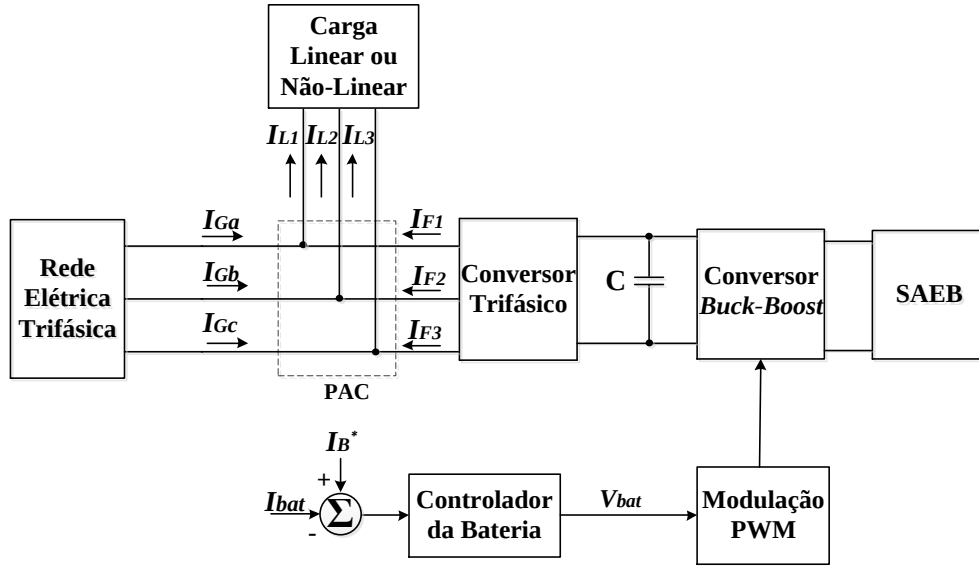
Fonte: Autoria Própria.

O SAEB utilizado no sistema de distribuição possui tensão nominal de 90 V, capacidade nominal de 30 A/h e SOC inicial de 90 %. A fim de evitar que ocorra subcarga ou sobrecarga do SAEB, foi imposto no gerenciamento de energia que o SOC compreendesse a faixa de 50 e 90 %.

4.4 CONVERSOR *BUCK-BOOST* E ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO SAEB

Neste trabalho, o SAEB é conectado ao barramento CC através do conversor bidirecional *buck-boost*, que é responsável por realizar o processo de carga e descarga do SAEB, conforme o algoritmo implementado. No sistema proposto, o SAEB possui tensão inferior à tensão de referência do barramento CC, isto é, o SAEB possui tensão de 90 V e o barramento CC tensão de referência de 300 V. Para realizar o controle deste conversor, detectou-se o valor da corrente atual que circula no SAEB (I_{bat}) para posteriormente compará-la com um valor de corrente de referência (I_B^*). Assim, o sinal de erro é processado pelo controlador PI, o qual tem como saída a tensão de referência (V_{bat}) para a modulação PWM seno-triângulo, que gera o ciclo de trabalho responsável pelo acionamento das chaves q_{b1} e q_{b2} , dependendo do controle no gerenciamento de energia, ou seja, se o período corresponde a carga (*buck*) ou descarga do SAEB (*boost*). O diagrama em blocos da Figura 4.9 ilustra o funcionamento do controle da corrente e SOC do SAEB e a Figura 4.10 exibe os dois modos de operação do conversor *buck-boost*.

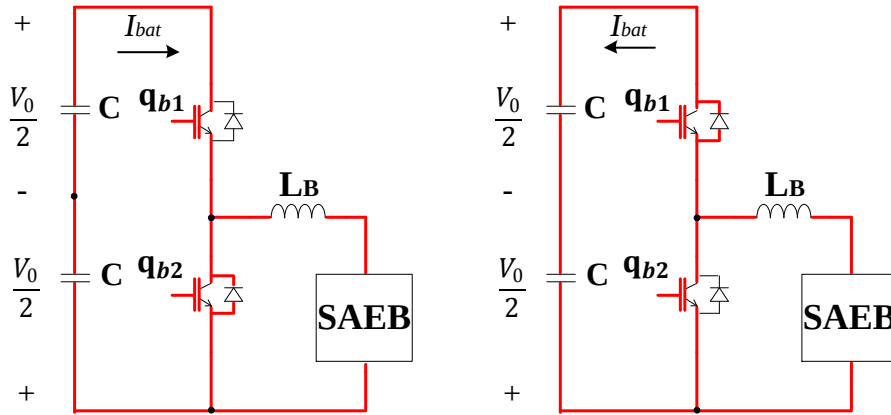
Figura 4.9 – Diagrama em blocos da estratégia de controle do SAEB.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.10 – Modos de operação do conversor *buck-boost*.

- (a) Modo *buck* durante a carga do SAEB. (b) Modo *boost* durante a descarga do SAEB.



Fonte: Autoria própria.

O indutor L_B é responsável por minimizar a ondulação na corrente nos processos de carga e descarga do SAEB, proporcionando maior eficiência em sua utilização e, consequentemente, aumentando a vida útil deste tipo de sistema de armazenamento (AHMED; BHATTACHARYA, 2016). O cálculo deste indutor depende da tensão de circuito aberto do SAEB (E), da frequência de chaveamento do sistema (f_c) e da ondulação máxima de corrente no indutor (ΔI_B). A escolha do valor de ΔI_B foi determinado em aproximadamente 7 % do valor da corrente de descarga da bateria, que no caso da carga não-linear, por exemplo, foi estabelecido em 6 A. Substituindo os parâmetros considerados neste trabalho na Equação (4.6), temos o valor de indutância implementado (FARROKHABADI

et al., 2017).

$$L_B = \frac{E}{2f_c \Delta I_B} = \frac{90}{2 \times 12000 \times 0,4} = 9 \text{ mH} \quad (4.6)$$

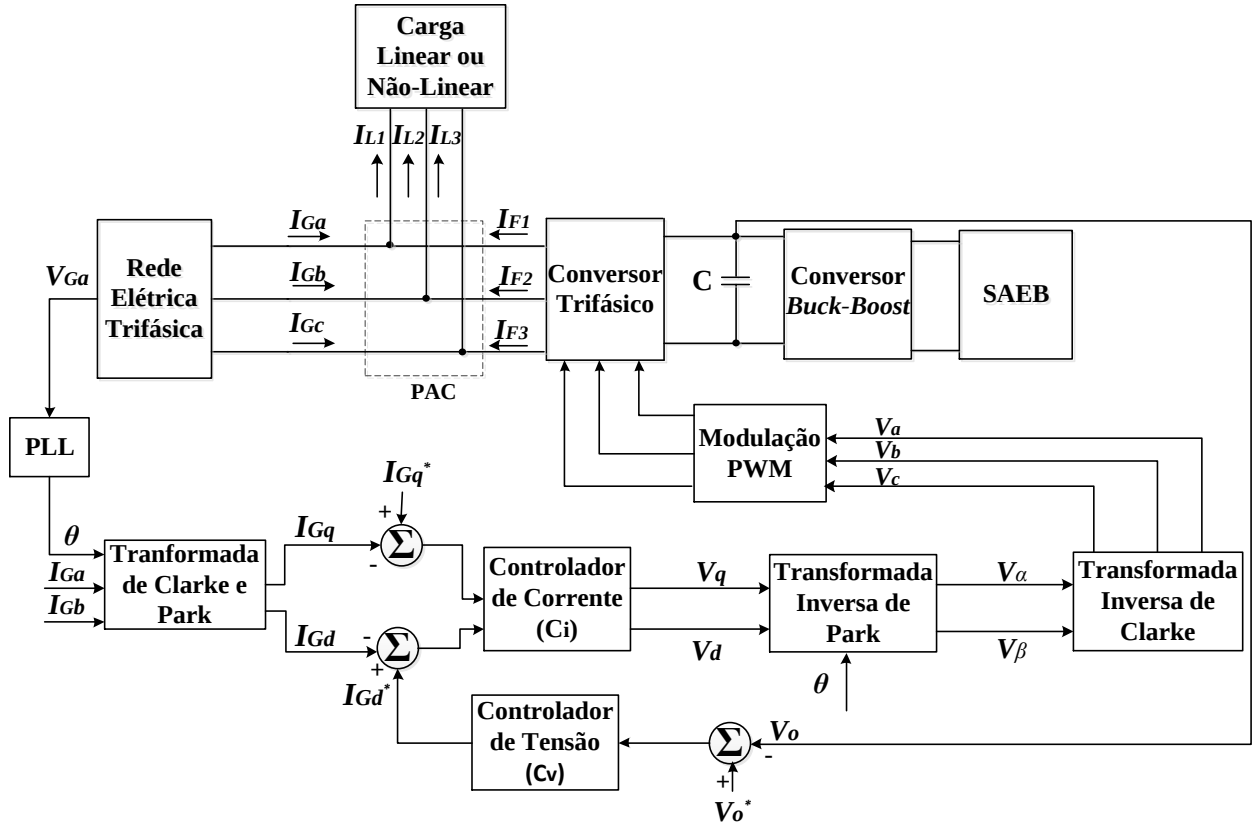
4.5 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO CONVERSOR TRIFÁSICO PARALELO CONECTADO AO SISTEMA ELÉTRICO TRIFÁSICO DE DISTRIBUIÇÃO

A estratégia de controle utilizada neste trabalho para a compensação de harmônicos é realizada de acordo com o método proposto em (WU; JOU, 1996), que se caracteriza pela medição apenas de duas correntes da rede, uma tensão da rede e pela tensão do barramento CC, não necessitando detectar as componentes harmônicas da corrente da rede. Quando ocorre uma variação de carga, ocorre um desbalanço no fluxo de potência; cabe então ao barramento CC equalizar esta variação de potência entre a rede e a carga, o que acarreta na diminuição da sua tensão média. Durante a diminuição da tensão média do capacitor, a corrente inserida pelo filtro aumenta até aumentar também a corrente da rede, para que esta forneça a potência necessária para a carga. Por outro lado, com o aumento da tensão média do capacitor, ocorre a diminuição da corrente fornecida pelo filtro até a corrente da rede diminuir, ou seja, neste caso, a potência fornecida pela rede é maior do que a demandada pela carga. Portanto, o controle da corrente do conversor trifásico é realizado apenas com a medição da corrente da rede.

A estratégia de controle do conversor trifásico bidirecional é ilustrada na Figura 4.11. Como o modelamento matemático dos conversores CA-CC trifásicos possui maior complexidade, acarretando, na maioria das aplicações, um modelo com baixa confiabilidade devido às considerações feitas ao longo do seu desenvolvimento, a estratégia de controle é realizada com as transformações das variáveis medidas para um sistema bifásico equivalente. Em seguida, os eixos do sistema bifásico equivalente são posicionados sobre o referencial síncrono. Assim, os valores de corrente/tensão do sistema trifásico abc são convertidos em um sistema equivalente de duas fases $\alpha\beta$ ou *transformada de Clarke*, de acordo com a Equação (4.7), e posteriormente em coordenadas dq ou *transformada de Park*, de acordo com a Equação (4.8). Já suas transformadas inversas são obtidas pelas Equações (4.9) e (4.10), respectivamente. Como as tensões de entrada são consideradas equilibradas, então as componentes homopolares de tensão e corrente são consideradas nulas. O valor do ângulo θ , por sua vez, é obtido através da PLL.

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \underbrace{\sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \sqrt{\frac{3}{2}} & -\sqrt{\frac{3}{2}} \end{bmatrix}}_{T_{\alpha\beta}} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Figura 4.11 – Diagrama em blocos do controle proposto para a compensação de harmônicos.



Fonte: Autoria própria.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}}_{T_{dq}} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \underbrace{\sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \sqrt{\frac{3}{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\sqrt{\frac{3}{2}} \end{bmatrix}}_{T_{\alpha\beta}^{-1}} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}}_{T_{dq}^{-1}} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

De acordo com o esquema da Figura 4.11, a corrente de referência do eixo em quadratura (I_q^*) é nula, visto que a corrente de quadratura no sistema dq deve ser igual a zero para que o conversor possua potência reativa nula. A corrente de referência do eixo direto (I_d^*), por sua vez, é gerada a partir do controlador de tensão, isto é, é proveniente da diferença entre a tensão medida nos terminais do barramento CC (V_0) e a tensão de

referência estabelecida, cujo valor (300 V) é baseado na tensão RMS da fonte de entrada (V_G). Após realizar o controle PI, obtém-se as tensões de referência no plano dq e, em seguida, estas são transformadas do plano dq para o plano $\alpha\beta$, e por fim, para o plano abc . Aplicando-se a técnica PWM seno-triângulo, com uma frequência de chaveamento de 12 kHz, cada tensão obtida na saída do controle é comparada com uma onda triangular para o devido acionamento das chaves do conversor trifásico.

4.5.1 Modelo do Sistema de Controle da Corrente da Rede Elétrica

O controle de corrente no conversor trifásico bidirecional tem a função de impor o formato senoidal da corrente para diminuir a taxa de distorção harmônica total, resultando em uma energia elétrica com qualidade que atenda às especificações das normas internacionais. Este controle também é responsável por manter a corrente da rede em fase com a tensão da rede, com o intuito de corrigir o fator de potência para um valor próximo à unidade na entrada do sistema.

