



Universidade Federal de Juiz de Fora  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Thiago Ribeiro de Barros**

**DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA PYTHON/PSCAD PARA  
GERENCIAMENTO ATIVO DE RECURSOS ENERGÉTICOS  
DISTRIBUIDOS EM REDES ELÉTRICAS**

Dissertação de Mestrado

Juiz de Fora

2023

**Thiago Ribeiro de Barros**

**DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA PYTHON/PSCAD PARA  
GERENCIAMENTO ATIVO DE RECURSOS ENERGÉTICOS  
DISTRIBUIDOS EM REDES ELÉTRICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientadores: Janaína Gonçalves de Oliveira, Ph.D. e Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

de Barros, Thiago Ribeiro.

DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA PYTHON/PSCAD PARA GERENCIAMENTO ATIVO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EM REDES ELÉTRICAS / Thiago Ribeiro de Barros. – 2023.

92 f. : il.

Orientadores: Janaína Gonçalves de Oliveira, Ph.D. e Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Plataforma Python/PSCAD. 2. Recursos Energéticos Distribuídos. 3. Modelo de Controle Preditivo. 4. Gerenciamento Ativo da Rede 5. Controle Otimizado. de Oliveira, Janaína Gonçalves, orient. II. de Oliveira, Leonardo Willer, orient. III. Título.

**Thiago Ribeiro de Barros**

**Desenvolvimento de uma plataforma PYTHON/PSCAD para gerenciamento ativo de recursos energéticos distribuídos em redes elétricas**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 15 de setembro de 2023.

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira** - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Profa. Dra. Janaína Gonçalves de Oliveira** - Coorientadora

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Robson Francisco da Silva Dias**

Universidade Federal do Rio de Janeiro

**Profa. Dra. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo**

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 30/08/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 15/09/2023, às 16:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Debora Rosana Ribeiro Penido Araujo, Professor(a)**, em 18/09/2023, às 14:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Robson Francisco da Silva Dias, Usuário Externo**, em 25/09/2023, às 07:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Janaina Goncalves de Oliveira, Professor(a)**, em 13/11/2023, às 16:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1441181** e o código CRC **75356985**.

---

*Dedico este trabalho a minha Família  
e em especial a minha mãe que amarei incondicionalmente  
e estará eternamente em minhas lembranças.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha mãe Nelcelita que sempre me abençoou, incentivou, apoiou e amou. Tenho certeza que estará para sempre me protegendo.

Agradeço aos meus pais Joaquim e Nelcelita, por terem me dado todo apoio e suporte necessário para conseguir finalizar mais uma etapa da minha vida, confiando em mim sempre.

Às minhas irmãs, Thais e Priscila, pelos conselhos e incentivo para que eu me tornasse uma pessoa melhor a cada dia.

Agradeço à minha namorada Júlia, por me proporcionar momentos únicos, acompanhar, confiar e também por me apoiar sempre.

Aos meus amigos de República, Henrique e Pedro, pelos diversos momentos de alegria, fazendo sempre o dia mais leve, e também por termos criado laços de amizade que serão levados por toda a vida.

Aos meus amigos, Mateus e Luis Arthur, pelos diversos momentos de apoio e ajuda que foram dados a mim durante o mestrado e também pela construção de uma amizade verdadeira que perdurará.

Agradeço ao João Archetti e à Marina Mattos por toda a ajuda na realização desse trabalho, sempre com muito companheirismo, dedicação e paciência.

Aos meus Orientadores Janaína Gonçalves de Oliveira e Leonardo Willer de Oliveira, pelo auxílio, compreensão, amizade e dedicação para realização deste trabalho.

A todos os professores que fizeram parte da minha vida, construindo um conhecimento sólido e duradouro.

Ao CNPq, à FAPEMIG, ao Inerge, ao Finep, à CAPES, à ANEEL, à PETROBRAS, ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica - PPEE e a Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, pelo suporte financeiro concedido durante o desenvolvimento da Dissertação, pela estrutura física, equipamentos e pelo ensino gratuito e de qualidade.

“Onde um dia houve amor,  
a saudade assume o lugar.  
Onde um dia esteve você,  
só a lembrança pode me consolar!”  
(Marianna Moreno)



## RESUMO

A operação de redes de energia elétrica tornou-se um desafio devido ao incentivo à Geração Distribuída (GD) e à alta inserção de fontes alternativas variáveis, que podem gerar impactos técnicos e econômicos, cuja avaliação deve estar associada a técnicas de controle que mitiguem possíveis problemas. Com isso, uma solução conhecida como Gestão Ativa de Redes, do inglês *Active Network Management* (ANM), permite que um algoritmo de tomada de decisões ajuste parâmetros de equipamentos conectados ao sistema elétrico, a partir da detecção de violação de restrições técnicas e/ou econômicas. Nesse cenário, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) podem ser cruciais no controle da potência injetada por fontes renováveis, porém, devido ao seu alto custo, o gerenciamento de SAEs via ANM deve considerar, além de critérios técnicos de suporte à rede, critérios econômicos para tornar tais investimentos atrativos. Com isso, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma plataforma de simulação que integre o *software* PSCAD com a linguagem Python, buscando criar uma ferramenta que retrate características realistas e dinâmicas do funcionamento de um sistema elétrico com o PSCAD, além de possibilitar a aplicação de algoritmo de controle por meio do ambiente em Python. A partir da plataforma Python/PSCAD, será modelada no *software* PSCAD uma rede elétrica com sistemas fotovoltaicos (PVs), veículos elétricos (VEs) e bancos de baterias, além de controles locais, coordenados e de otimização. Os controles locais e coordenados foram implementados em blocos programáveis do PSCAD e atuam nos problemas de sub e sobretensão da rede. Já na Interface do python, implementou-se o controle otimizado, um algoritmo de otimização baseado em um Modelo de Controle Preditivo (MCP), que determina a curva ótima de operação dos bancos de baterias a cada hora de simulação, com o objetivo de reduzir o custo de operação do sistema. Os controles locais são aplicados nos conversores dos sistemas PVs. Os controles coordenado e otimizado, por sua vez, atuam em conjunto no conversor bidirecional dos bancos de baterias, sendo o controle coordenado prioritário por atuar nos perfis de tensão da rede elétrica em momentos de violação e o controle otimizado em momentos em que a tensão do sistema está dentro dos limites estabelecidos. Os resultados obtidos mostram que os controles locais e coordenados conseguem atuar e corrigir problemas de sub e sobretensão, enquanto que o controle otimizado é capaz de reduzir o custo de operação da rede quando habilitado. Assim, a plataforma proposta realiza o monitoramento técnico-econômico do sistema de distribuição, tornando-se uma ferramenta promissora para a criação de algoritmos de gerenciamento ativo de redes elétricas em simulações dinâmicas.

Palavras-chave: Plataforma Python/PSCAD. Recursos Energéticos Distribuídos. Modelo de Controle Preditivo. Gerenciamento Ativo da Rede. Controle Otimizado.

## ABSTRACT

The operation of electric energy networks has become a challenge due to the incentive for Distributed Generation (DG) and the high insertion of variable alternative sources, which can generate technical and economic impacts, whose evaluation must be associated with control techniques that mitigate possible problems. With this, a solution known as Active Network Management (ANM), allows a decision-making algorithm to adjust parameters of equipment connected to the electrical system, based on the detection of violation of restrictions technical and/or economic. In this scenario, Energy Storage Systems (ESSs) can be crucial in controlling the power injected by renewable sources, however, due to their high cost, the management of ESSs by the ANM must consider, in addition to technical criteria to support the grid, criteria to make such investments attractive. With this, the present work proposes the development of a simulation platform that integrates software PSCAD with the Python language, seeking to create a tool that portrays realistic and dynamic characteristics of the operation of an electrical system with PSCAD, in addition to enable the application of a control algorithm through the Python environment. Using the Python/PSCAD platform, an electrical network with photovoltaic systems (PVs), electric vehicles (EVs) and battery banks will be modeled in software PSCAD, as well as local, coordinated and optimization controls. Local and coordinated controls were implemented in PSCAD programmable blocks and act on network undervoltage and overvoltage problems. In the python Interface, the optimized control was implemented, an optimization algorithm based on a Model Predictive Control (MPC), which determines the optimal operating curve of the battery banks at each hour of simulation, with the objective of reducing the cost of operating the system. Local controls are applied to PV system converters. The coordinated and optimized controls, in turn, act together in the bidirectional converter of the battery banks, with the coordinated control having priority for acting on the voltage profiles of the electrical network in times of violation and the optimized control in times when the voltage of the system is within established limits. The obtained results show that the local and coordinated controls are able to act and correct under and overvoltage problems, while the optimized control is able to reduce the cost of operating the network when enabled. Thus, the proposed platform performs the technical-economic monitoring of the distribution system, becoming a promising tool for the creation of algorithms for active management of electrical networks in dynamic simulations.