Com relação ao controle de corrente, a saída do controlador de tensão gera a magnitude da corrente de referência para o controlador de corrente, como visto na Equação (4.11). Já para o controle de tensão, as tensões de saída do controlador de corrente são calculadas de acordo com a Equação (4.12).

$$I_{Gd}^* = C_v(V_0^* - V_0) \quad (4.11)$$

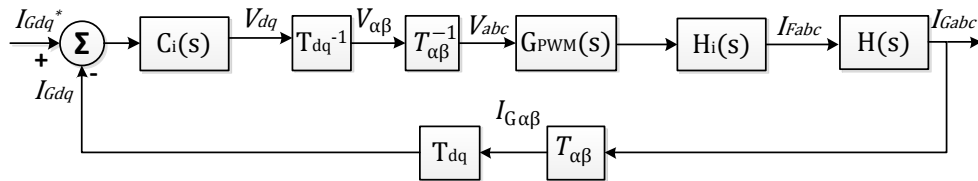
$$\text{Onde: } C_v = K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s}$$

$$V_{dq} = C_i(I_{Gdq}^* - I_{Gdq}) \quad (4.12)$$

$$\text{Onde: } C_i = K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s}$$

A Figura 4.12 apresenta o diagrama em blocos do sistema de controle de corrente.

Figura 4.12 – Diagrama de blocos do controle de corrente.



Fonte: Autoria própria.

Onde:

- $C_i(s)$ é a representação do controlador de corrente;

- T_{dq}^{-1} é a transformada de *Park* para *Clarke*;
- $T_{\alpha\beta}^{-1}$ é a transformada de *Clarke* para *abc*;
- G_{PWM} é o ganho do modulador PWM;
- $H_i(s)$ é a representação do conversor trifásico;
- $H(s)$ é a planta do sistema;
- $T_{\alpha\beta}$ é a transformada de *abc* para *Clarke*;
- T_{dq} é a transformada de *Clarke* para *Park*;

O ganho do modulador PWM (G_{PWM}) é dado pela relação vista na Equação (4.4), onde ambas as tensões foram normalizadas e este ganho é considerado aproximadamente igual a 1.

A função de transferência do sistema ($H(s)$) composto pela geração principal, o conversor trifásico e suas respectivas impedâncias, além da carga não-linear é obtida pela análise das tensões nas malhas, adotando-se o sentido das correntes visto na Figura 4.1, como descrito na Equação (4.13).

$$-V_{Gabc} + \underbrace{R_G I_{Gabc} + L_G \frac{dI_{Gabc}}{dt}}_{V_{abc}} - \underbrace{R_F I_{F123} - L_F \frac{dI_{F123}}{dt}}_{V_{F123}} + V_{F123} = 0 \quad (4.13)$$

Aplicando Laplace em (4.13), temos:

$$V_{F123}(s) - V_{Gabc}(s) + I_{Gabc}(s)(R_G + sL_G) = I_{F123}(s)(R_F + sL_F) \quad (4.14)$$

De acordo com (WU; JOU, 1996), a corrente de saída do conversor é dada por:

$$I_{F123}(t) = \frac{1}{L_F} \int_0^t (V_{F123}(t) - V_{Gabc}(t)) dt \quad (4.15)$$

Em Laplace, temos:

$$I_{F123}(s) = \frac{1}{sL_F} (V_{F123}(s) - V_{Gabc}(s)) \quad (4.16)$$

Substituindo (4.16) em (4.14), temos:

$$I_{F123}(s) + \frac{I_{Gabc}(s)}{sL_F} (R_G + sL_G) = \frac{I_{F123}(s)}{sL_F} (R_F + sL_F) \quad (4.17)$$

$$I_{Gabc}(s)(R_G + sL_G) = I_{F123}(s)R_F \quad (4.18)$$

Logo, $H(s)$ é dado pela Equação (4.19).

$$\frac{I_{Gabc}(s)}{I_{F123}(s)} = \frac{R_F}{R_G + sL_G} \quad (4.19)$$

A função de transferência do conversor trifásico é obtido através da Equação (4.20).

$$V_{F123} = R_F I_{F123} + L_F \frac{dI_{F123}}{dt} \quad (4.20)$$

Transformando (4.20) em Laplace, temos:

$$V_{F123}(s) = I_{F123}(s)(R_F + sL_F) \quad (4.21)$$

Então, temos que $H_i(s)$ é dado pela Equação (4.22).

$$\frac{I_{F123}(s)}{V_{F123}(s)} = \frac{1}{R_F + sL_F} \quad (4.22)$$

A função de transferência de malha fechada do sistema que relaciona a corrente na rede (I_{Gdq}) e a corrente de referência (I_{Gdq}^*) é obtida através da Equação (4.23).

$$\frac{I_{Gdq}(s)}{I_{Gdq}^*(s)} = \frac{C_i(s)G_{PWM}H_i(s)H(s)}{1 + C_i(s)G_{PWM}H_i(s)H(s)} \quad (4.23)$$

Substituindo as funções de transferência de malha aberta, temos:

$$\frac{I_{Gdq}(s)}{I_{Gdq}^*(s)} = \frac{\left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s}\right) \left(\frac{1}{R_F + sL_F}\right) \left(\frac{R_F}{R_G + sL_G}\right)}{1 + \left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s}\right) \left(\frac{1}{R_F + sL_F}\right) \left(\frac{R_F}{R_G + sL_G}\right)} \quad (4.24)$$

Por fim, a função de transferência de malha fechada é representada pela Equação (4.25).

$$\frac{I_{Gdq}(s)}{I_{Gdq}^*(s)} = \frac{\left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s}\right) R_F}{s^2 L_F L_G + s(R_F L_G + L_F R_G) + R_F \left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s} + R_G\right)} \quad (4.25)$$

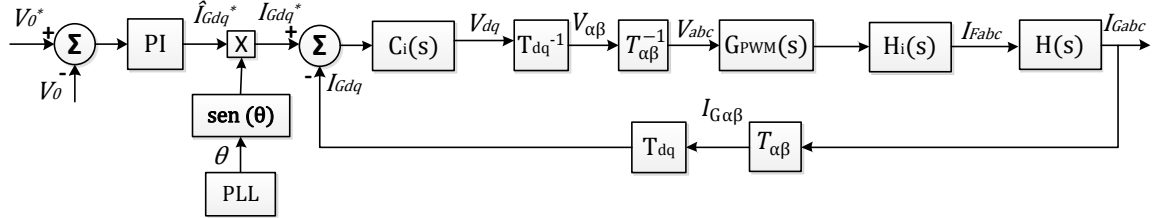
4.5.2 Modelo do sistema de controle da tensão no barramento CC

No controle de corrente, o conversor trifásico opera em um ponto fixo de correntes e tensões, ou seja, ao aplicar uma variação de carga, a tensão de saída do conversor muda seu ponto de operação. Em virtude deste problema, é necessário incluir uma malha de

controle de tensão, ou seja, ao variar a carga, o controle de tensão do conversor permite que a tensão de saída mantenha seu valor de operação.

A Figura 4.13 apresenta o diagrama em blocos do sistema de controle de completo, contendo o controle interno de corrente e o controle externo de tensão.

Figura 4.13 – Diagrama completo do controle de corrente e de tensão.



Fonte: Autoria própria.

A função de transferência do barramento CC ($H_c(s)$) é obtida a partir da Equação (4.26) (FREITAS, 2013).

$$V_0(t) = \frac{1}{C} \int_0^t i_c(t) dt \quad (4.26)$$

Aplicando Laplace na Equação (4.26), temos:

$$V_0(s) = \frac{1}{sC} I_c(s) \quad (4.27)$$

Assim, a função de transferência do barramento CC é dada pela Equação (4.28)

$$H_c(s) = \frac{1}{sC} \quad (4.28)$$

4.5.3 Método de Sintonização do Controlador PI

A sintonização de controladores fundamenta-se na aplicação de determinadas entradas em um sistema, com o intuito de analisar sua resposta. Portanto, os valores obtidos na resposta do sistema são utilizados para calcular os parâmetros do controlador (LOURENÇO, 1997).

Para obter os parâmetros do controlador PI que resultassem em uma resposta adequada no sistema proposto, foi realizado o método empírico de *Ziegler-Nichols* conhecido como método do limite de estabilidade. Este método consistiu na aplicação das seguintes etapas nos controles de corrente e tensão (COCK et al., 1997):

- Foi estabelecido um ganho inicial (K_0), com valor mínimo;

- Aumentou-se este ganho aos poucos, até se obter oscilações de amplitude constante na variável de saída do sistema ($I_{Gdq}(s)$).

Finalizada a última etapa, foram registrados os valores finais de K_0 , que representa o ganho necessário para manter o sistema estável, e de P_0 , que é o período de oscilação no sinal da variável controlada que corresponde a esta estabilidade. Assim, o valor de K_p foi obtido pela Equação (4.29).

$$K_p = 0,45K_0 \quad (4.29)$$

O ganho K_i foi obtido a partir da Equação (4.30).

$$T_i = \frac{P_0}{1,2} \quad (4.30)$$

Onde: T_i refere-se ao tempo necessário para que a ação proporcional e a ação integral tenham a mesma contribuição no sistema.

Logo, pela Equação (4.31), obteve-se o valor de K_i (FREITAS, 2013).

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} \quad (4.31)$$

5 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados de simulação e experimentais do sistema de distribuição apresentado na Figura 4.1, com os controles da corrente da rede, corrente do SAEB e do barramento CC descritos no capítulo anterior. Para a obtenção destes resultados, as simulações foram realizadas no ambiente *MATLAB/Simulink*[®], e posteriormente o sistema foi ensaiado em uma plataforma experimental. As simulações e os experimentos compreenderam duas análises: a análise da correção da DHT no sistema com uma carga não-linear e a análise de energia com carga linear. Neste último caso, a curva de carga do sistema foi adaptada de acordo com os dados de consumo reais do IFPB, correspondentes ao dia 02 de agosto de 2017.

5.1 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A estratégia de controle descrita no Capítulo 3 foi realizada no *MATLAB/Simulink*[®] em um bloco C, com a utilização de três sensores de corrente e um de tensão para realizar a aquisição e condicionamento dos sinais I_{Ga} , I_{Gb} , I_{bat} e V_0 . Além disso, foi necessário realizar a leitura das três tensões de entrada (V_{Ga} , V_{Gb} e V_{Gc}) para a conversão do sistema em coordenadas dq .

Como mencionado no Capítulo 4, as tensões da rede e a potência do sistema foram adaptadas em escala para 110 V_{RMS} e 2,6 kW, respectivamente, em virtude da limitação da capacidade da plataforma experimental e do emulador da bateria. As cargas resistivas também foram adaptadas proporcionalmente para valores próximos aos disponíveis no LOSE. Os parâmetros utilizados neste estudo para a análise de DHT e a análise de energia estão listados nas Tabelas 5.1 e 5.2, respectivamente.

Tabela 5.1 – Especificações dos componentes utilizados para a Análise de DHT.

Parâmetro	Valor
R_G	0,1 Ω
L_G	1 mH
L_{L1}	5 mH
L_{L2}	1 mH
R_L	52 Ω
L_F	3 mH
R_F	0,2 Ω
L_B	9 mH
C	2,2 mF
V_G	110 V_{RMS}
V_0	300 V

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 5.2 – Especificações dos componentes utilizados para a Análise de energia.

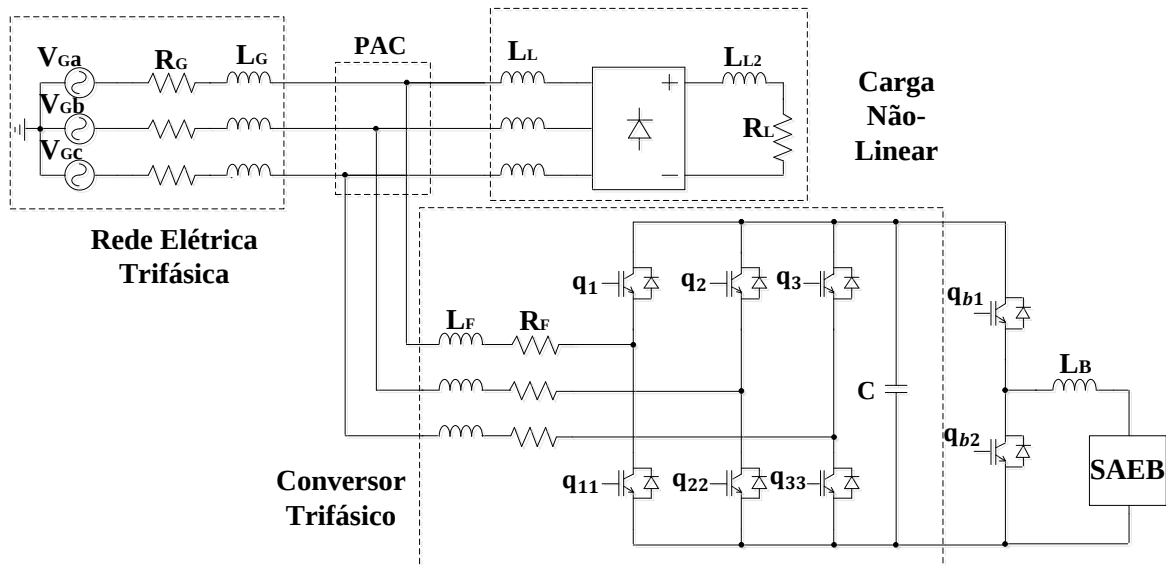
Parâmetro	Valor
R_G	0,1 Ω
L_G	1 mH
L_L	1 mH
R_{L1}	100 Ω
R_{L2}	67,44 Ω
R_{L3}	40,7 Ω
R_{L4}	33,72 Ω
R_{L5}	29,07 Ω
R_{L6}	25,58 Ω
R_{L7}	22,09 Ω
R_{L8}	19,77 Ω
R_{L9}	18,6 Ω
R_{L10}	16,28 Ω
R_{L11}	15,12 Ω
R_{L12}	13,95 Ω
R_{L13}	50 Ω
L_F	3 mH
R_F	0,2 Ω
L_B	9 mH
C	2,2 mF
V_G	110 V_{rms}

Fonte: Autoria Própria.