Key-words: Python/PSCAD Platform. Distributed Energy Resources. Model Predictive Control. Active Network Management. Optimized Control.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Modelo ideal da célula PV. . . . .	27
Figura 2 – Modelo da célula PV com resistências parasitas. . . . .	28
Figura 3 – Comportamento do modelo matemático da célula solar fotovoltaica. . .	29
Figura 4 – Topologia do conversor CC/CC Bidirecional em corrente. . . . .	32
Figura 5 – Malha de controle de tensão no barramento CC. . . . .	33
Figura 6 – Topologia do conversor CC/CA - Trifásico. . . . .	33
Figura 7 – Diagrama de blocos da dinâmica de controle do lado CA. . . . .	35
Figura 8 – Diagrama simplificado do circuito de potência de um conversor de meia ponte CC/CA. . . . .	37
Figura 9 – Circuito equivalente do conversor de meia-ponte CC/CA em modelo médio. . . . .	38
Figura 10 – Diagrama unifilar do alimentador teste EPRI CKT5 gerado no OpenDSS. 43	
Figura 11 – Diagrama unifilar do sistema EPRI-CKT5 Modificado e identificação das conexões dos sistemas PVs, VEs e Banco de Baterias. . . . .	45
Figura 12 – Visão Geral do sistema PV implementado no PSCAD. . . . .	46
Figura 13 – Curva normalizada de Irradiação aplicado nos sistemas PVs. . . . .	47
Figura 14 – Curva de demanda média dos Veículos Elétricos. . . . .	48
Figura 15 – Representação das Tomadas dos VEs implementadas no PSCAD. . . .	49
Figura 16 – Circuito de interface entre o Banco de Baterias e o sistema elétrico, implementado no PSCAD. . . . .	50
Figura 17 – Diagrama explicativo do funcionamento do controle ON-OFF. . . . .	53
Figura 18 – Saída do inversor com geração PV com 80% da capacidade nominal. . .	54
Figura 19 – Curva de resposta ao controle da bateria: Potência x Tensão do sistema. 55	
Figura 20 – Curvas normalizadas de carga do sistema, carga dos Veículos Elétricos e Irradiação. . . . .	59
Figura 21 – Diagrama explicativo do funcionamento da plataforma Python/PSCAD. 63	
Figura 22 – Exemplificação do horizonte deslizante. . . . .	64
Figura 23 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso base. . . . .	66
Figura 24 – Curva de potência ativa da subestação referente ao caso base. . . . .	67
Figura 25 – Curva de potência reativa da subestação referente ao caso base. . . .	67
Figura 26 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 2. . . . .	68
Figura 27 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 2. . . . .	69
Figura 28 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 2. . . . .	69
Figura 29 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 3. . . . .	70
Figura 30 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 3. . . . .	71
Figura 31 – Curvas de potência dos bancos de baterias para o Caso 3. . . . .	72
Figura 32 – Curvas dos SOCs dos bancos de baterias para o caso 3. . . . .	72
Figura 33 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 3. . . . .	73

Figura 34 – Modo de operação do despacho das baterias para o caso 4. . . . .	74
Figura 35 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 4. . . . .	75
Figura 36 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 4. . . . .	75
Figura 37 – Curvas de potência dos bancos de baterias para o Caso 4. . . . .	76
Figura 38 – Curvas dos SOCs dos bancos de baterias para o caso 4. . . . .	77
Figura 39 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 4. . . . .	77
Figura 40 – Modo de operação do despacho das baterias para o caso 5. . . . .	78
Figura 41 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 5. . . . .	79
Figura 42 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 5. . . . .	79
Figura 43 – Curvas de potência dos bancos de baterias para o Caso 5. . . . .	80
Figura 44 – Curvas dos SOCs dos bancos de baterias para o caso 5. . . . .	80
Figura 45 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 5. . . . .	81

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação da abordagem proposta com outras literaturas. . . . .	24
Tabela 2 – Tipos de baterias e suas principais características. . . . .	31
Tabela 3 – Classificação da tensão de atendimento para $1\text{kV} < V < 69\text{kV}$ . . . . .	39
Tabela 4 – Projeto dos Arranjos fotovoltaicos conectados no sistema EPRI CKT5. . . . .	44
Tabela 5 – Parâmetros de simulação dos sistemas fotovoltaicos. . . . .	47
Tabela 6 – Parâmetros de simulação dos Veículos Elétricos. . . . .	50
Tabela 7 – Parâmetros de simulação dos Bancos de Baterias. . . . .	51
Tabela 8 – Dimensionamento e localização dos bancos de baterias. . . . .	52
Tabela 9 – Resumo dos parâmetros utilizados na otimização e simulação. . . . .	59
Tabela 10 – Parâmetros de Simulação do PSCAD. . . . .	65
Tabela 11 – Custos de operação (R\$) e atendimento dos limites de tensão. . . . .	81

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIMMS	<i>Advanced Interativo Multidimensional Modeling System</i>
AMPL	<i>A Modeling Language for Mathematical Programming</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Gerenciamento Ativo da Rede ( <i>Active Network Management</i> )
BESS	Armazenadores de Energia por Baterias ( <i>Battery Energy Storage System</i> )
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CC	Corrente Contínua
CCR	Controle da correlação de <i>Ripple</i> ( <i>Ripple correlation control</i> )
CIN	Método Condutância Incremental ( <i>incremental conductance</i> )
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CVXOPT	<i>Convex Optimization Package</i>
DNO	Operadoras da Rede de Distribuição ( <i>Distribution Network Operator</i> )
EPRI	Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica ( <i>Electric Power Research Institute</i> )
FAPEMIG	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FOB	Função Objetivo
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GC	Gerador Convencional
GD	Geração Distribuída
GLPK	<i>GNU Linear Programming Kit</i>
IGBT	Transistor Bipolar com Gatilho Isolado ( <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> )
INERGE	Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Engenharia Elétrica

LABSIM	Laboratório de Simulações Multiplataforma
MCP	Modelo de Controle Preditivo
MMGD	Microgeração e Minigeração Distribuída
MPPT	Rastreador do Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point Tracking</i> )
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PADE	<i>Python Agent Development</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P&O	método Perturbação e Observação ( <i>perturb and observe</i> )
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
PPEE	Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSCAD	<i>Power Systems Computer Aided Design</i>
PSCAD AL	<i>PSCAD Automation Library</i>
PV	Fotovoltaica ( <i>Photovoltaic</i> )
PWM	Modulação por Largura de Pulso ( <i>Pulse Width Modulation</i> )
PyPI	<i>Python Package Index</i>
RED	Recurso Energético Distribuído
REN	Resolução Normativa
RMS	Raiz quadrada média ( <i>Root Mean Square</i> )
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SED	Sistemas Elétricos de Distribuição

SET	Sistemas Elétricos de Transmissão
SOC	Estado de Carga ( <i>State of Charge</i> )
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
UC	Unidade Consumidora
VSC	Conversor Fonte de Tensão ( <i>Voltage Source Converter</i> )



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>17</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO . . . . .	17
1.2	IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO . . . . .	19
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONTRIBUIÇÕES . . . . .	20
1.4	OBJETIVOS . . . . .	25
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO . . . . .	25
1.6	PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	26
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS . . . . .</b>	<b>27</b>
2.1	MODELAGEM DE UM PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO . . . . .	27
2.1.1	Rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT) . . . . .	30
2.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS	30
2.3	CONVERSORES ESTÁTICOS DE POTÊNCIA . . . . .	31
2.3.1	Conversor CC/CC Bidirecional em corrente . . . . .	32
2.3.2	Conversor CC/CA Trifásico . . . . .	33
2.3.3	Modelo Médio dos conversores estáticos de potência . . . . .	34
2.4	REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DIS- TRIBUIÇÃO . . . . .	39
2.4.1	Controles Locais de Tensão . . . . .	39
2.4.1.1	Controle ON-OFF . . . . .	40
2.4.1.2	Controle Reativo . . . . .	40
2.4.2	Controle Coordenado . . . . .	41
2.5	MODELO DE CONTROLE PREDITIVO . . . . .	41
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA . . . . .</b>	<b>43</b>
3.1	SISTEMA DE POTÊNCIA EM ESTUDO . . . . .	43
3.1.1	Sistema de Distribuição: EPRI-CKT5 MODIFICADO . . . . .	43
3.1.2	Modelos dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) . . . . .	44
3.1.2.1	Sistemas de Geração Fotovoltaica (PV) . . . . .	44
3.1.2.2	Veículos Elétricos . . . . .	48
3.1.2.3	Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias . . . . .	49
3.2	CONTROLADORES LOCAIS, COORDENADO E OTIMIZADO . . . . .	52
3.2.1	Controle ON-OFF (Sistemas PV) . . . . .	52
3.2.2	Controle Reativo (Sistemas PV) . . . . .	53
3.2.3	Controle Coordenado . . . . .	54
3.2.4	Controle otimizado: Otimização da operação dos Bancos de Baterias . . . . .	55

3.2.4.1	Parâmetros do Otimizador . . . . .	58
3.3	AMBIENTE DE CO-SIMULAÇÃO . . . . .	58
3.3.1	Plataforma Python/PSCAD . . . . .	60
3.3.2	Aplicação do Horizonte Deslizante . . . . .	62
<b>4</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>65</b>
4.1	PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO . . . . .	65
4.2	SIMULAÇÕES REALIZADAS . . . . .	65
4.2.1	Caso 1: Caso base do sistema EPRI CKT5 modificado . . . . .	66
4.2.2	Caso 2: Caso base com ativação dos sistemas PVs e VEs . . . . .	68
4.2.3	Caso 3: Caso base com ativação dos sistemas PVs, VEs, bancos de baterias e controles locais e coordenados . . . . .	70
4.2.4	Caso 4: Caso base com ativação dos sistemas PVs e VEs, adição do controle coordenado e despacho ótimo dos bancos de baterias. . . . .	73
4.2.5	Caso 5: Caso base com ativação dos sistemas PVs e VEs, adição dos controles locais e coordenado e despacho ótimo dos bancos de baterias. . . . .	78
4.3	ANÁLISE ECONÔMICA DOS CASOS SIMULADOS . . . . .	81
4.4	TEMPO DE RESPOSTA DA PLATAFORMA PYTHON/PSCAD . . . . .	83
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>84</b>
5.1	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	85
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>86</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O setor elétrico mundial está passando por constantes transformações técnicas e econômicas, impactando na sua configuração tradicional, de um sistema centralizado, no qual existem grandes centrais de produção de energia elétrica com fluxos unidirecionais em direção aos consumidores finais, como cidades e indústrias, além destes estarem longe dos grandes centros geradores. Essa transformação está sendo incentivada em grande parte pela conscientização ambiental unida a descarbonização da matriz energética e novos avanços tecnológicos, que permitem a descentralização da geração de energia a partir de fontes alternativas, como Geração Distribuída (GD) [1, 2].