5.1.1 Análise da DHT para carga não-linear

As simulações referentes a análise da compensação de harmônicos ocorreram de acordo com o esquema da Figura 5.1, onde a carga não-linear consiste de um retificador trifásico a diodos com carga RL.

Figura 5.1 – Esquema da simulação referente à análise de DHT para carga não-linear.



Fonte: Autoria própria.

Com o intuito de analisar o fornecimento de serviços ancilares do SAEB e do conversor trifásico ao sistema de distribuição em estudo com carga não-linear, foram simulados dois cenários da topologia e do sistema de controle apresentados:

1. Cenário 1: Análise da resposta do sistema sem o fornecimento de serviços ancilares;
2. Cenário 2: Análise da resposta do sistema com o fornecimento de serviços ancilares.

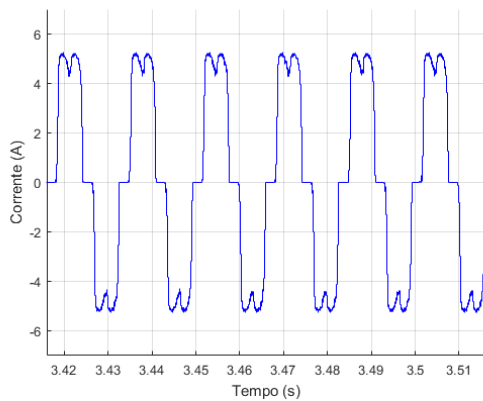
A DHT foi calculada pelo *Simulink*[®] utilizando a função FFT (do inglês, *Fast Fourier Transform*) do bloco *powergui* para exibir o sinal de determinada variável no domínio do tempo e da frequência. Ao selecionar esta opção no término da simulação, é necessário definir alguns parâmetros para realizar o cálculo da DHT, tais como: o tempo inicial do sinal a ser considerado na análise, o número de ciclos do sinal, a frequência fundamental e a frequência máxima.

5.1.1.1 Cenário 1

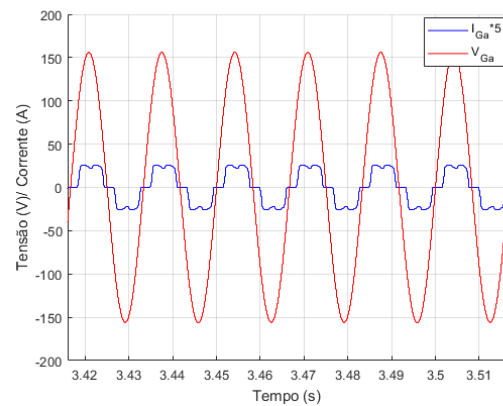
Na Figura 5.2(a) é exibida a forma de onda da corrente da rede na fase *a* e 5.2(b) exibe o resultado obtido para o fator de potência sem o fornecimento de serviços ancilares ao sistema de distribuição. Na análise de fator de potência, a corrente foi multiplicada por um fator de 5 para melhor visualização. O valor de DHT obtido para a corrente na rede foi de 26,04 % e o fator de potência medido foi de 0,98.

Figura 5.2 – Corrente e tensão da rede (V_{Ga} e I_{Ga}) sem compensação de harmônicos.

(a) Corrente da rede.



(b) Tensão e corrente da rede para análise do fator de potência.



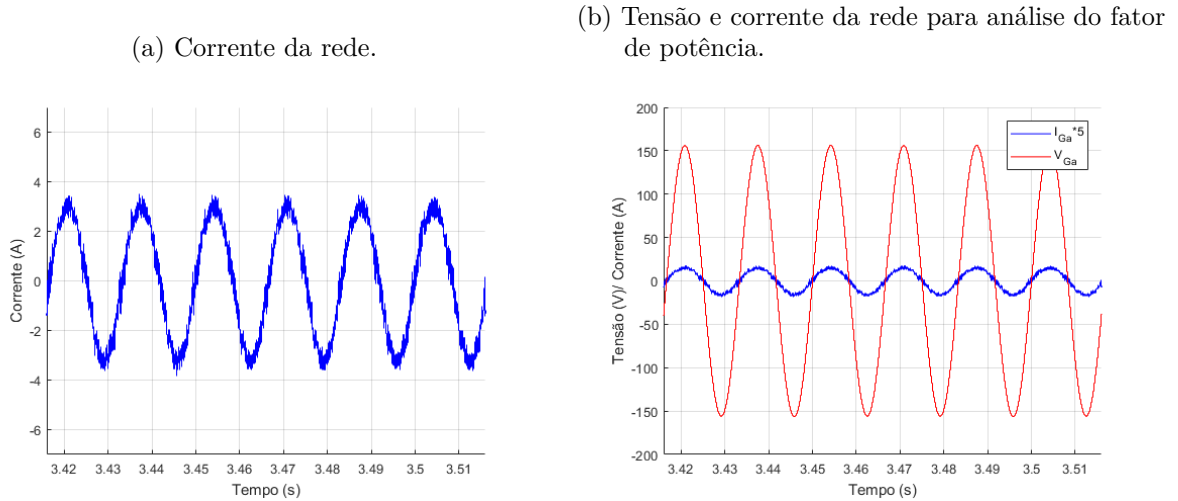
Fonte: Autoria própria.

5.1.1.2 Cenário 2

Neste cenário foi analisada a inserção do SAEB e do conversor no sistema com carga não-linear, com a injeção de 6 A pelo SAEB. A Figura 5.3(a) ilustra o forma de onda

da corrente da rede na fase a com a inserção do conversor e SAEB, cuja DHT calculada pelo *Simulink*® foi de 8,28 %. Já a Figura 5.3(b) ilustra o resultado obtido para o fator de potência com o fornecimento de serviços ancilares ao sistema de distribuição. Nesta imagem, a corrente foi multiplicada por um fator de 5 para melhor visualização de que ela está em fase com a tensão da rede. O fator de potência medido foi de 0,99.

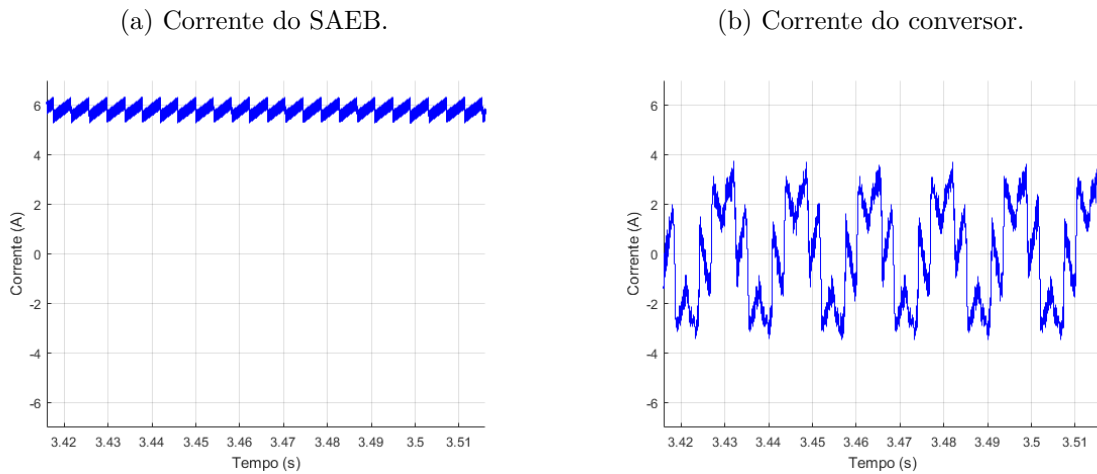
Figura 5.3 – Corrente e tensão da rede (V_{Ga} e I_{Ga}) com a inserção do SAEB e do conversor.



Fonte: Autoria própria.

É ilustrado na Figura 5.4 a forma de onda da corrente do SAEB e da corrente do conversor na fase a , respectivamente.

Figura 5.4 – Corrente do SAEB (I_{bat}) e corrente do conversor (I_{F1}) com a inserção do conversor e SAEB.

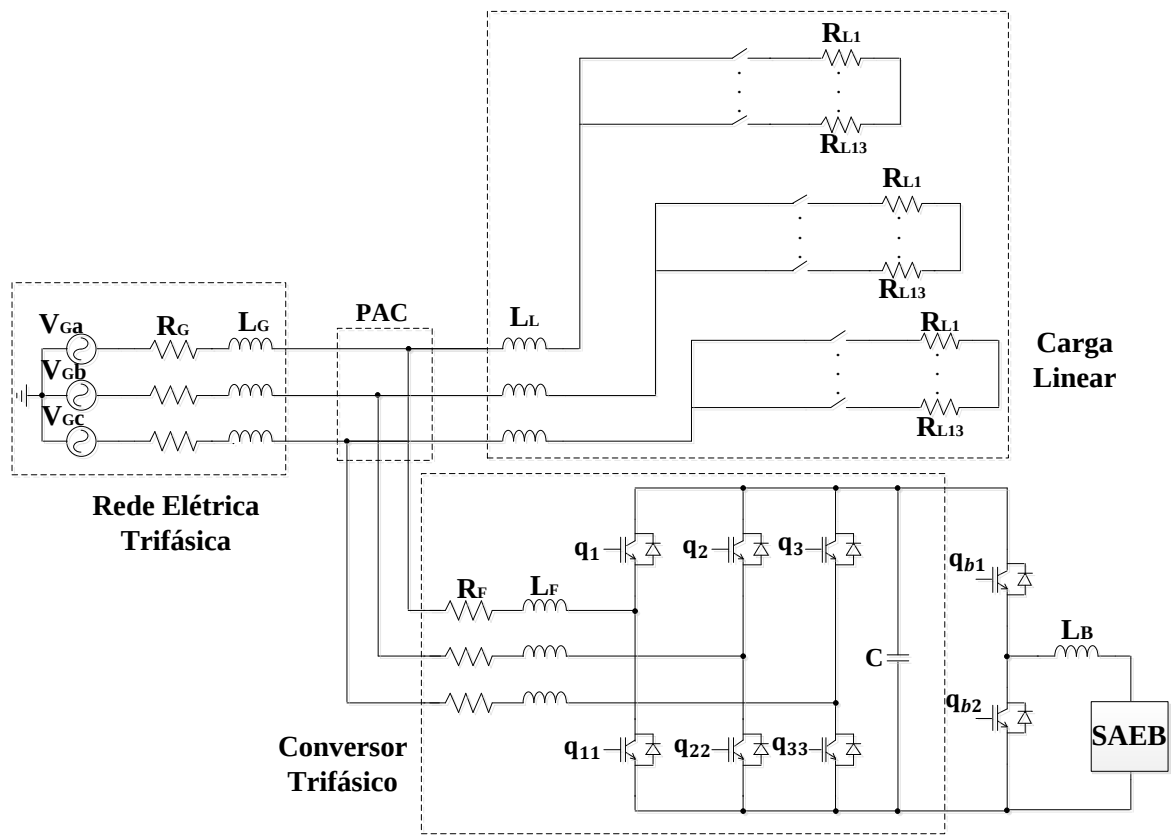


Fonte: Autoria própria.

5.1.2 Análise de energia

Nesta simulação foi realizada a análise de energia do sistema de distribuição em estudo, de acordo com as variações de cargas observadas durante o período de 24 horas. Para esta simulação foi utilizado o esquema da Figura 5.5, que consiste da topologia descrita no Capítulo 4 utilizando 13 variações de carga linear para cada fase, de modo a representar sua curva de carga. Esta simulação teve como objetivo inserir o SAEB para diminuir os custos do consumidor com energia elétrica, através da redução dos picos de potência ativa.

Figura 5.5 – Esquema da simulação referente à análise de energia.



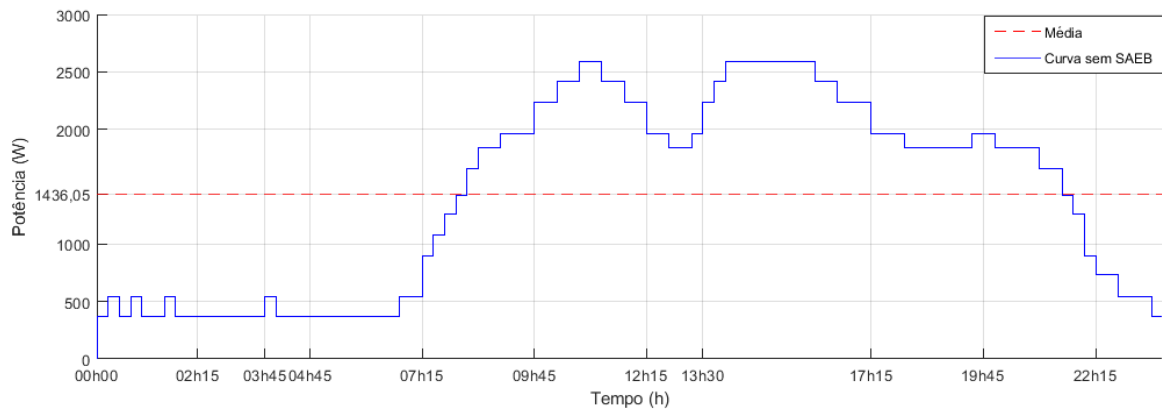
Fonte: Autoria própria.

A Figura 5.6 ilustra a demanda total em um dia e o seu valor médio. Nesta curva, é possível observar que o período de maior consumo de energia ocorre durante o dia, entre 09h45 e 17h15. No entanto, o período de maior valor tarifário encontra-se durante o período de 17h30 e 20h30. Por esta razão, foram realizados dois cenários para esta simulação, como disposto a seguir:

- Cenário 1 – Gerenciamento de energia no horário fora de ponta: Análise da inserção do SAEB durante o período compreendido entre 09h45 e 11h45 e entre 13h45 e 17h15;

- Cenário 2 – Gerenciamento de energia no horário de ponta: Análise da inserção do SAEB durante o período compreendido entre 17h30 e 20h30.