Segundo [3] e [4], a GD refere-se a geração de energia elétrica a partir de fontes de combustíveis fósseis ou fontes de energia renováveis, como plantas fotovoltaicas, eólicas ou pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Essas plantas são instaladas próximas das unidades consumidoras (UCs), sendo conectadas diretamente ou indiretamente aos sistemas de distribuição. Além disso, a GD pode ser usada para o autoconsumo ou ser injetada pelo prosumidor (usuário da rede que pode produzir e consumir energia elétrica) na rede de distribuição. No Brasil, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição [5].

A GD pode trazer benefícios para o sistema, quando aproxima a geração das regiões de consumo, reduzindo o carregamento das redes e a consequente diminuição das perdas elétricas, aumentando também a confiabilidade do sistema ao diminuir a dependência dos preços dos combustíveis fósseis e da sazonalidade das chuvas. Além disso, a busca por energia limpa aumenta o crescimento das fontes renováveis de energia, como energia solar fotovoltaica e energia eólica, além de abranger recursos energéticos distribuídos (RED), como carros elétricos, armazenadores de energia e outros. Vale ressaltar, que a inserção dos REDs tem aumentado devido ao papel mais ativo dos consumidores unido à evolução das tecnologias de telecomunicação e controle, que torna-os investimentos atrativos, devido à redução dos custos [6, 7].

No Brasil, a Resolução Normativa REN 482/2012 deu início a regulamentação da GD, além de ser aprimorada pela REN 687/2015, que tinha o objetivo melhorar e manter a qualidade na prestação do serviço e na capacidade da geração de energia solar, e assim incentivar e expandir um novo mercado no Brasil. E em janeiro de 2022 entrou em vigor a Lei 14.300/2022 que institui o Marco Legal da microgeração e minigeração distribuída (MMGD). A lei trás mudanças, como a cobrança gradual das despesas relacionadas à infraestrutura e investimentos da rede pública. Por outro lado, a lei flexibiliza os critérios

de geração compartilhada, criados anteriormente pelas RENs, e o comércio de excedente de energia, o que pode incentivar a construção de grandes empreendimentos de minigeração [8].

Diante disso, observando o cenário brasileiro, espera-se a continuidade do crescimento da GD nos sistemas elétricos, principalmente com o aproveitamento da energia solar e eólica. De acordo com Operador Nacional do Sistema (ONS) a energia solar, eólica e MMGD atualmente suprem 5%, 12,9% e 11,2% da demanda do Brasil, respectivamente. A projeção para 2027 é de que a participação dessas fontes no suprimento de energia elétrica nacional ultrapassa 32%. Vale destacar que a demanda do sistema aumentará em mais de 25% até 2027. Além disso, espera-se que a energia solar fotovoltaica (PV), que hoje atende 5% da carga (10.556 MW), supra, em 2027, 8,1% (18.994 MW) da carga brasileira, praticamente dobrando sua capacidade instalada em apenas 4 anos [9].

Como pode ser observado é evidente o crescimento da GD e seus benefícios, com destaque para a participação atual da MMGD que supre mais de 10% da demanda nacional. Porém, esse crescimento cria incertezas sobre a demanda e a matriz energética futura. Além disso, essa nova topologia das redes, descentralizada, exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição, necessitando de novas metodologias, ferramentas e informações para realização de planejamentos energéticos de forma eficiente. A grande dificuldade da integração de fontes renováveis é, por exemplo, a variação da irradiação solar ou da velocidade do vento, causando desbalanços entre a carga e a geração, ocasionando desvios na tensão e frequência do sistema [10].

Dessa forma, a inserção descontrolada da GD nas redes elétricas pode causar problemas quanto aos sistemas de proteção da rede e à qualidade da energia. Assim, para usufruir dos benefícios da GD sem causar problemas ao sistema, são necessárias medidas que promovam uma integração adequada desses recursos aos sistemas de distribuição [11].

Neste contexto, o Gerenciamento Ativo da Rede (do inglês, *Active Network Management* - ANM) vem se destacando na literatura como uma forma de controle de carga e geração, para manter os parâmetros do sistema dentro de limites predeterminados de forma autônoma. Com isso, os operadores da rede de distribuição (do inglês, *Distribution Network Operator* - DNO) estabelecem acordos com os prosumidores ou investidores, permitindo uma conexão flexível, no qual os geradores distribuídos são controlados com objetivo de otimizar a operação da rede de distribuição. Assim, diferente dos controles tradicionais que buscam a máxima injeção de potência pela GD, com o Gerenciamento Ativo, os recursos da rede estão sujeitos a alterações nas potências injetadas e consumidas a fim de prestarem suporte à rede, garantindo a qualidade do fornecimento de energia elétrica [12]. O papel do DSO pode ser ocupado por concessionárias de distribuição, fornecedores de energia independentes ou operadores do sistema de transmissão, porém, é visto a necessidade de criação de leis e normas para definição de diretrizes e direitos desse

mercado de gerenciamento das redes [6].

## 1.2 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO

Como já comentado, a rede de distribuição ganha cada vez mais autonomia, pela topologia descentralizada que está se formando, a partir da conexão de micro e minigeradores, equipamentos de armazenamento de energia e gerenciamento de carga pelo lado da demanda. Dessa forma, ao comparar esse novo conceito de redes elétricas com os sistemas tradicionais, fica evidente a maior complexidade das redes de distribuição ativas. Portanto, o ANM pode ser uma ferramenta importante para os operadores controlarem de forma segura e eficaz a rede, mitigando riscos, além de tornar viável economicamente o funcionamento do sistema [13, 14].

Em uma rede de distribuição ativa, parâmetros como tensão, frequência, limites dos equipamentos e até informações econômicas, são constantemente monitorados e, em casos de violações de restrições técnicas e econômicas, um algoritmo ajusta a saída dos REDs, como potência Ativa e reativa inseridas na rede, buscando manter tais parâmetros dentro dos limites aceitáveis [15, 16]. Nesse cenário, gerenciar o equilíbrio de energia e estabilidade de uma rede requer grande esforço, devido à quantidade de variáveis e recursos energéticos que estão inseridos no sistema [17]. Com isso, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) podem ser cruciais na suavização da potência injetada pelas fontes variáveis, como a energia solar, e com isso amenizar e até acabar com problemas na regulação da tensão e frequência [18].

De acordo com [19] a aplicação de SAEs são de grande importância para o desenvolvimento de uma Microrrede, uma vez que este tipo de tecnologia torna possível a conexão de fontes variáveis em larga escala. SAEs possuem características funcionais semelhantes a de um gerador síncrono, aumentando a inércia da rede, absorvendo desajustes temporários de geração de potência e demanda, além de auxiliarem na regulação de tensão e frequência [20]. No entanto, fatores limitantes como alto custo e pouco conhecimento sobre tecnologias e controle envolvendo SAEs podem dificultar o uso dessas unidades no sistema [21]. Dessa forma, o gerenciamento dos SAEs pautados, não apenas no suporte técnico da rede, mas principalmente, em objetivos econômicos, buscando aproveitar as oportunidades do mercado e tornar tais investimentos atrativos, reforça a importância dos estudos desses equipamentos no ANM [22].

Com isso, para uma correta operação do sistema é necessário o desenvolvimento de algoritmos de gerenciamento ativo da rede que consigam, por exemplo, minimizar perdas, controlar as grandezas elétricas do sistema, maximizar lucros com as variações tarifárias do mercado, além de outros objetivos, como é visto em trabalhos recentes [22, 23, 24]. Como resultado desses avanços, as abordagens baseadas em simulação, ou seja, testes de integração e interação dos componentes do sistema elétrico conectados com os algoritmos de

controle, são vitais no desenvolvimento e implantação de soluções para o ANM. Dentre as abordagens de simulação podemos citar a co-simulação, que de maneira geral, é o conjunto de técnicas e aspectos teóricos que se integram possibilitando a simulação de um sistema complexo, composto por unidades de sistemas capazes de desenvolver comportamentos que consomem dados de entrada e geram dados de saída [25, 26].