Figura 5.6 – Curva de carga típica de um dia sem serviço ancilar.



Fonte: Autoria Própria.

5.1.2.1 Cenário 1 – Gerenciamento de energia no horário fora de ponta

Este cenário consistiu das seguintes etapas:

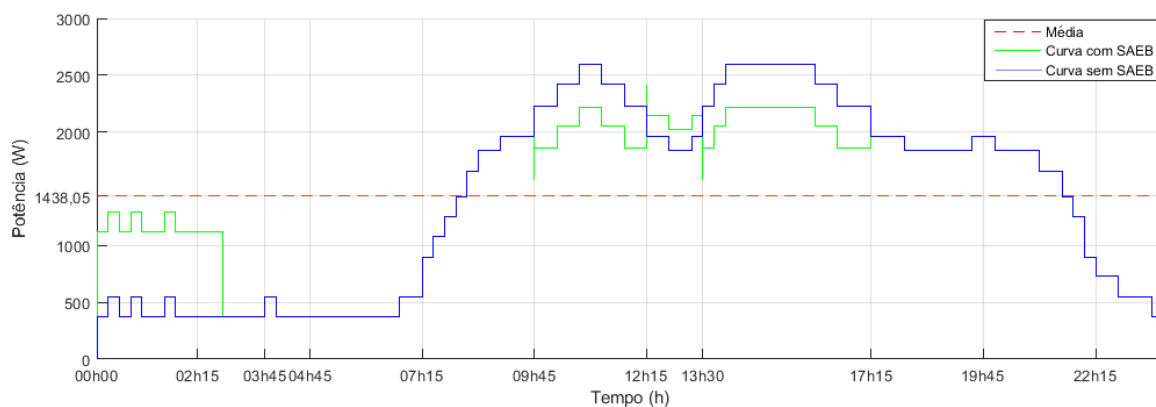
- O sistema insere o SAEB durante o período de 09h45 e 11h45;
- O SAEB auxilia a geração principal, injetando 2 A;
- A partir de 11h45 o SAEB inicia seu carregamento com 1 A;
- Entre 13h45 e 17h15 o SAEB auxilia a geração principal, injetando 2 A;
- Após 17h15 o SAEB é desconectado do sistema;
- O SAEB é carregado a partir de 00h00 com 4 A;
- Quando o SOC atingir novamente 90 %, o SAEB é desconectado do sistema.

A Figura 5.7 exibe a curva de carga com a inserção do SAEB, onde este injetou potência ativa no sistema durante o horário fora de ponta. Assim, durante o período de descarregamento, o maior pico de demanda neste período diminuiu de 2,59 kW para 2,22 kW, ou seja, o fluxo de potência diminuiu em 14,35 % após a inserção do SAEB no sistema.

As Figuras 5.8(a) e (b) ilustram o comportamento da corrente do SAEB e do SOC durante sua carga e descarga, respectivamente, onde o SAEB inicia seu carregamento com SOC em 54 %.

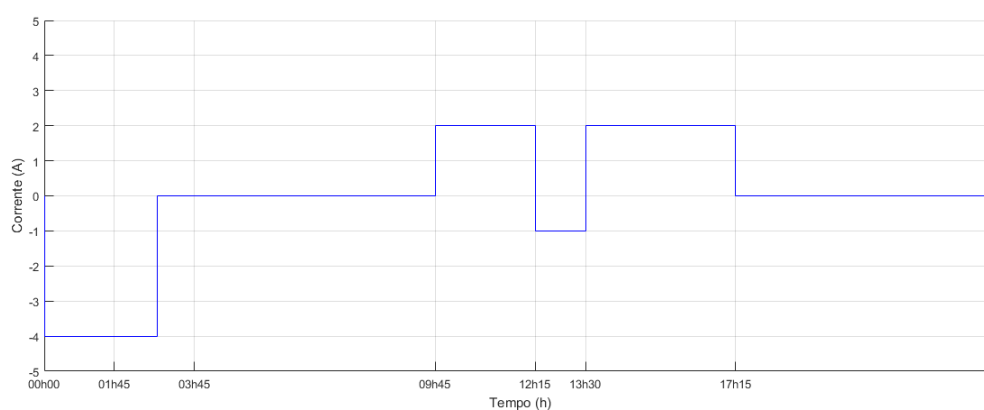
A Tabela 5.3 exibe os dados de demanda obtidos nesta simulação antes e após a inserção do SAEB no sistema de distribuição. Nesta tabela também estão registrados os

Figura 5.7 – Curva de carga para o Cenário 1.

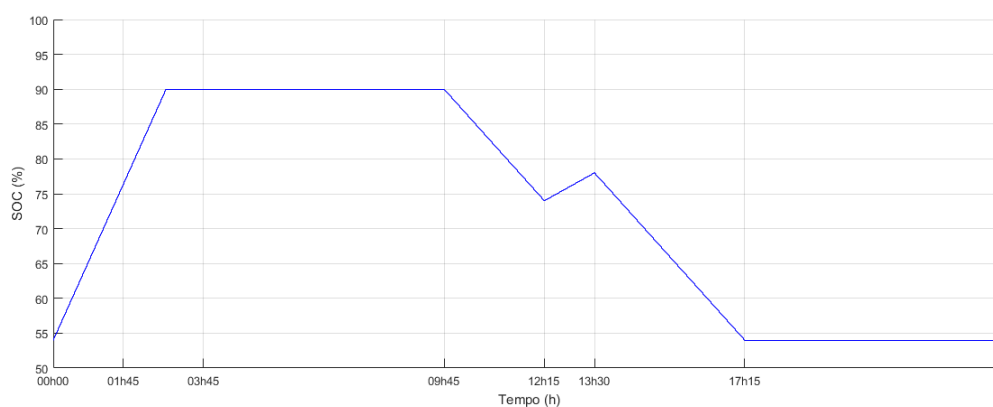


Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.8 – Comportamento do SAEB no Cenário 1.

(a) Corrente (I_{bat}).

(b) Estado de carga (SOC).



Fonte: Autoria própria.

valores reais de demanda contratada e medida no horário fora de ponta do IFPB. Através dos dados contidos na Tabela 5.3 e na Tabela 3.3, foi possível obter a economia mensal com demanda fora de ponta, de acordo com a Equação (5.1).

Tabela 5.3 – Valores de demanda da simulação e do IFPB para o horário fora de ponta.

Demanda IFPB		Demanda Simulação		
Medida	Contratada	Sem SAEB	Com SAEB	Contratada
497 kW	536 kW	2,6 kW	2,22 kW	2,8 kW

Fonte: Autoria Própria.

$$Economia\ mensal = Valor\ medido\ sem\ SAEB - Valor\ medido\ com\ SAEB \quad (5.1)$$

$$Economia\ mensal = (P_{anterior} - P_{atual}) \times 17,54$$

Em virtude da proporcionalidade entre os valores da simulação e os dados medidos do IFPB, foi possível calcular a economia mensal que o sistema de distribuição teria com a redução do pico de demanda no horário fora de ponta, considerando-se sua implementação em um sistema de distribuição real. A Tabela 5.4 exibe o resultados referentes à economia mensal com a demanda no período fora de ponta, obtidos de acordo com a Equação 5.1. Para a realização destes cálculos foi considerado que este perfil de curva de carga se repetiu para todos os dias do mês e foram desconsideradas as perdas nas linhas de transmissão, nos conversores e na bateria.

Tabela 5.4 – Economia com o uso do SAEB utilizando dados de demanda fora de ponta do IFPB.

Valor mensal sem SAEB	Valor mensal com SAEB	Economia mensal
R\$ 8.717,38	R\$ 7.466,60	R\$ 1.250,78

Fonte: Autoria Própria.

5.1.2.2 Cenário 2 – Gerenciamento de energia no horário de ponta

Esta etapa consistiu em injetar 3 A pelo SAEB durante o horário de pico, de 17h30 a 20h30, e seu carregamento é realizado a partir de 00h00 com 4 A.

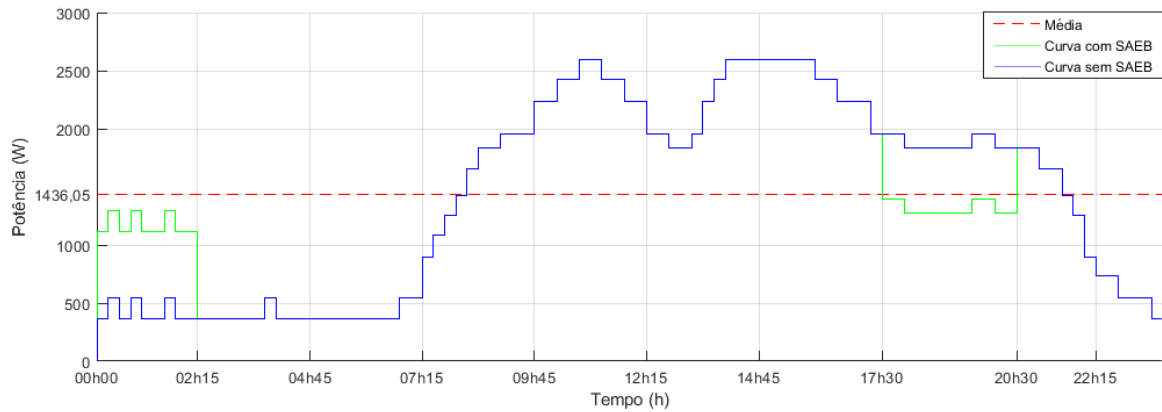
A Figura 5.9 exibe o perfil da curva de carga com a inserção do SAEB durante o horário de pico, resultando na redução da demanda de 1,96 kW para 1,40 kW. Logo, houve uma redução de 28,53 % no fluxo de potência.

As Figuras 5.10(a) e (b) ilustram o comportamento da corrente do SAEB e do SOC durante sua carga e descarga, respectivamente.

Da mesma forma que para o horário fora de ponta, foram registrados os valores de demanda da simulação e dos dados reais do IFPB durante o período de ponta, como visto na Tabela 5.5.

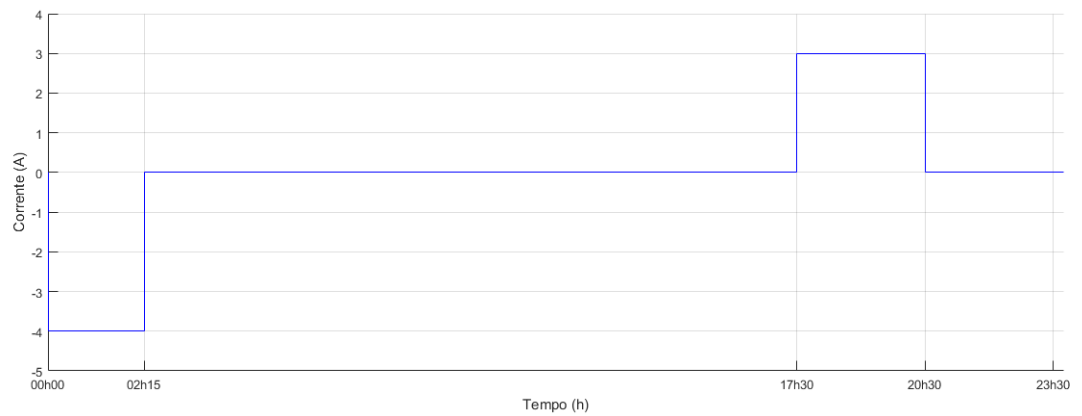
A Tabela 5.6 exibe o resultados referentes à economia mensal com a demanda no período de ponta, obtidos de acordo com a Equação (5.1), considerando a implementação

Figura 5.9 – Curva de carga para o Cenário 2.

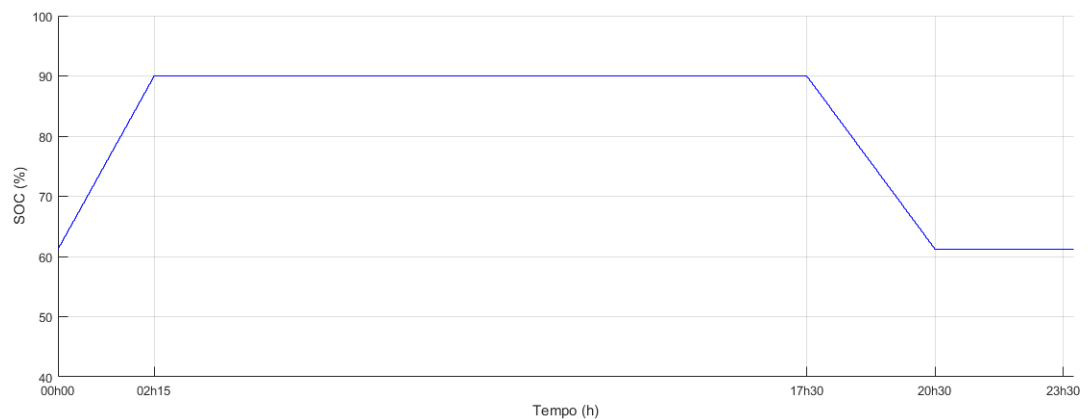


Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.10 – Comportamento do SAEB no Cenário 2.

(a) Corrente (I_{bat}).

(b) Estado de carga (SOC).



Fonte: Autoria própria.

do sistema em estudo em um sistema de distribuição real. Para a realização destes cálculos também foi considerado que este perfil de curva de carga se repetiu para todos os dias do

Tabela 5.5 – Valores de demanda da simulação e do IFPB para o horário de ponta.

Demanda IFPB		Demanda Simulação		
Medida	Contratada	Sem SAEB	Com SAEB	Contratada
378 kW	407 kW	1,96 kW	1,40 kW	2,11 kW

Fonte: Autoria Própria.

mês e foram desconsideradas as perdas nas linhas de transmissão, nos conversores e na bateria.