Dessa forma, surgem como motivações para o desenvolvimento desse trabalho os problemas causados pela alta injeção de sistemas PVs, as vantagens técnicas e econômicas que os REDs podem trazer para as redes elétricas e a necessidade de uma plataforma de simulação eficiente. Com isso, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma ampla rede elétrica de distribuição conectada a sistemas PVs e Sistemas de Armazenamento de Energia por baterias (do inglês, *Battery Energy Storage System* (BESS)) comandados por controles locais (Sistemas PVs), coordenados e otimizados (baterias). Além disso, está incluso a criação de uma plataforma de co-simulação entre a linguagem Python, onde o resultado do controle otimizado é gerado, e o *software* PSCAD, onde todo o sistema elétrico é simulado.

### 1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONTRIBUIÇÕES

Analisando as motivações previamente citadas em pesquisas realizadas até o momento, é nítida a transformação que os Sistemas Elétricos de Distribuição (SED) estão sofrendo, tornando-se cada vez mais complexos [27]. Os esforços para descarbonizar a matriz energética mundial levaram ao crescimento de fontes renováveis de energia, já citadas anteriormente. Dessa forma, algumas das transformações nos SED, devido à presença de REDs, já são vistas na literatura, como: fluxo de potência bidirecional, com a energia fluindo do SED para o Sistema Elétrico de Transmissão (SET) [28]; geração distribuída variável, com o aumento das fontes renováveis não despacháveis [27]; Novos modelos de mercados e negócios [29]; resposta da demanda, com o gerenciamento do consumo de energia baseado nos preços do mercado [30]; e um novo perfil de cliente, que usufrui cada vez mais das novas tecnologias [31].

Dentro deste contexto, pode-se afirmar que essas transformações requerem novas ferramentas computacionais, tecnologias e estudos especializados para avaliação das condições de operação e planejamento das concessionárias para atender, com melhor qualidade de serviço, a esse novo mundo. Com isso, os SAEs vêm se destacando na literatura como elementos importantes para garantir a qualidade da energia e estabilidade dos sistema [20].

Em relação aos tipos de SAEs, eles se diferem por tecnologia, possuindo diferenças em diversos aspectos, como: capacidade de armazenamento, tempo de resposta, vida útil, custo, estabilidade e outros. Nesse contexto, destaca-se as baterias eletroquímicas, com um rápido tempo de resposta, assim como os flywheels, supercapacitores, hidrelétricas reversíveis e outros [32].

Em [33] é feito uma revisão, levando em consideração aspectos técnicos e econômicos, das principais tecnologias de SAEs desenvolvidas, destacando as baterias de Chumbo-ácido, Íon-lítio (Li-íon), Níquel-Cádmio (NiCd) e Hidreto metálico de Níquel (NiMH), como adequadas para implementação em microrredes. Esses quatro tipos de baterias foram comparados em [34], mostrando que baterias de íon-lítio apresentaram maior potencial de aplicação em veículos elétricos e para integração de geradores distribuídos em sistemas de distribuição, devido à alta densidade de energia, rápida resposta e variação de tensão relativamente estável. No entanto, ainda é uma tecnologia de custo inicial elevada, comparada as baterias de Chumbo-ácido que são as mais utilizadas.

Já observando aspectos técnicos da utilização dos SAEs, em [35] é analisado os capacitores, baterias de fluxo e armazenamento de energia magnética por supercondutores. De acordo com os resultados, os SAEs contribuem de forma significativa para aumentar a robustez e a capacidade de amortecimento do sistema de potência, diminuindo as oscilações de carga e geração. Já o artigo [36] utiliza BESS para dar suporte às fontes renováveis com características variáveis, fornecendo energia adicional à rede no momento de ausência de geração por parte dessas.

O trabalho [37], propõe um modelo de Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo para a coordenação ótima de BESSs, sistemas PVs e Eólicos, e Geradores Convencionais (GCs), sendo todo o sistema modelado no *software* AMPL (do inglês *A Modeling Language for Mathematical Programming*). Os testes foram realizados em um sistemas de distribuição teste de 33 barras e no sistema de distribuição real de 141 barras localizado em Caracas. Os resultados permitem concluir que o modelo proposto para coordenação ótima de BESSs com REDs é adequado para aplicações da vida real, resultando em importantes reduções de perdas de potência e achatamento de perfis de tensão.

Por fim, o estudo em [38] avaliou o efeito do gerenciamento do SOC no desempenho econômico de um BESS na regulação de tensão em uma rede de distribuição. Foram implementados cinco cenários diferentes de gestão do SOC e foi desenvolvido um modelo técnico-econômico para determinar as vantagens e desvantagens destes cenários de gestão. Além disso, foi realizada uma análise de sensibilidade para examinar até que ponto o valor presente líquido foi afetado pelos limiares de restauração do SOC. Com isso, os resultados mostraram que o valor presente líquido aumentou quando foram considerados os cenários de gestão do SOC.

Por outro lado, a inserção das baterias acarreta maior complexidade a rede elétrica, devido ao aumento das variáveis monitoradas. Nesse sentido, o Gerenciamento Ativo da Rede, ganha atenção, por ser uma das soluções na literatura, que consegue controlar essa combinação de REDs conectado aos sistemas elétricos. Aprofundando nesse tema, pode-se citar dois principais controles dos inversores dos REDs, o Controle Local que possui a característica de monitoramento e regulação local, no PAC, de variáveis, como

tensão, frequência e conteúdo harmônico; e o controle Coordenado que se caracteriza por definir variáveis de monitoramento e controle da rede elétrica, possibilitando a operação coordenada dos inversores dos REDs conectados a rede elétrica, na obtenção da melhora da qualidade da energia em todo o sistema [15].

Em [39] é proposta uma abordagem determinística no planejamento de uma Rede elétrica, dentro de um ambiente de mercado, considerando múltiplas configurações de sistemas eólicos e fotovoltaicos. A partir de uma rede de distribuição radial com 30 barras, e com a aplicação de controles locais no gerenciamento da tensão secundária do OLTC e no fator de potência dos REDs, foi possível analisar as melhores localizações dos REDs e seus impactos técnicos, econômicos e sociais, no sistema analisado.

Em [40] e [41] é proposto um controle local de potência reativa nos inversores dos sistemas PVs, para controle de sobretensão da rede elétrica. A abordagem leva em consideração a capacidade e localidade dos inversores e limites de fator de potência definidos pela regulamentação. Porém, em [40] também é feita uma análise de sensibilidade de tensão das barras do sistema com o intuito de construir uma Sistema Central de Gerenciamento de Energia Reativa, que possibilite que inversores com potência aparente ociosa também possa contribuir na regulação de tensão dos sistema, ideia essa que pode se caracterizar como um controle Coordenado. Resultados experimentais são apresentados para validação dos métodos, sendo utilizado um sistema de distribuição teste e três inversores fotovoltaicos.

Já em [42], além do controle local que controla a potência ativa da GD, o trabalho também aborda o gerenciamento ativo da rede em tempo real em conjunto com técnicas de fluxo de potência ótimo, para reduzir custos, aumentar o aproveitamento dos recursos renováveis e tornar o sistema mais robusto e estável.

Em [15], são investigados os benefícios técnicos e econômicos que os REDs podem trazer para um sistema elétrico. O trabalho propõe um gerenciamento ativo da rede com uma estrutura de controles, espalhadas pelos REDs e sensíveis ao perfil de tensão do sistema. A partir de análises comparativas de controles centralizados baseados em técnicas de Fluxo de Potência Ótimo, o trabalho mostrou que a coordenação através do ANM das potências ativa e reativa injetadas pelos REDs, operando com diferentes custos por serviços auxiliares, mitigou os problemas de sobrecarga e de tensão das linhas. A comparação também mostrou que as ações assertivas do ANM, atinge custos reduzidos que garantem a operação contínua e segura da rede elétrica.

Utilizando o pacote Matpower, em [43] é feita uma avaliação de desempenho da otimização volt/var utilizando diferentes ativos e recursos de propriedade da concessionária com base em um algoritmo multiobjetivo com duas escalas de tempo. Na escala de tempo lento, utiliza bancos de capacitores e comutadores em carga para minimizar perdas e variações de tensão no sistema e maximizar a vida útil dos ativos. Na escala mais rápida, o uso de fontes de energia renováveis é otimizado, além do uso das estações de carregamento



de VEs e BESSs para limitar ainda mais a variação de tensão e as perdas do sistema. Os testes são realizados em uma rede de distribuição IEEE modificada de 33 barras e os resultados mostram a eficácia do algoritmo proposto.

Na pesquisa realizada em [44], a programação ideal para o dia seguinte é feito para uma microrrede, com base em dados reais de desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos, além de BESSs e outras GDs. Para isso, a função objetivo minimiza o custo operacional total do sistema ao longo do período de programação. Além disso, o problema é resolvido pelo algoritmo híbrido de otimização de baleias e busca de padrões. Para confirmar o desempenho superior da abordagem recomendada, também foi realizada uma comparação completa entre o algoritmo híbrido e outros algoritmos de otimização conhecidos.

Além do ANM, outros tipos de controle também são propostos. Em [45] é feita uma revisão sobre a aplicabilidade do MCP em microrredes individuais e interconectadas, incluindo estratégias de controle para conversores e redes elétricas. Esta pesquisa mostra que o MCP, que se baseia em modelos de previsão de informações, está no início da aplicação em microrredes e surge como uma alternativa competitiva para métodos convencionais em regulação de tensão, controle de frequência, gerenciamento de fluxo de energia e operação econômica otimizada. De forma mais prática, em [46] é proposto o desenvolvimento de um esquema de controle MCP, para garantir a operação ótima de uma microrrede em modo conectado e ilhado, melhorando os indicadores de continuidade, garantindo os requisitos de rede, estendendo o ciclo de vida da bateria e reduzindo os impactos da demanda ponta e as variações da geração renovável. Os resultados da simulação destacam a eficácia da estratégia de controle proposta, obtendo melhorias nos indicadores de continuidade. O sistema foi construído no ambiente do Matlab/Simulink para fornecer os resultados da simulação.

Como já comentado, para o desenvolvimento do ANM é necessário abordagens realísticas, que consigam expressar de forma correta o comportamento das redes elétricas. Dentre as referências citadas, os trabalhos [40] e [41] são baseados em experimentos reais. Já os trabalhos [39] e [42], se baseiam em *softwares* algébricos, como o GAMS (do inglês *General Algebraic Modeling System*) e AIMMS (*Advanced Interativo Multidimensional Modeling System*), respectivamente. O trabalho [42] também utiliza o *software* OpenDSS para a simulação da rede e obtenção do resultado de fluxo de potência do sistema, assim como em [15] que utiliza o pacote Matpower.

De forma a complementar os métodos de simulações vistos, vale ressaltar o artigo [47], que trata de um controle hierárquico de dois estágios em microrredes. O procedimento consiste na segmentação do controle nos níveis primário e secundário, permitindo assim a aplicação de dinâmicas mais rápidas e mais lentas de acordo com o processo. No controle primário é proposto um método baseado em um controle *droop*. Já o controle secundário é realizado por um esquema de coordenação multiagente distribuído executado no PADE (do

inglês *Python Agent Development*). Os resultados são obtidos por co-simulação envolvendo o *software* PSCAD e a plataforma PADE, sendo obtidos como resultados estratégias de controle de potência reativa de fontes não despacháveis, dinâmicas de compartilhamento de SAEs e gerenciamento de cargas de microrredes, todas baseadas no sistema multiagente.

Para representar os benefícios do método proposto neste trabalho, foi feita uma comparação com as referências citadas anteriormente através da Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação da abordagem proposta com outras literaturas.

Referências	Microrrede	PV	VE	BESS	Programação Linear	MCP	Análise Dinâmica	Sistema Real	Modo Conexão a Rede	Monitoramento Técnico	Monitoramento Econômico
[37]	✓	✓		✓	✓			✓	✓	✓	
[39]	✓	✓							✓	✓	✓
[48]	✓	✓					✓	✓	✓	✓	
[42]	✓	✓			✓		✓	✓	✓	✓	✓
[15]	✓	✓			✓		✓	✓	✓	✓	✓
[46]	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	
[49]	✓	✓		✓			✓	✓	✓	✓	
[43]		✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓
[38]				✓				✓	✓	✓	✓
[44]	✓	✓		✓		✓			✓	✓	✓
Abordagem proposta	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como visto, a utilização de baterias para mitigação de problemas causados pelo aumento da GD no SED é uma realidade, sendo necessário avaliar a melhor forma de gerenciá-la. Neste contexto, o ANM contribui com controles locais e coordenados aplicados não somente nos SAEs, mas na GD, além do MCP que também pode contribuir com modelos e análises de previsão. Conforme mostrado na tabela 1 e na revisão feita, podem ser encontradas diversas técnicas de controle e otimização para o gerenciamento ativo de SED. Contudo, existem lacunas quanto à análise dos aspectos técnicos e econômicos do uso de REDs em sistemas de distribuição com base em simulações dinâmicas de longo prazo, sendo esse o principal objetivo do trabalho, que será abordado a seguir.

Dessa forma, as principais contribuições desse trabalho podem ser descritas como:

- Desenvolvimento de uma plataforma de co-simulação entre a linguagem Python e o *software* PSCAD;
- Avaliar o planejamento de operação de uma rede elétrica que aumente sua viabilidade técnico-econômica. Destaca-se, com base na revisão do estado da arte, que é escasso trabalhos que realizam avaliações técnicas e econômicas com softwares capazes de prover análises dinâmicas.

Por fim, vale ressaltar que esse trabalho faz parte de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) intitulado "Gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos

para Prestação de Novos Serviços à Rede Elétrica", de Código ANEEL PD-00553-0064/2019 e Termo de Cooperação 5900.0112828.19.9.

#### 1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um algoritmo de controle de tensão de sistemas de distribuição, considerando controles locais e coordenados, e criar uma plataforma Python/PSCAD que possibilita o uso de um controle otimizado visando à redução de custos operacionais da rede elétrica. Além disso, tem-se os objetivos específicos listados a seguir:

- i.* Criar um algoritmo de otimização, baseado em um Modelo de Controle Preditivo (MCP), para controlar o despacho de bancos de baterias, visando a redução de custos operacionais da rede elétrica;
- ii.* Desenvolver uma plataforma de co-simulação entre a linguagem Python, onde é implementada uma aplicação de ANM, e o *software* PSCAD, onde são realizadas simulações dinâmicas de sistemas elétricos.
- iii.* Obter resultados de simulação, que validem os modelos matemáticos dos conversores e o funcionamento do sistema;
- iv.* Utilização da Plataforma Python/PSCAD para integração do sistema elétrico de distribuição EPRI CKT5 modificado, REDs, controles locais, coordenados e otimizados, de forma a aumentar a viabilidade técnico-econômica do sistema supervisionado;
- v.* Avaliar as vantagens econômicas que o algoritmo de otimização e os REDs podem trazer para a operação das redes elétricas;
- vi.* Avaliar os impactos técnicos de tensão e sobrecarga causados pela alta penetração dos diferentes REDs conectados na rede real de média e baixa tensão;
- vii.* Compreender o comportamento de uma rede real frente a utilização de controles locais, coordenados e de otimização como elementos de mitigação de impactos técnicos e de minimização de custos.

#### 1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo introdutório, a presente dissertação tem outros quatro capítulos. No Capítulo 2, são apresentados conceitos importantes para o desenvolvimento deste trabalho, como uma breve descrição da modelagem do painel fotovoltaico, dos conversores CC/CC e CC/CA, modelagem dos conversores em modelo médio, fundamentação sobre

baterias eletroquímicas, Modelo de Controle Preditivo, além dos métodos de regulação de tensão adotados e norma vigente sobre regulação de tensão em SED.

O Capítulo 3 apresenta o sistema de distribuição EPRI CKT5 modificado que será utilizado nas simulações, com uma visão geral dos REDs inseridos no sistema. Aborda também o funcionamento dos controles locais e coordenados para regulação da tensão. Por fim, explica o algoritmo de otimização desenvolvido e o funcionamento completo da plataforma Python/PSCAD.

Já o Capítulo 4 apresenta a estrutura das simulações (dividida em 5 casos), os resultados técnicos e econômicos obtidos das simulações e também faz uma análise comparativa dos custos de operação dos casos, buscando avaliar as vantagens do controle otimizado na operação do sistema. Além de apresentar o tempo gasto nas simulações.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões gerais deste trabalho e propostas para trabalhos futuros.

## 1.6 PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA

Como resultado das pesquisas realizados durante o período de desenvolvimento desta dissertação, os seguintes trabalhos foram publicados:

1. **DE BARROS, THIAGO R.**; ARCHETTI, JOÃO A. G.; MATTOS, MARINA M.; BASTOS, GEOVANE A.; OLIVEIRA, JANAÍNA G. *Gerenciamento Ativo de Recursos Energeticos Distribuídos para Regulação de Tensão das Redes Eletricas Utilizando Plataforma Python/PSCAD*. In: THE XIV LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE, 2022, Rio de Janeiro.
2. **Thiago Ribeiro de Barros**, João Antônio Guedes Archetti, Marina Mattos, Leonardo Willer de Oliveira, Janaína G. Oliveira, *Optimization algorithm associated with local and coordinated controls of distributed energy resources to meet technical and economic criteria*, *Electric Power Systems Research*, Volume 226, 2024, 109880, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109880>.

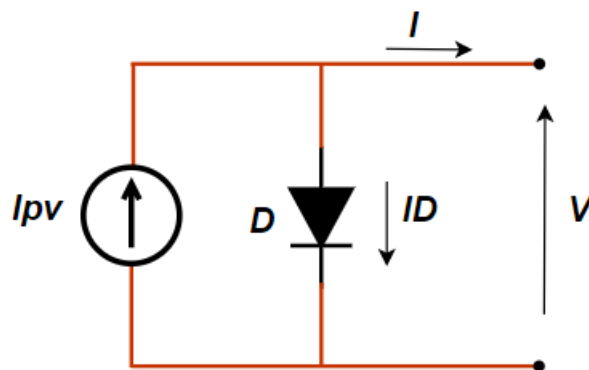
## 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo serão apresentados conceitos importantes para o desenvolvimento deste trabalho, tais como: uma breve descrição da modelagem de painéis fotovoltaicos e de conversores estáticos de potência CC/CC e CC/CA, em modelo médio. Também será apresentada a fundamentação sobre baterias eletroquímicas, Modelo de Controle Preditivo (MCP) e também uma descrição teórica dos métodos de regulação de tensão adotados e as normas vigentes sobre a regulação de tensão em SED.