Tabela 5.6 – Economia com o uso do SAEB utilizando dados de demanda de ponta do IFPB.

Valor mensal sem SAEB	Valor mensal com SAEB	Economia mensal
R\$ 19.947,06	R\$ 14.256,87	R\$ 5.690,19

Fonte: Autoria Própria.

5.2 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Os resultados experimentais referentes à utilização do SAEB e do filtro ativo para fornecimento de serviços ancilares ao sistema de distribuição foram obtidos na plataforma experimental do LOSE, localizado na UFPB, em João Pessoa.

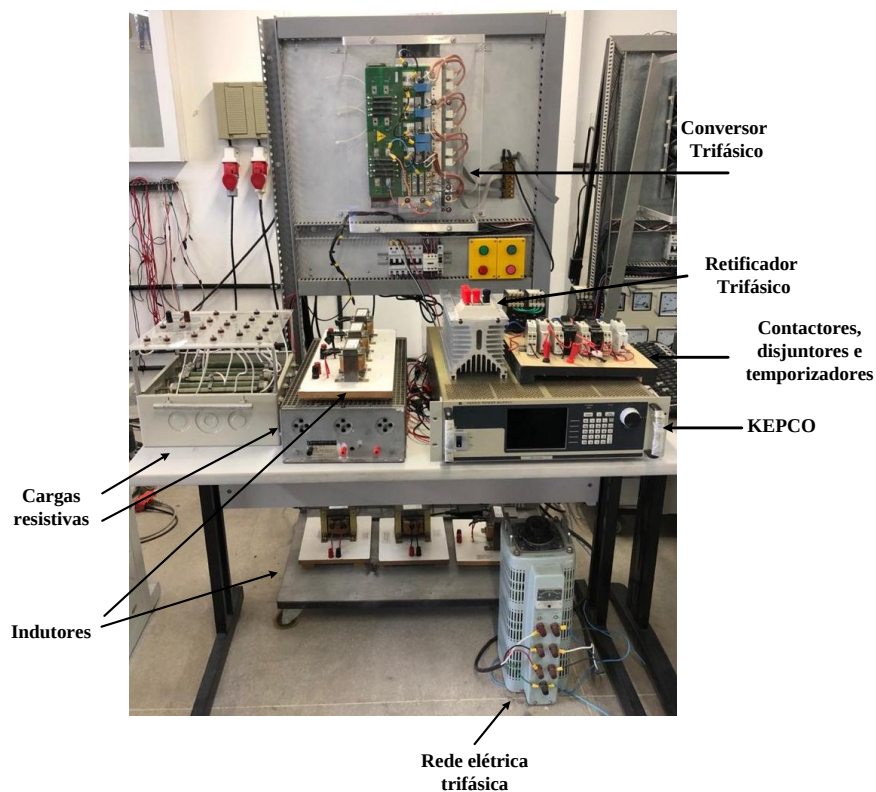
A Figura 5.11(a) exibe a vista frontal da plataforma experimental utilizada para realizar os experimentos referentes à análise do gerenciamento de energia e de DHT, e 5.11(b) exibe a vista traseira da plataforma. Esta bancada é composta de dois sensores de tensão, três sensores de corrente, quatro braços de IGBT, um retificador trifásico a diodos, capacitores, indutores e um DSP TMS320F28335. O DSP TMS320F28335 possui velocidade de operação de 150 MHz, 68 kB de RAM, memória *flash* de 512 kB e um conversor Analógico para Digital (A/D) de 12 bits com 16 canais de entrada (SPECTRUM DIGITAL, 2007).

As leituras das correntes I_{Ga} , I_{Gb} e I_{bat} foram realizadas com o sensor LEM LA 25-NP, cujo limite de leitura é de 25 Arms. A leitura da tensão da fase a da rede (V_{Ga}) e da tensão no barramento CC (V_0) foram realizadas com o sensor LEM LV-20-P, cujo limite de leitura é de 500 V. O DSP, por sua vez, efetuou a leitura destes sinais e gerou as tensões de referência V_a , V_b , V_c e V_{bat} necessárias para o controle das chaves do conversor trifásico e do conversor CC-CC.

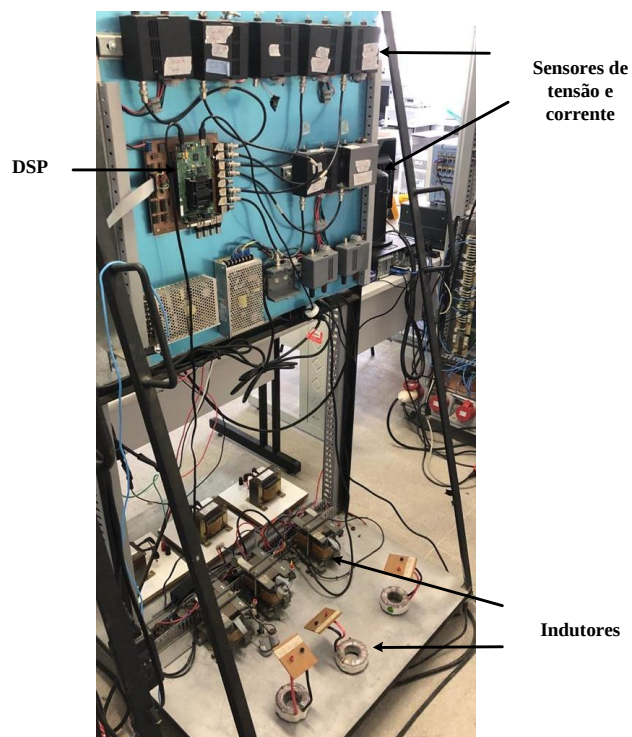
Para emular o SAEB foi utilizada uma fonte de alimentação programável de corrente e tensão de 4 quadrantes, fornecida pela *Korea Electric Power Corporation* (KEPCO®) (KEPCO INC., 2009), vista na Figura 5.12. Esta fonte possui uma faixa de tensão de ± 100 V e uma faixa de corrente de ± 10 A.

Figura 5.11 – Plataforma Experimental do LOSE.

(a) Vista Frontal.



(b) Vista Traseira.



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.12 – Emulador do SAEB – KEPCO®.



Fonte: Autoria Própria.

Como a capacidade da plataforma experimental é limitada e a fonte programável tem um limite de operação de 100 V, os experimentos foram realizados com a tensão da rede em 110 V_{RMS} e a fonte programável foi ajustada para 90 V. Os parâmetros utilizados para o experimental da análise de DHT e análise de energia estão descritos na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Parâmetros dos experimentais.

Componente	Análise de energia	Análise de DHT
	Valor	Valor
V_G	110 V_{RMS}	110 V_{RMS}
L_G	1 mH	1 mH
L_{L1}	1 mH	2 mH
L_{L2}	—	1 mH
L_F	3 mH	3 mH
C	2,2 mF	2,2 mF
L_B	9 mH	9 mH
R_L	64 e 34 Ω	52 Ω

Fonte: Autoria Própria.

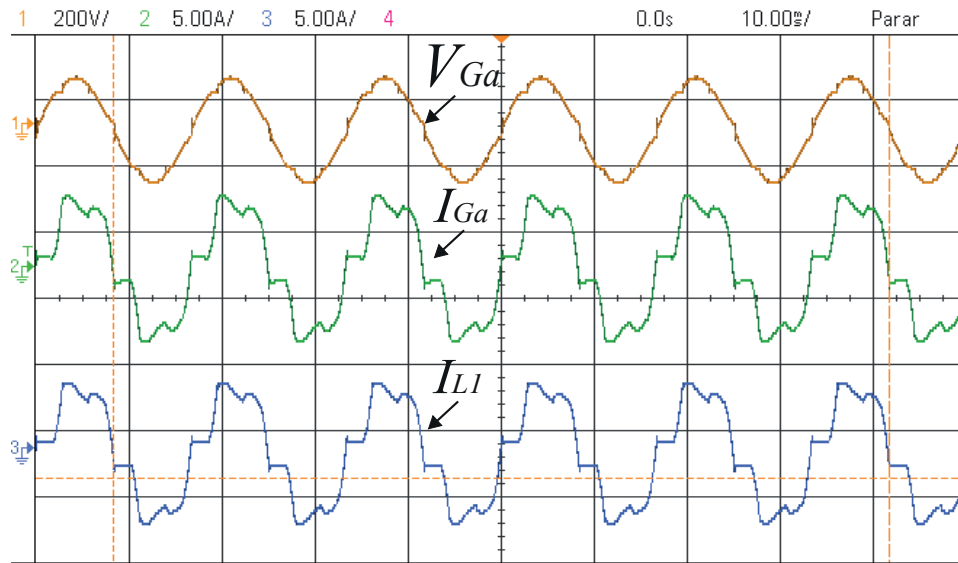
5.2.1 Análise de DHT para carga não-linear

O ensaio referente à análise da taxa de distorção harmônica da corrente de entrada do sistema de distribuição com a inserção da carga não-linear foi realizado conforme o esquema da Figura 5.1. Os cenários para esta análise consistiram dos mesmos abordados na seção referente à simulação da análise de DHT para carga não-linear.

5.2.1.1 Cenário 1

A Figura 5.13 ilustra os sinais da tensão da rede, corrente da rede e corrente da carga na fase a , respectivamente, sem o fornecimento de serviços ancilares pelo SAEB e conversor. A corrente da rede teve valor de 3,7645 Arms e, com a análise das componentes harmônicas através da função FFT do osciloscópio, foi possível calcular a DHT, de acordo com a Equação (2.11), cujo resultado foi de 23,89 %.

Figura 5.13 – Tensão de entrada (V_{Ga}), corrente de entrada (I_{Ga}) e corrente da carga (I_{L1}).

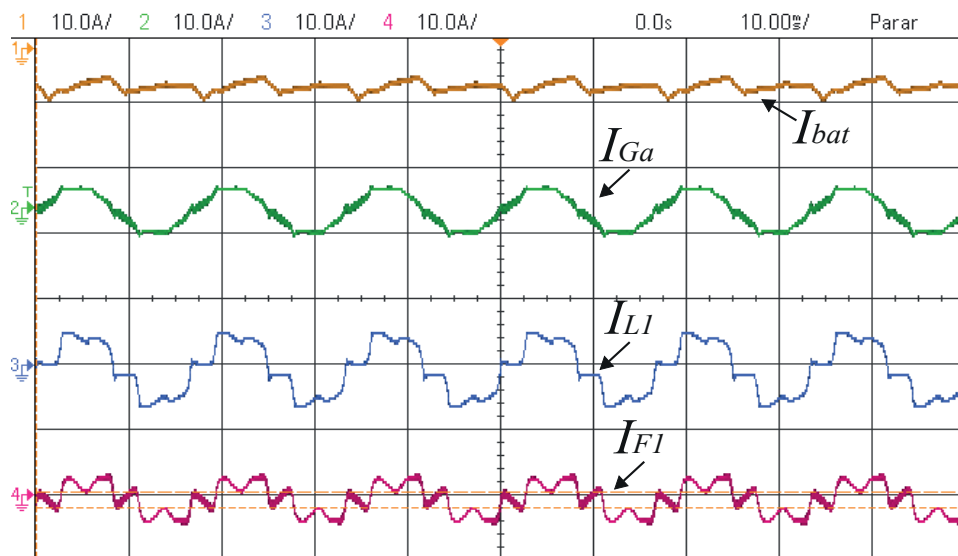


Fonte: Autoria Própria.

5.2.1.2 Cenário 2

A Figura 5.14 ilustra os sinais da corrente do SAEB, corrente da rede, corrente da carga e corrente do conversor na fase a , respectivamente, durante o fornecimento de serviços ancilares pelo SAEB e conversor. A corrente da rede teve valor de 2,4951 Arms e o resultado da DHT foi de 12,85 %.

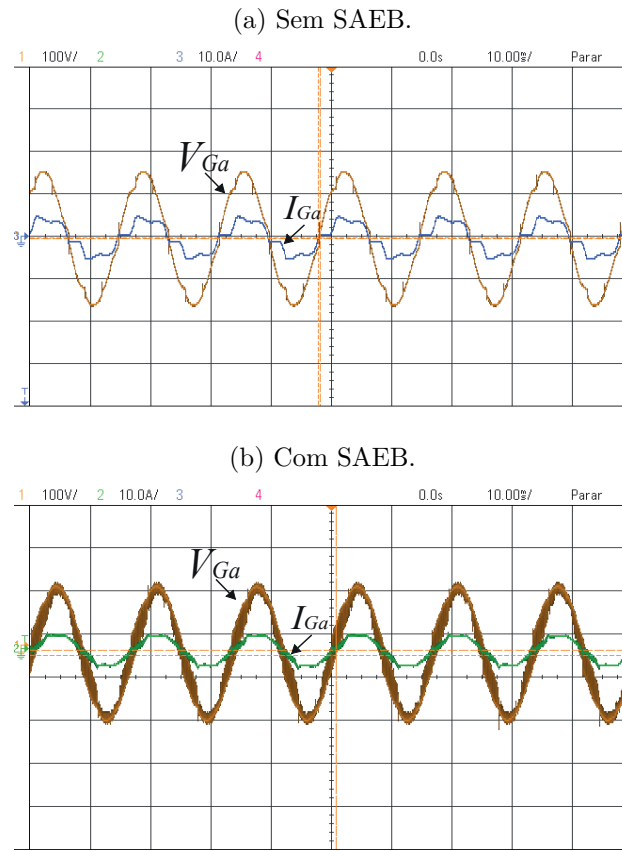
Figura 5.14 – Corrente do SAEB (I_{bat}), corrente de entrada (I_{Ga}), corrente da carga (I_{L1}) e corrente do conversor (I_{F1}).



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 5.15 exibe a tensão e corrente da rede para análise do fator de potência, onde em 5.15(a) o fator de potência foi de 0,99 sem a inserção do SAEB, e em 5.15(b) o fator de potência obtido foi de 0,99 com a inserção do SAEB.

Figura 5.15 – Corrente e tensão da rede (I_{Ga} e V_{Ga}) para análise do fator de potência.



Fonte: Autoria própria.

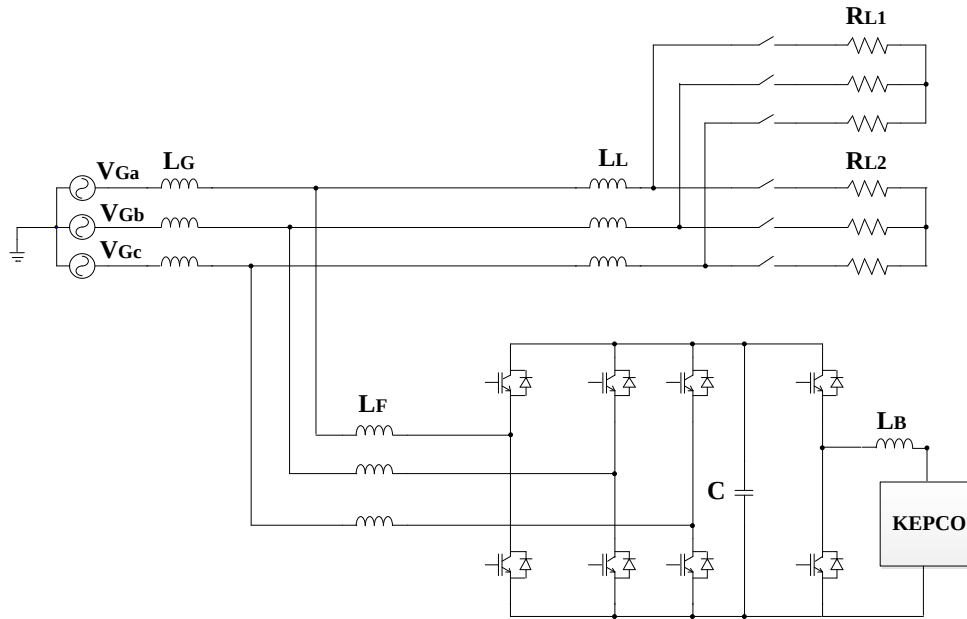
5.2.2 Análise de energia

Para realizar o experimental que analisa o fornecimento de energia pelo SAEB ao sistema de distribuição em estudo, foi realizada uma adaptação das cargas utilizadas na simulação. Neste caso, de acordo com o esquema da Figura 5.16, foram utilizadas duas cargas resistivas (R_{L1} e R_{L2}) e uma carga indutiva (L_L) para cada fase. Para realizar a variação de carga foram utilizados dois contactores, um disjuntor e dois temporizadores.

Para esta análise, foram realizadas as seguintes etapas:

- O sistema iniciou sem carga;
- Depois do acionamento do disjuntor a carga menor foi inserida ($R_{L1} = 64 \Omega$) e, após alguns segundos, retirou-se a primeira carga e inseriu-se a segunda ($R_{L2} = 34 \Omega$);
- Após alguns segundos, retirou-se a segunda carga e o sistema permaneceu sem carga;
- O SAEB foi inserido durante o período de variação de carga e retirado juntamente com a retirada das cargas.

Figura 5.16 – Diagrama do experimento sobre análise de energia.

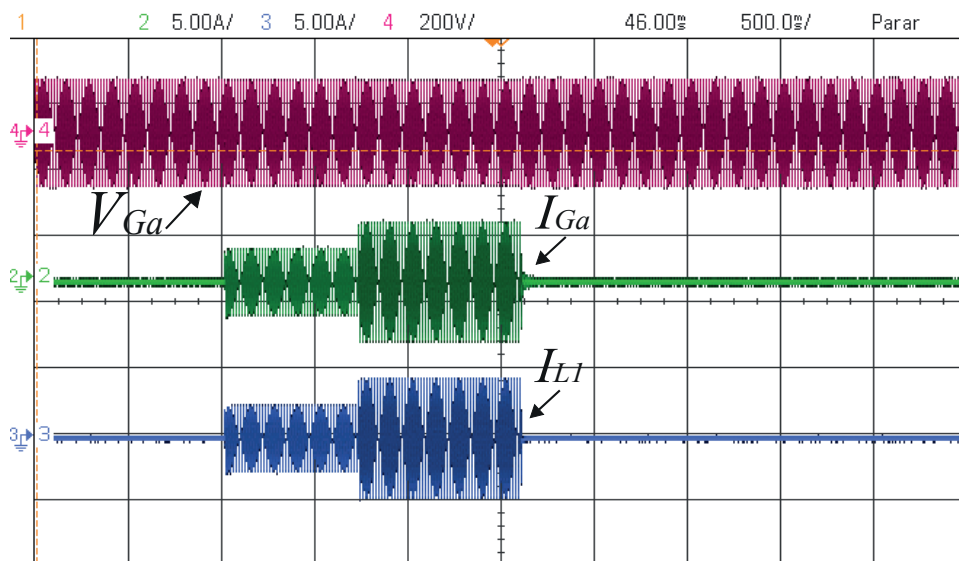


Fonte: Autoria Própria.

5.2.2.1 Cenário 1

Neste cenário, foi analisado o comportamento do sistema sem a inserção do conversor trifásico e do SAEB para fornecimento de serviços ancilares.

A Figura 5.17 exibe os sinais da tensão de entrada, corrente de entrada e corrente da carga na fase a , respectivamente.

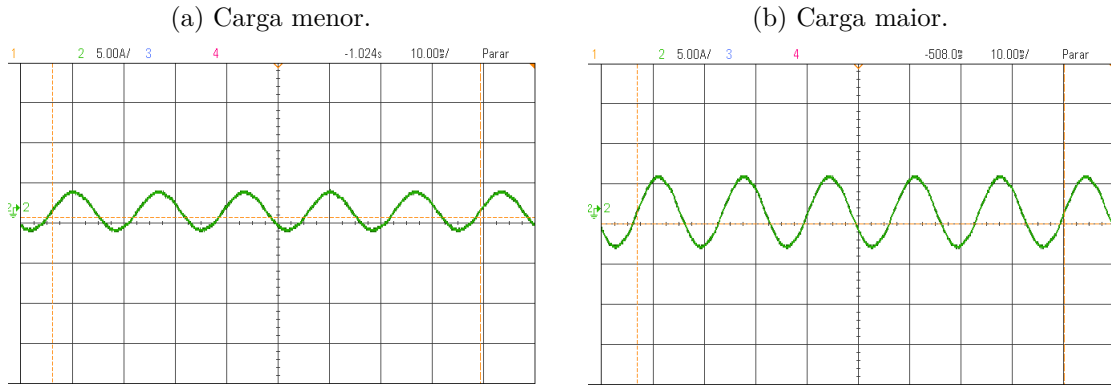
Figura 5.17 – Tensão de entrada (V_{Ga}), corrente de entrada (I_{Ga}) e corrente da carga (I_{L1}).

Fonte: Autoria Própria.

A Figura 5.18 exibe o forma de onda do sinal da corrente de entrada/carga para a menor e maior carga, cujos valores foram de 1,666 e 3,064 Arms, respectivamente. Com a

análise das componentes harmônicas, através da função FFT do osciloscópio, foi possível calcular a DHT de acordo com a Equação (2.11), cujo resultado foi de 2,34 e 2,06 %, respectivamente.

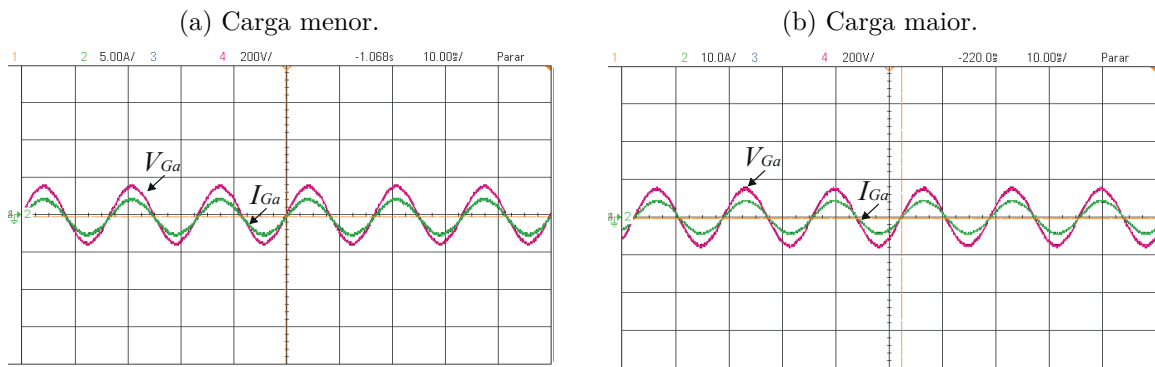
Figura 5.18 – Sinais da corrente de entrada (I_{Ga}) sem a inserção do SAEB.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 5.19 ilustra o fator de potência para a corrente na carga menor e carga maior, que foi de 0,99 em ambos os casos.

Figura 5.19 – Fator de potência sem a inserção do SAEB.

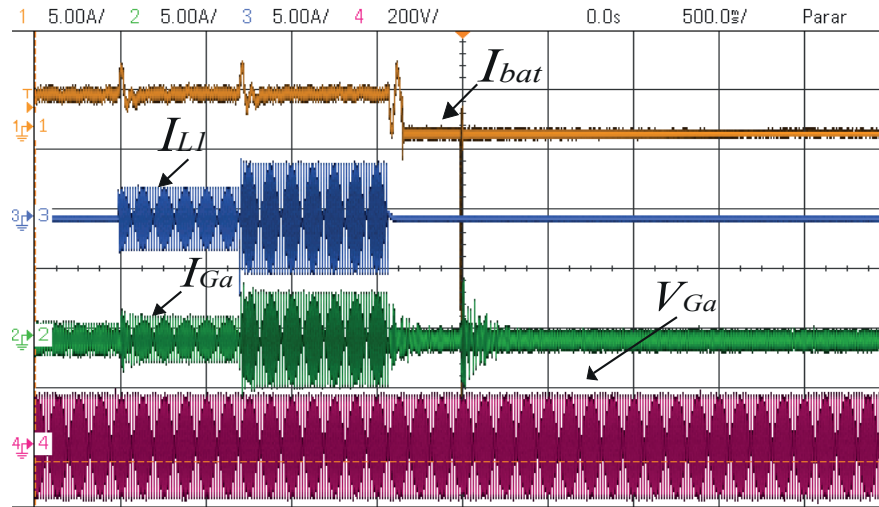


Fonte: Autoria própria.

5.2.2.2 Cenário 2

Este cenário consistiu na análise do gerenciamento de energia com a inserção do SAEB e do conversor trifásico. A Figura 5.20 exibe os sinais da corrente do SAEB, corrente da carga, corrente da rede e tensão da rede na fase a , respectivamente. Foi estabelecido a injeção de 4 A pelo SAEB no sistema antes das variações de carga, visto que a KEPCO não respondia de forma rápida ao controle. Durante os períodos de variação de carga houveram transitórios na corrente do SAEB e, após a retirada da segunda carga, a corrente também apresentou um transitório antes de atingir 0 A.

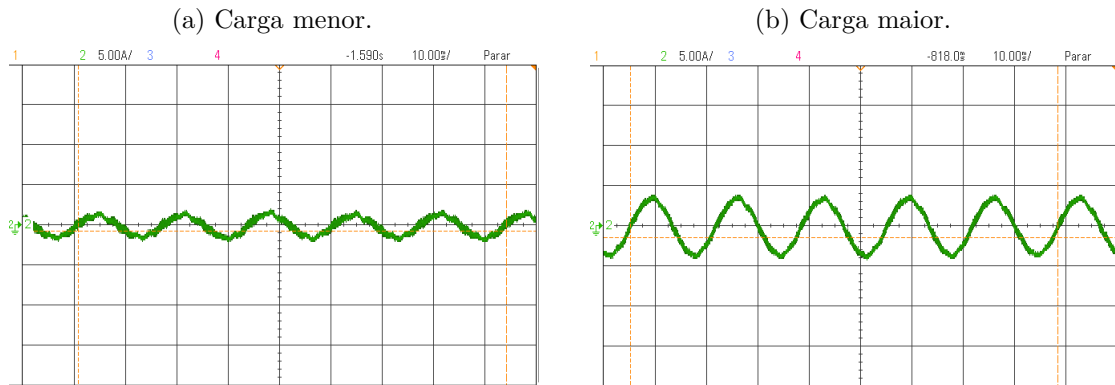
Figura 5.20 – Corrente do SAEB (I_{bat}), corrente da carga (I_{L1}), corrente da rede (I_{Ga}) e tensão da rede (V_{Ga}).



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.21(a) e (b) é possível verificar a redução do valor da corrente da rede para a menor e maior carga, com a inserção do SAEB. Os valores medidos foram de 1,025 Arms e 2,480 Arms, respectivamente. Já a DHT para cada sinal foi de 5,37 % e 3,26 %, respectivamente.

Figura 5.21 – Sinais da corrente de entrada (I_{Ga}) com a inserção do SAEB.