### 2.1 MODELAGEM DE UM PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO

Os arranjos solares fotovoltaicos são dispositivos que convertem a energia solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Eles são compostos por células solares feitas de materiais semicondutores, geralmente silício, que possuem a capacidade de gerar corrente elétrica quando expostas à luz solar [50]. Essas células são dopadas por impurezas criando duas regiões, uma com excesso de elétrons, chamada tipo n e outra com escassez de elétrons, com carga positiva que é a região tipo p, de modo a se construir um diodo. Quando a luz solar incide sobre as células solares, os fótons presentes na luz excitam os elétrons nos átomos do material semicondutor, gerando um fluxo de elétrons (corrente elétrica) no condutor externo que interliga as duas regiões, sendo essa corrente proporcional à intensidade de luz submetida [51]. Sendo assim, na Figura 1 observa-se o circuito equivalente simplificado de uma célula solar fotovoltaica.

Figura 1 – Modelo ideal da célula PV.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

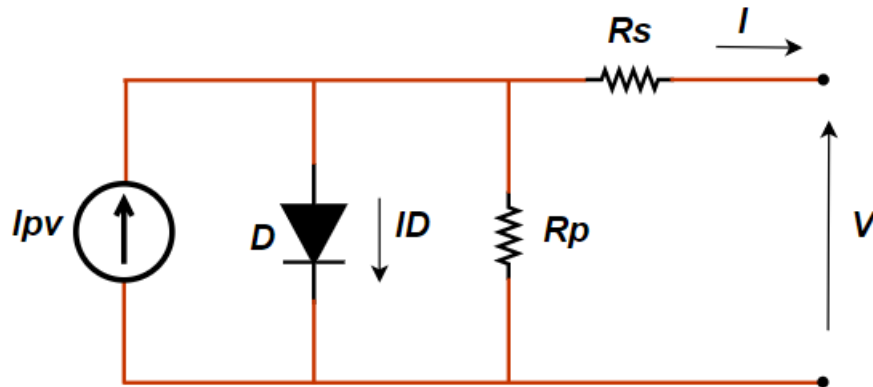
O circuito mostrado na Figura 1 utiliza uma fonte de corrente para representar a célula solar, cuja amplitude da corrente é correlacionada com a radiação solar e com a temperatura ambiente que as células estão submetidas. Além disso, em paralelo é colocado um diodo diretamente polarizado, que representa a característica não linear da junção p-n semicondutora [51]. Assim, a corrente de saída  $I$  do modelo simplificado pode ser expressa por (2.1).

$$I = I_{PV} - I_D = I_{PV} - I_R(e^{\frac{qV}{nV_T}} - 1) \quad (2.1)$$

De acordo com (2.1),  $I_{PV}$  é a corrente em Ampères (A) gerada pela incidência de luz sobre a célula PV;  $I_D$  é a corrente que passa pelo diodo em (A);  $I_R$  é a corrente de fuga reversa em (A) que flui pela junção semicondutora da célula PV;  $V_T = \frac{kT}{q}$  é a tensão térmica em Volts (V) da célula PV;  $q$  é a carga do elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19} C$ );  $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,3806503 \times 10^{-23} J/K$ );  $T$  é a temperatura da junção  $p-n$  em Kelvin (K);  $n$  é uma constante que expressa o grau de idealidade da junção semicondutora, cujo valor empírico varia de 1 a 1,5 [52] e  $V$  e  $I$  são a tensão em (V) e a corrente em (A) nos terminais da célula, respectivamente.

De forma a aumentar a precisão da modelagem, devido algumas perdas que acontecem na Célula PV, pode-se incluir no modelo algumas não idealidades, representadas pelas resistências em série ( $R_S$ ) e paralelo ( $R_P$ ), conforme a Figura 2 [53].

Figura 2 – Modelo da célula PV com resistências parasitas.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De acordo com a Figura 2, pode-se reescrever (2.1) conforme em (2.2).

$$I = I_{PV} - I_D - I_{R_P} = I_{PV} - I_R(e^{\frac{qV}{nV_T}} - 1) - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (2.2)$$

A solução da equação (2.2) deixa explícito a característica  $I \times V$  (corrente-tensão) de uma célula PV. No entanto, o tratamento matemático deve contemplar também a temperatura e a radiação solar como parâmetros de entrada. Dessa forma, os valores de  $I_{PV}$  e  $I_R$  são calculados por (2.3) e (2.4).

$$I_{PV} = (I_{sc} + \alpha(T - T_r)) \frac{P_{Sum}}{P_{nom}} \quad (2.3)$$

Onde  $P_{Sum}$  e  $P_{nom}$  são as irradiações solares em ( $W/m^2$ ) na superfície da célula PV e o valor nominal, respectivamente;  $T$  e  $T_r$  são as temperaturas atual e nominal em

graus Celsius ( $^{\circ}C$ ), da célula PV, respectivamente;  $\alpha$  é o coeficiente de temperatura em ( $A/K$ ) da corrente de curto circuito e  $I_{sc}$  é a corrente em ( $A$ ) gerada pela incidência de luz sobre a célula PV nas condições nominais ( $T_r = 25^{\circ}C$  e  $P_{nom} = 1000 W/m^2$ ) [50].

$$I_R = I_{RR} \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\frac{qE_G}{nK} \left( \frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right)} \quad (2.4)$$

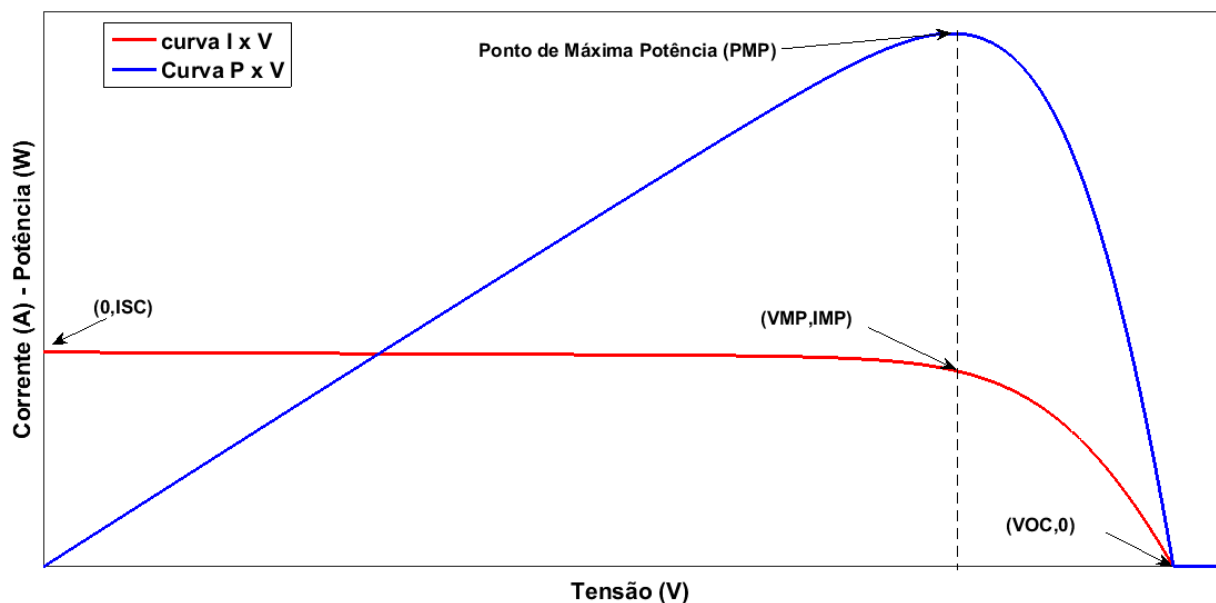
Onde  $E_G$  é a energia de “bandgap” do semiconductor ( $E_G = 1,1$  eV para o  $S_i$  policristalino a  $25^{\circ}C$ );  $I_{RR}$  é a corrente reversa de fuga nominal que pode ser escrita como em (2.5).

$$I_{RR} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_P}}{e^{\left( \frac{qV_{oc}}{nKT_r} \right)} - 1} \quad (2.5)$$

Onde  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  é a corrente de curto circuito em ( $A$ ) e a tensão de circuito aberto em ( $V$ ) da célula PV, respectivamente.

Como forma de ilustrar o comportamento da modelagem matemática da célula PV, a característica de  $I \times V$  e  $P \times V$  a partir das Equações são expostas na Figura 3. Observando a Figura, é importante destacar três pontos na curva  $I \times V$ : (i) o ponto de curto-circuito ( $0, I_{SC}$ ), (ii) o ponto de circuito aberto ( $V_{OC}, 0$ ) e (iii) o ponto de máxima potência ( $V_{MP}, I_{MP}$ ) também representado pelo ponto  $P_{MP}$  da curva  $P \times V$ , que representa o ponto da curva no qual o produto da tensão pela corrente é máximo.

Figura 3 – Comportamento do modelo matemático da célula solar fotovoltaica.



Fonte: Adaptada de Archetti, 2019 (Ref.[54]).

### 2.1.1 Rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

Conforme apresentado na Seção 2.1, existe um ponto de operação da célula PV que garante a máxima potência (PMP) gerada pela mesma, sendo que esse ponto varia com a irradiação solar e a temperatura. Dessa forma, devido à variação diária desses parâmetros, é importante o uso de uma técnica que Rastreie o Ponto de Máxima Potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) (MPPT) a cada instante de atuação para maximizar a potência gerada pelos sistemas PVs, tornando-o mais eficiente [55].

Diversas técnicas de MPPT são abordadas na literatura, podendo ser citadas algumas pioneiras, como o método da razão cíclica constante, onde só se altera o ajuste de seu atuador uma única vez, não tendo uma realimentação no sistema; o método da tensão constante, onde seu valor de atuação é fixo, sendo escolhido de forma empírica entre 70% e 80% da tensão de circuito aberto. Evoluindo na eficiência, métodos como o Perturbação e Observação (do inglês, *perturb and observe* - P&O), Condutância Incremental (do inglês, *Incremental Conductance* - CIN), método beta, o método do Controle da Correlação de Ripple (do inglês, *Ripple correlation control* - CCR), são consagrados na literatura [51, 55].

## 2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS

Devido à imprevisibilidade da demanda, incidentes na rede e o aumento do REDs, os sistemas elétricos precisam de maior flexibilidade e gerenciamento de carga e demanda. Assim, através dos SAEs, é possível prover tal flexibilidade, pois conseguem atuar de forma inteligente diante de perturbações, mantendo a estabilidade, melhorando a qualidade da energia e cooperando na integração da rede com os REDs. Além disso, é um elemento que vem se destacando na literatura, por ser indispensável na construção e gerenciamento de redes elétricas ativas [56, 33].

Como já comentado na Seção 1.3, as tecnologias dos SAEs são várias e com propósitos diferentes. No entanto, as baterias eletroquímicas, por questões técnicas e econômicas, são os SAEs mais utilizados para aplicações como: microrredes e veículos elétricos. Dessa forma, a seguir, serão apresentados alguns conceitos das baterias eletroquímicas, que são acumuladores químicos que possuem a capacidade de transformar, através de reações químicas, a energia química em elétrica, ou vice-versa [57, 33].

A Tabela 2, apresenta alguns parâmetros necessários para o planejamento de projetos de baterias. Além disso, devido às características técnicas e financeiras terem comportamentos semelhantes, considera-se abaixo, na comparação, as baterias de chumbo-ácido, níquel cádmio (NiCad), níquel-hidreto metálico (Ni-MH) e íon-lítio (Li-ion).

Além da bateria, existem sistemas de controle por trás dos BESS, compostos por diferentes elementos que monitoram as características da bateria, como estado de carga (do inglês, *State of Charge* - SOC), temperatura de operação e balanceamento das células



Tabela 2 – Tipos de baterias e suas principais características.

<b>Características</b>	<b>Chumbo-ácido</b>	<b>Ni-Cd</b>	<b>Ni-Mh</b>	<b>Li-ion</b>
Custo inicial	Baixo	Médio	Médio	Baixo
Tempo de carga	Longo	Médio	Médio	Curto
Peso	Pesada	Leve	Leve	Muito leve
Eficiência	72-78%	72-78%	-	100%
Vida útil	1000 a 2000 ciclos	3000 ciclos	-	3000 ciclos
Temperatura de operação	-15 <sup>o</sup> a +50 <sup>o</sup>	-20 <sup>o</sup> a +50 <sup>o</sup>	-20 <sup>o</sup> a +60 <sup>o</sup>	-20 <sup>o</sup> a +60 <sup>o</sup> %

Fonte: Adaptado de Campos, 2019 (Ref.[58]) e Bastos, 2013 (Ref.[59]).

e baterias interconectadas. Além disso, a partir de Conversores Eletrônicos de Potência é possível realizar a conexão da bateria à rede, existem também elementos que monitoram o fluxo de potência entre a bateria e a rede, sendo este um dos tópicos de atuação e pesquisa desse trabalho [58].

Existem diferentes aplicações do BESS em sistemas de distribuição, no qual podemos citar a restauração de sistemas elétricos, onde as linhas de distribuição precisam ser energizadas para entrar em sincronismo com outros sistemas; utilização como fonte ininterrupta de alimentação; ajuste do fator de potência pelo controle de potência reativa; regulação de frequência e tensão, consumindo ou injetando potência ativa de maneira a contribuir no equilíbrio entre o consumo e geração; suporte à GD variável, como solar e eólica, absorvendo ou injetando potência conforme o sistema precise; atuações que visam retornos financeiros para uma microrrede; prestação de serviços ancilares para microrredes, além de permitir sua operação em modo ilhado, dando suporte no momento de desconexão com o sistema de distribuição [60, 58].

### 2.3 CONVERSORES ESTÁTICOS DE POTÊNCIA

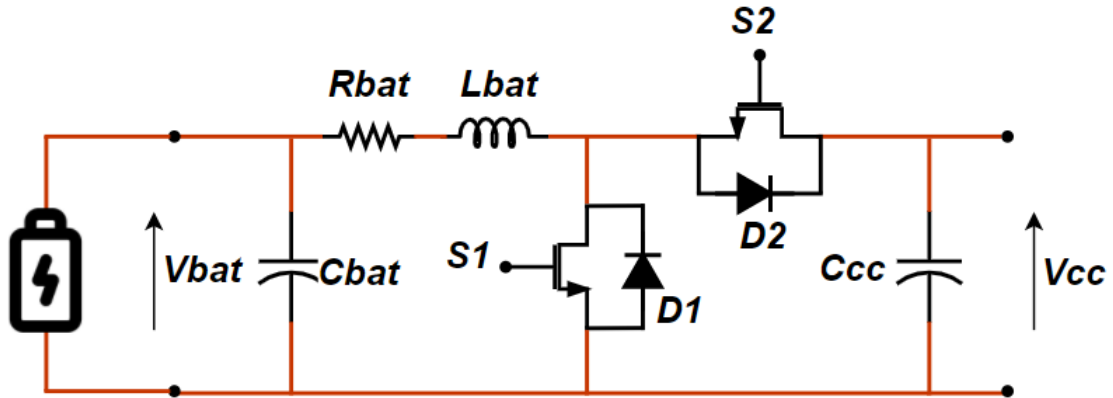
A célula PV e as baterias eletroquímicas têm como características em comum trabalhar em corrente contínua (CC) e, para uma correta conexão à rede, é necessário que a corrente e tensão no PAC sejam alternadas (CA) e ainda obedeçam os requisitos de sincronismo, neste caso o sistema a ser conectado na rede principal deve ter a mesma, amplitude de tensão, frequência, sequência de fases e mesmo ângulo de fase. Dessa forma, torna-se necessário utilizar eletrônica de potência por meio de conversores estáticos de potência CC/CC e CC/CA para conectar os REDs citados às redes elétricas [54].

Assim, serão detalhados a seguir o conversor CC/CA trifásico e o conversor CC/CC Bidirecional em corrente utilizados no desenvolvimento desse trabalho.

### 2.3.1 Conversor CC/CC Bidirecional em corrente

Os conversores CC/CC bidirecionais em corrente são dispositivos eletrônicos que permitem a conversão eficiente de energia entre dois sistemas de corrente contínua com tensões diferentes, permitindo a transferência bidirecional de energia. A topologia que representa o conversor CC/CC bidirecional em corrente é apresentada pela Figura 4.

Figura 4 – Topologia do conversor CC/CC Bidirecional em corrente.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Vemos que o conversor é composto por um filtro indutivo, pela resistência  $R_{bat}$  em série com a indutância  $L_{bat}$ , dois interruptores semicondutores de potência ( $S_1$  e  $S_2$ ), uma bateria associada em paralelo ao capacitor  $C_{bat}$  e o capacitor  $C_{CC}$  representando o barramento CC. Vale ressaltar que a magnitude da tensão  $V_{CC}$  é sempre maior que a magnitude da tensão  $V_{bat}$ .

O funcionamento do conversor depende da comutação dos interruptores  $S_1$  e  $S_2$ , existindo, basicamente, três modos de operação conforme indicado em [61]. No entanto será explicado apenas o modo de operação buck-boost bidirecional, por ser o modo de operação que propicia o equipamento trabalhar de forma bidirecional em corrente.

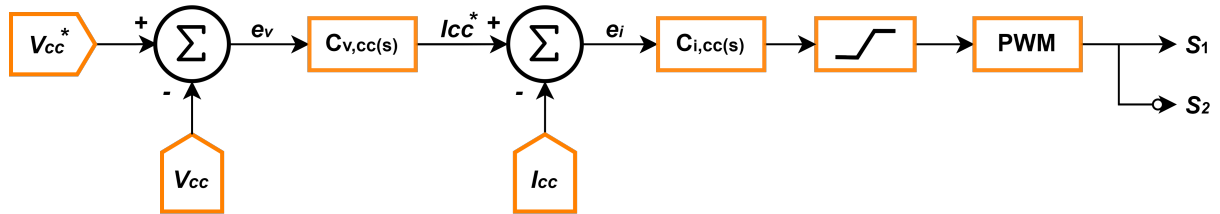
O conversor bidirecional opera os interruptores de modo complementar, ou seja, quando  $S_1$  estiver ligado,  $S_2$  necessariamente estará desligado, de forma que a corrente flua ou por  $S_1$  ou por  $D_2$ , a depender da energia acumulada no indutor  $L_{bat}$ ; já quando  $S_2$  estiver ligado,  $S_1$  necessariamente estará desligado e a corrente flui ou por  $S_2$  ou por  $D_1$ , a depender da energia acumulada no indutor  $L_{bat}$ .