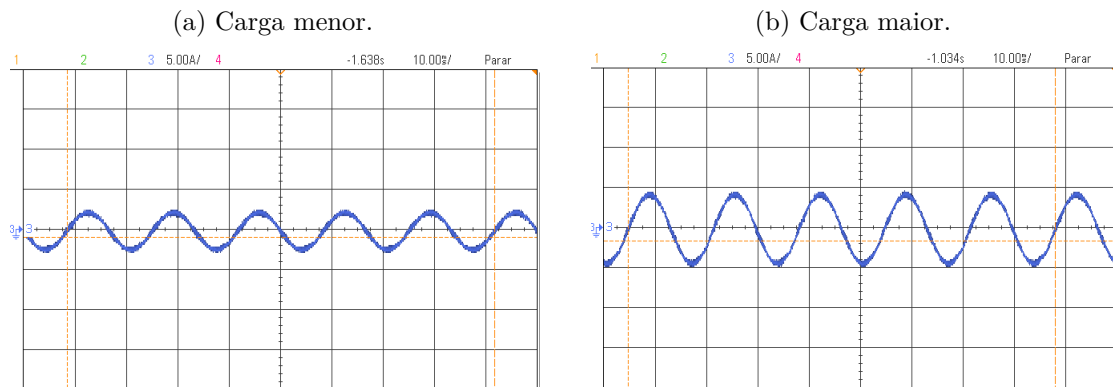


Fonte: Autoria própria.

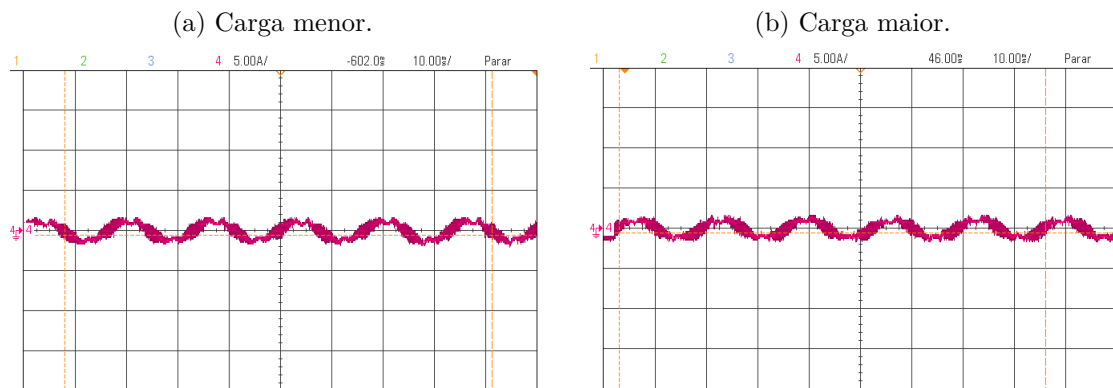
As Figuras 5.22(a) e (b) exibem as correntes na carga para $R_{L1} = 64 \Omega$ e $R_{L2} = 34 \Omega$, respectivamente.

As Figuras 5.23(a) e (b) exibem as correntes no conversor para a menor e maior carga, respectivamente.

A partir dos resultados anteriores, foi possível obter o gráfico de potência ativa do sistema antes e após o fornecimento de serviços ancilares, como visto na Figura 5.24. Logo, o maior pico de demanda foi reduzido de 0,67 kW para 0,54 kW, durante a inserção

Figura 5.22 – Sinais da corrente da carga (I_{L1}) com a inserção do SAEB.

Fonte: Autoria própria.

Figura 5.23 – Sinais da corrente no conversor (I_{F1}) com a inserção do SAEB.

Fonte: Autoria própria.

do SAEB no sistema de distribuição, permitindo uma redução de 19,06 % no fluxo de potência.

Utilizando o mesmo procedimento de análise da economia gerada para o sistema de distribuição com a redução da demanda, realizado na seção de simulação, foram obtidos os resultados exibidos na Tabela 5.8.

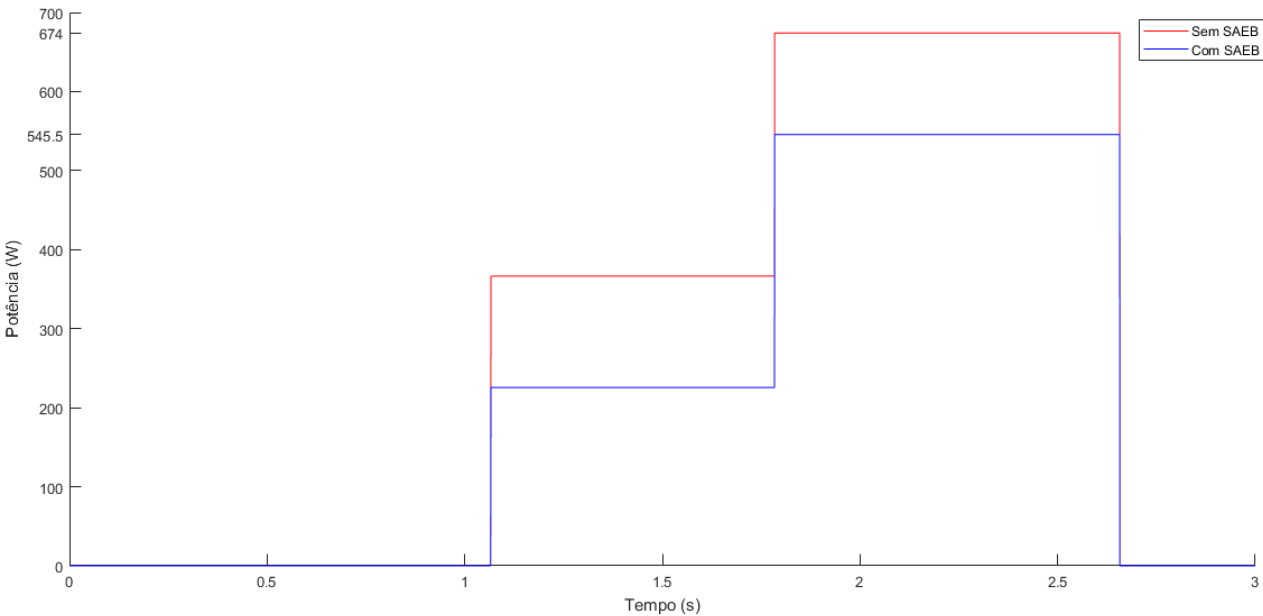
Tabela 5.8 – Economia com o uso do SAEB no horário fora de ponta utilizando dados de demanda do IFPB.

Valor mensal sem SAEB	Valor mensal com SAEB	Economia mensal
R\$ 8.717,38	R\$ 7.054,76	R\$ 1.662,62

Fonte: Autoria Própria.

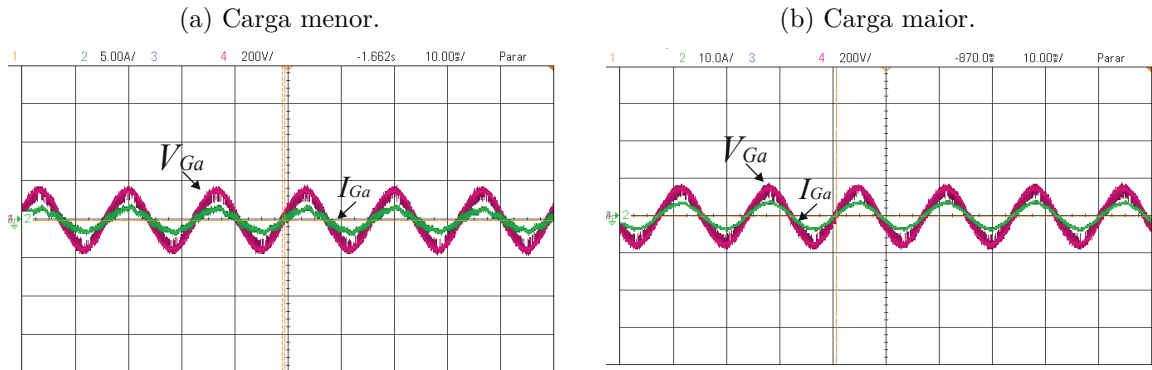
O fator de potência para a corrente na carga menor e carga maior é visto na Figura 5.25(a) e (b), respectivamente. Para cada caso o fator de potência foi de 0,98 e 0,99, respectivamente.

Figura 5.24 – Potência da rede antes e após o fornecimento de serviços ancilares.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.25 – Fator de potência com a inserção do SAEB.



Fonte: Autoria própria.

As Tabelas 5.9 e 5.10 resumem os índices de distorção harmônica e os resultados obtidos com a análise de energia nas simulações e na plataforma experimental, respectivamente.

Tabela 5.9 – Resumo da análise de DHT realizada no *Simulink*[®] e na plataforma experimental.

Simulação		Experimental	
Cenário 1	Cenário 2	Cenário 1	Cenário 2
26,04 %	8,28 %	23,89 %	12,85 %

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 5.10 – Resumo da análise de energia realizada no *Simulink*[®] e na plataforma experimental.

Economia Mensal Simulação		Economia Mensal Experimental
Demanda Fora Ponta	Demanda Ponta	Demanda Fora Ponta
R\$1.250,78	R\$ 5.690,19	R\$ 1.662,62

Fonte: Autoria Própria.

Analizando os resultados obtidos, constata-se a redução significativa da DHT com a inserção do conversor para compensação de harmônicos, além da economia com energia elétrica obtida com o fornecimento de serviço ancilar pelo SAEB no sistema de distribuição nos horários de ponta e fora de ponta. Os resultados obtidos corroboram os benefícios do fornecimento de serviços ancilares pelo SAEB e conversor no sistema de distribuição em estudo, visto que houve um aumento da qualidade de energia e redução dos custos com eletricidade para o consumidor e concessionária.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A necessidade de suprir o aumento da demanda por energia elétrica e a preocupação em preservar o meio ambiente diante do uso de combustíveis fósseis, estimularam pesquisadores a aprimorar o estudo da utilização de sistemas de GD. Além disso, existe uma grande preocupação com a qualidade da energia entregue ao consumidor, que pode ser comprometida devido à inserção de cargas não-lineares e também pela integração dos sistemas de GD. A baixa qualidade de energia, proveniente da presença de harmônicos nas linhas de distribuição, além prejudicar diretamente o consumidor final, também compromete financeiramente as concessionárias, visto que, dentre outros fatores, ocorre o aumento de perdas em transformadores e condutores elétricos.

Este trabalho abordou os conceitos referentes às principais tecnologias de bateria, suas principais características, o modelo químico da bateria de chumbo-ácido implementado, a importância do SAEB e do conversor trifásico para o fornecimento de serviços ancilares ao sistema de distribuição, e por fim, foram explanados os principais fatores de desempenho em sistemas trifásicos. Também foi apresentada as características da topologia do sistema proposto, onde foram detalhados os conversores utilizados e a estratégia de controle implementada.

Neste trabalho foi realizado o estudo da inserção de sistemas de armazenamento de energia baseados em bateria, constituído de um conjunto de baterias de chumbo-ácido, e de um conversor trifásico em um sistema de distribuição. O conversor trifásico funciona como filtro ativo e, juntamente com o SAEB, formam um sistema que realiza o fornecimento de serviços ancilares, como injeção de potência ativa para redução dos picos de demanda, compensação de harmônicos e correção do fator de potência. Neste estudo, a curva de carga do sistema foi semelhante a do IFPB, porém em escala menor, visto que houve a necessidade da adaptação dos níveis de tensão e potência ativa. Esta adaptação em escala possibilitou a análise do fornecimento de SA pelo SAEB e conversor trifásico a este sistema, através de simulações no *MATLAB/Simulink*[®] e da plataforma experimental do LOSE.

A estratégia de controle utilizada necessitou da leitura de uma tensão da rede, de duas correntes da rede e da leitura da tensão do barramento CC para serem implementados no controlador PI de corrente e de tensão. O controle realizado no SAEB necessitou apenas da leitura do valor da corrente que circulava pela mesma para implementá-la no controlador PI do SAEB. Através desta estratégia, a corrente do conversor trifásico é controlada apenas pela corrente da rede, cuja referência é obtida pela tensão do barramento CC. A corrente de referência é gerada em função do fluxo de potência da rede, do inverter e da carga. Assim, para este controle a quantidade de sensores é reduzida quando comparada com os outros métodos de detecção e correção de harmônicas apresentados no Capítulo 3. Além disso, este método de controle não necessita de um elevado esforço computacional, visto que é

aplicado um controlador PI simples que não utiliza a leitura das componentes harmônicas das correntes da rede ou da carga.

Na simulação foram realizados dois tipos de análise: uma para análise de DHT, cuja topologia proposta se caracterizou por conter uma carga não-linear conectada ao PAC, composta de um retificador não controlado alimentando uma carga RL, e outra para a análise de energia, cuja topologia proposta se caracterizou por conter um indutor e treze variações de resistência para cada fase, de modo a representar a curva de carga do sistema de distribuição em 24h. O intuito da primeira simulação foi de analisar dois cenários: a DHT do sistema com carga não-linear sem o fornecimento de serviços ancilares, e a compensação de harmônicos pelo conversor trifásico durante a injeção de potência ativa pelo SAEB no sistema proposto. A segunda simulação, por sua vez, teve como objetivo analisar dois cenários: o fornecimento de potência ativa pelo SAEB durante o maior período de demanda no horário fora de ponta e o fornecimento de energia pelo SAEB durante o horário de ponta, de modo a realizar a análise da economia com energia elétrica e a análise da redução do fluxo de potência.

Na análise de DHT, constatou-se que em ambos os resultados de simulação e do experimental houve redução significativa da taxa de distorção harmônica com a inserção do conversor trifásico e SAEB. Além disso, o sistema proposto também realizou a correção do fator de potência para índices estabelecidos pela norma nacional.

Na análise de energia, obteve-se as seguintes conclusões:

- Na simulação do gerenciamento de energia no horário de ponta, obteve-se uma redução de 14,35 % no fluxo de potência, enquanto que no horário fora de ponta foi obtida uma redução de 28,53 %. Os resultados experimentais, por sua vez, atingiram uma redução de 19,06 % no fluxo de potência;
- Na simulação, a economia mensal com a redução da demanda no horário fora de ponta atingiu R\$ 1.250,78 e no horário de ponta atingiu R\$ 5.690,19, não sendo considerados os efeitos das perdas no conversor, nas linhas de transmissão e no SAEB. Já no resultado experimental, foi considerada apenas a redução na demanda fora de ponta, que resultou em uma economia mensal de R\$ 1.662,62 ;
- Com os resultados da plataforma experimental, obteve-se DHT um pouco acima de 5 % para o caso da inserção da menor carga ($R_L = 64 \Omega$), e DHT abaixo de 5 % com a inserção da maior carga ($R_L = 34 \Omega$). O resultado de DHT para o primeiro caso pode ser justificado pelos componentes da plataforma experimental, os quais não são ideais e podem aumentar a taxa de distorção quando aliados a uma carga menor;
- Com os resultados da plataforma experimental também se obteve níveis de fator de potência acima de 0,92, durante a inserção do SAEB e conversor trifásico.

Portanto, a inserção do sistema de armazenamento por baterias juntamente com um conversor trifásico auxiliou na compensação de harmônicos, correção do fator de potência, injeção de potência ativa e na estabilidade do sistema durante variações de carga em horários de ponta e fora de ponta, contribuindo para gerar economia no sistema de distribuição. Os resultados utilizando a simulação e a plataforma experimental corroboram o funcionamento do sistema estudado e também contribuem para a utilização de SAEBs dentro da estrutura da GD e, consequentemente, impulsiona a utilização destes com fontes renováveis de energia elétrica.

Propõe-se como trabalhos futuros:

- A implementação de um SAEB real nos ensaios;
- A utilização de um simulador em tempo real para emular o SAEB, analisando seu estado de carga e controle em tempo real, além de validar o sistema proposto antes de implementá-lo em um sistema de distribuição existente;
- Uma análise de custos de um sistema de distribuição real, considerando as perdas nas linhas de transmissão, no conversor trifásico e no SAEB. Além disso, analisar os custos da instalação de um SAEB completo, incluindo seu sistema de controle e de segurança, bem como do conversor trifásico e dos seus componentes;
- Calcular o tempo de retorno deste investimento.

6.0.1 Publicações

1. O artigo intitulado *Impact analysis of the BESS insertion in electric grid using real-time simulation* foi aceito para publicação no *IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Latin America (ISGT LA 2019)*, realizado no período de 15 a 18 de setembro de 2019 em Gramado, Rio Grande do Sul.
2. O artigo intitulado *Modeling and Simulation of the Battery Energy Storage System for Analysis Impact in the Electrical Grid* foi aceito para publicação no *5th IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC) & 15th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, realizado no período de 1 a 4 de dezembro de 2019 em Santos, São Paulo.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - Qualidade de energia.** [S.l.], 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Bandeiras Tarifárias.** 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>.
- AHMED, H.; BHATTACHARYA, A. PMSG based constant power delivery standalone WECS using SST with bidirectional buck-boost BESS. **IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)**, 2016.
- ANGELIM, J. H.; AFFONSO, C. M. Energy management on university campus with photovoltaic generation and BESS using simulated annealing. **IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)**, 2018.
- BEHERA, M. P.; RAY, P. K.; BENG, G. H. Single-phase grid-tied photovoltaic inverter to control active and reactive power with battery energy storage device. **IEEE Region 10 Conference (TENCON)**, p. 1900–1904, Novembro 2016.
- BIANCHIN ROGERS DEMONTI, J. S. O. C. G. Desenvolvimento de filtro ativo trifásico para redução de harmônicas de corrente: Compensação e balanceamento. **XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, 2008.
- BORGES, C. M. **Análise da Operação do Conversor Fonte de Tensão (VSC) em “Back-to-Back” para Microrredes.** Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010. Mestrado em Engenharia Elétrica.
- BRONDANI, M. de F. **Modelagem Matemática do Tempo de Vida de Baterias de Lítio Íon Polímero utilizando Algoritmos Genéticos.** Dissertação (Mestrado) — Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (UNIJUÍ), 2015. Mestrado em Modelagem Matemática.
- BYRNE, R. H.; NGUYEN, T. A.; COPP, D. A.; CHALAMALA, B. R.; GYUK, I. Energy management and optimization methods for grid energy storage systems. **IEEE Access**, v. 6, p. 13231 – 13260, Agosto 2018.
- CHAOUI, A.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F.; RAMBAULT, L. Ip controlled three-phase shunt active power filter for power improvement quality. **IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics**, Abril 2006.
- COCK, K. D.; MOOR, B. D.; MINTEN, W.; BREMPT, W. V.; VERRELST, H. **A tutorial on PID-control.** [S.l.], 1997.
- COSTA, L. C. da S. **Conversor CC-CC para Aplicação em Filtro Ativo Paralelo do Tipo Fonte de Corrente.** Tese (Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrônica Industrial e de Computadores)) — Universidade do Minho, 2017.
- DAI, N.-Y.; WONG, M.-C. Design considerations of coupling inductance for active power filters. **6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications**, 2011.

- DÍAZ-GONZÁLEZ ANDREAS SUMPER, O. G.-B. F.; VILLAFÁFILA-ROBLES, R. A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** **16**, p. 2154–2171, 2012.
- DIVYA, K.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. **Electric Power Systems Research** **79**, p. 511–520, 2009.
- DUAILIBE, P. Capacitores: Instalação e correção do fator de potência. 2000. Apostila de Consultoria para Uso Eficiente de Energia.
- DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. 2^a. ed. [S.l.]: McGraw Hill, 2003.
- ELKAZAZ, M.; SUMNER, M.; DAVIES, R.; PHOLBOON, S.; THOMAS, D. Optimization based real-time home energy management in the presence of renewable energy and battery energy storage. **International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)**, 2019.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2019: Relatório Síntese/Ano Base 2018**. Rio de Janeiro, 2019.
- ENERGISA. 2020. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/poder-publico/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>>.
- FARIA, T. L. de. **Filtro Ativo Paralelo Trifásico para Sistemas de Baixa Potência**. Tese (Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)) — Universidade Federal de Campina Grande, 2009.
- FARROKHABADI, M.; KÖNIG, S.; CAÑIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K.; LEIBFRIED, T. Battery energy storage system models for microgrid stability analysis and dynamic simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, p. 2301 – 2312, Agosto 2017.
- FILHO, R. M. S.; SEIXAS, P. F.; CORTIZO, P. C.; TORRES, L. A. B.; SOUZA, A. F. Comparison of three single-phase PLL algorithms for UPS applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, p. 2923 – 2932, Abril 2008.
- FREITAS, D. N. S. **Controle de um Inversor Monofásico para Ligação à Rede de um Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes**. Dissertação (Mestrado) — Instituto Politécnico de Bragança - Escola Superior de Tecnologia e Gestão, 2013. Mestrado em Engenharia Eletrotécnica.
- GADALLA, X. Y. A. S.; HASABELRASUL, H. Performance of the battery energy storage systems based on cascaded h-bridge multilevel converter. **The Journal of Engineering**, v. 2019, p. 779 – 783, 2019.
- HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** **13**, p. 1513–1522, 2009.
- HU CHANGFU ZOU, C. Z. X.; LI, Y. Technological developments in batteries: a survey of principal roles, types, and management needs. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, p. 20–31, Agosto 2017.

HU, X.; ZOU, C.; ZHANG, C.; LI, Y. Technological developments in batteries: a survey of principal roles, types, and management needs. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, p. 20–31, Agosto 2017. ISSN 1540-7977.

IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. **Recommended Practices for Harmonic Control in Electric Power System**. [S.l.], 2014.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Contribuição do instituto nacional de eficiência energética à audiência pública nº 010/2006 para alterar a resolução normativa nº 265/03 da aneel sobre os serviços ancilares. 2006.

JACOBINA, C. B. **Sistemas de Acionamento Estático de Máquina Elétrica**. [S.l.], 2005.

JÚNIOR, A. S. de O. **Estratégia Generalizada de Modulação por Largura de Pulso para Inversores Multiníveis**. Tese (Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)) — Universidade Federal de Campina Grande, 2005.

KAURA, V.; BLASKO, V. Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 33, p. 58 – 63, Fevereiro 1997.

KEPCO INC. **Operator's Manual: BOP 1000 W – High Power Bipolar Power Supply**. [S.l.], 2009.

LOURENÇO, J. **Sintonia de Controladores P.I.D.** [S.l.], 1997.

MACHADO, O. F.; PINHEIRO, E. L. R.; SILVA, S. R. Análise de distorções harmônicas em usinas eólicas a gerador de indução duplamente excitado. **VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais (Induscon)**, 2006.

MATHWORKS. **Battery - Implement generic battery model**. 2019. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>>.

MATIAS, R. R. **Compensadores Estáticos de Potência para Sistemas Trifásicos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Campina Grande, 2007. Mestrado em Engenharia Eletrotécnica.

MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; P.ROBBINS, W. **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. 2ª. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 1995.

MORA, J. C. **Conversores CA-CC Boost PWM Bidirecionais Conectados em Rede com Distúrbios Pré-Existentes**. Tese (Dissertação (Mestrado)) — Universidade Federal de Itajubá, 2014.

OGAWA, V. G. C. Proposta de identificação dos parâmetros do modelo de bateria para uso na modelagem de sistemas de partida de veículos automotivos. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica).

OLIVEIRA, T. T.; SILVA, M. S. N.; NASCIMENTO, K. B.; ARAUJO, D. R. R. P.; ARAUJO, L. R. Evaluation of the performance of the state of charge on a lithium-ion battery energy storage system applied to primary frequency regulation of microgrids. **2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)**, p. 1–6, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 21.9 - Análise técnica dos serviços ancilares**. [S.l.], 2009.

PHILIP, J.; JAIN, C.; KANT, K.; SINGH, B.; MISHRA, S.; CHANDRA, A.; AL-HADDAD, K. Control and implementation of a standalone solar photo-voltaic hybrid system. **IEEE Industry Applications Society Annual Meeting**, p. 1–8, Outubro 2015.

PIRBAZARI, A. M. Ancillary services definitions, markets and practices in the world. **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (TD-LA)**, p. 32–36, Novembro 2010.

PROCEL - PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Tarificação da Energia Elétrica**. [S.l.], 2011.

RANCILIO, G. Battery energy storage systems for ancillary services provision. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica).

RENEWABLES. **Global Status Report**. [S.l.], 2018. ISBN 978-3-9818911-3-3.

_____. **Global Status Report**. [S.l.], 2019. ISBN 978-3-9818911-7-1.

ROCHA, F. S. J. P. M.; GEHRKE, C. S. Harmonic compensation as ancillary service of a grid-connected photovoltaic power system. **Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)**, 2017.

SAXENA, N.; Hussain, I.; Singh, B.; Vyas, A. L. Solar PV interfaced to multifunctional VSC with a battery support. **IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)**, p. 1–6, Novembro 2016.

SAXENA, N.; HUSSAIN, I.; SINGH, B.; VYAS, A. L. Implementation of grid integrated PV-battery system for residential and electrical vehicle applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, p. 6592–6601, Agosto 2018.

SEEMA; SINGH, B. Analysis and control of a standalone PV-BESS-DG based micro-grid. **7th India International Conference on Power Electronics (IICPE)**, p. 1–6, Novembro 2016.

SHAMIL, S.; DARWISH, M. K. A hybrid parallel active filter in off-line up system with proposed control strategy. **47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, p. 1–4, Setembro 2012.

SHEPHERD, C. M. Design of primary and secondary cells. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 112, p. 657–664, 1965.

SPECTRUM DIGITAL. **eZdsp™ F28335 – Technical Reference**. [S.l.], 2007.

SUTANTO, D. Power management solutions for energy management, power quality and environment using battery energy storage systems. **Proceedings of the IEEE 1999 International Conference on Power Electronics and Drive Systems. PEDS'99 (Cat. No.99TH8475)**, v. 1, 1999.

TOPAN, P. A.; RAMADAN, M. N.; FATHONI, G.; CAHYADI, A. I.; WAHYUNGGORO, O. State of charge (soc) and state of health (soh) estimation on lithium polymer battery via kalman filter. **2016 2nd International Conference on Science and Technology-Computer (ICST)**, p. 93 – 96, 2016.

TREMBLAY, L.-A. D. O.; DEKKICHE, A.-I. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. **IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference**, Setembro 2007.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A. Experimental validation of a battery dynamic model for ev applications. **World Electric Vehicle Journal**, v. 3, p. 289–298, Maio 2009.

VIANA, A. N. C.; BORTONI, E. da C.; NOGUEIRA, F. J. H.; HADDAD, J.; NOGUEIRA, L. A. H.; VENTURINI, O. J.; YAMACHITA, R. A. **Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações**. 1^a. ed. Campinas - SP: ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., 2012.

VICENTIM, C. A. Análise estática de microrredes: Modelagem de sistemas armazenadores de energia e monitoração em tempo real via estimação de estados. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica).

WEG. **Manual para Correção do Fator de Potência**. [S.l.], 2016.

WU, J.-C.; JOU, H.-L. Simplified control method for the single-phase active power filter. **IEE Proceedings - Electric Power Applications**, v. 143, p. 219–224, Maio 1996.

XU, X.; BISHOP, M.; OIKARINEN, D. G.; HAO, C. Application and modeling of battery energy storage in power systems. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, vol. 2, p. 82–90, 2016.

XU, Y.; XIAO, X.; LIU, H.; WANG, H. Parallel operation of hybrid active power filter with passive power filter or capacitors. **2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific**, p. 1–6, Agosto 2005.

YAO, L. W.; AZIZ, J. A.; KONG, P. Y.; IDRIS, N. R. N. Modeling of lithium-ion battery using matlab/simulink. **IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, p. 1729–1734, 2013.

ZHANG, Y.; GEVORGIAN, V.; WANG, C.; LEI, X.; CHOU, E.; YANG Q. LI, L. J. R. Grid-level application of electrical energy storage. **IEEE Power and Energy Magazine**, vol. 15, p. 51–58, 2017.