Com a variação da razão cíclica é possível gerenciar o funcionamento da bateria, modificando o sentido do fluxo de energia, e assim permitindo uma inversão suave e sem descontinuidades.

O controle aplicado nos conversores bidirecionais, responsáveis por definir seu modo de operação, foi baseado em [62]. A Figura 5 mostra a malha de controle de tensão do barramento CC, no qual possui uma malha de controle de tensão, representado por  $C_{v,CC}$

(externa), e a partir de seus resultados é obtida a corrente de referência que será aplicada na malha de controle de corrente, representada por  $C_{i,CC}$  (interna).

Figura 5 – Malha de controle de tensão no barramento CC.

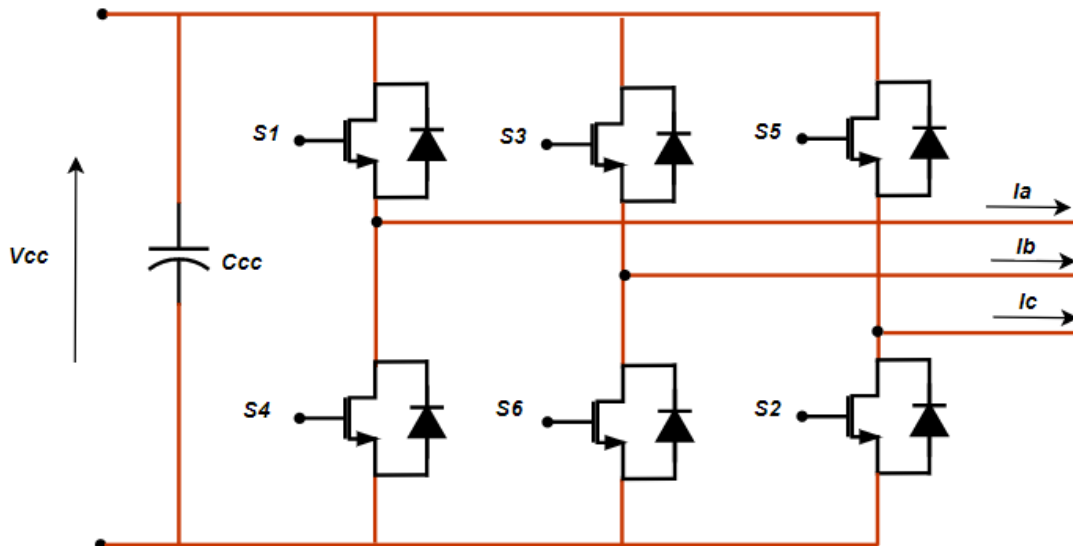


Fonte: Elaborado pelo próprio autor..

### 2.3.2 Conversor CC/CA Trifásico

O conversor CC/CA é o equipamento que realiza a interface entre o barramento CC e a rede de distribuição, já em corrente alternada. A seguir, será apresentado o Conversor Fonte de Tensão (do inglês, *Voltage Source Converter* - VSC) trifásico de dois níveis, composto por seis interruptores semicondutores, do tipo Transistor Bipolar com Gatilho Isolado (do inglês, *Insulated Gate Bipolar Transistor* - IGBT), como mostra a Figura 6.

Figura 6 – Topologia do conversor CC/CA - Trifásico.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O capacitor  $C_{cc}$  do VSC, é responsável pelo balanço de potência entre o lado CC e o lado CA, entregando uma tensão contínua, ou seja, sem ondulação (*ripple*) na entrada do VSC. Assim, vale ressaltar que a escolha do capacitor deve ser feita, de forma a entregar a tensão do lado CC, acima ou no nível da tensão mínima estabelecida para um correto funcionamento do VSC. Dessa forma, a tensão na entrada do VSC deve ser levada em consideração para o projeto do sistema a ser conectado ao VSC [54].

Para a transformação de energia CC em CA pelo VSC é necessário que uma técnica de comutação seja implementada e os disparos dos IGBTs sejam coordenados de acordo com a mesma. A partir da comutação desses IGBT's é possível converter a corrente e a tensão de uma fonte CC, em correntes e tensões alternadas, defasadas de  $120^\circ$  entre as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  e de acordo com os parâmetros necessário para a conexão da fonte CC com a rede CA [63, 54].

Existem diversas técnicas de modulação do conversor, sendo o PWM (*Pulse Width Modulation*) a mais difundida por se obter vantagens, como: controle da magnitude, frequência e fase da tensão sintetizada, além de gerar harmônicos distantes da componente fundamental, facilitando a aplicação de filtros [64, 65].

Para operação controlada desses inversores, utiliza-se o controle em malha fechada. Com isso, faz-se necessário medir variáveis de controle e compará-las com valores de referência pré estabelecidos. Por exemplo, no caso de um controle local, estas variáveis são medidas no Ponto de Acomplamento Comum (PAC) (por exemplo, corrente, tensão, conteúdo harmônico). Para facilitar o controle de variáveis cujo comportamento seja oscilante no tempo (Corrente Alternada), faz-se uso de transformadas matemáticas que permitam não só reduzir o número de variáveis em sistemas equilibrados, mas também representá-las com característica contínua ao longo do tempo. As transformadas utilizadas recebem o nome de Transformadas de Clarke e Park e podem transformar tensões e corrente em ABC para tensões e corrente em *alfa-beta* ou *dq0*, respectivamente [64, 66].

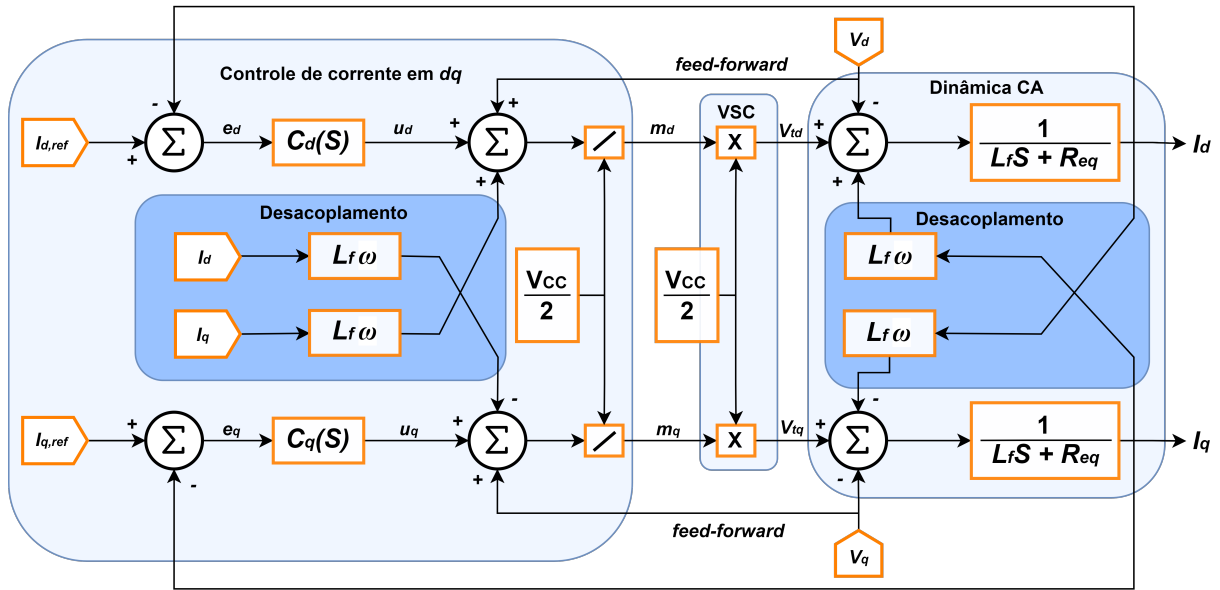
A operação utilizando transformada de Park, ou *dq0*, permite a utilização de controladores cujo funcionamento é bastante conhecido, como controladores PI. A saída de um controlador PI gera tensões atuantes nos equipamentos conversores, as quais serão processadas e discretizadas através da técnica de modulação (PWM). Essa é uma das possíveis estratégias que permitem relacionar o controle de variáveis (sistêmicas ou locais) ao chaveamento dos inversores.

Na Figura 7 é apresentado o diagrama de blocos da malha de controle de corrente aplicado nos conversores CC/CA Trifásicos, a modelagem e controle foram baseados em [54]. Observa-se o desacoplamento das correntes de eixo direto e de quadratura, além da compensação da tensão no PAC em coordenadas *dq0* no controlador da malha de corrente, evitando variações dessa grandeza. Além disso, somado as saídas dos controladores ( $V_{td}$  e  $V_{tq}$ ), os valores de  $Vd$  e  $Vq$ , proporcionam uma ação *feed-forward* ao sistema, caracterizando um sistema dinâmico linear [64].

### 2.3.3 Modelo Médio dos conversores estáticos de potência

O modelo chaveado dos conversores descreve com precisão o comportamento do estado estacionário e dinâmico do conversor, além de capturar seus efeitos transitórios, caracterizados pelas variações instantâneas de grandezas, como tensão e corrente. Portanto,

Figura 7 – Diagrama de blocos da dinâmica de controle do lado CA.



Fonte: Fonte: Adaptada de Yazdani, 2010 (Ref.[64]).

para análises mais detalhadas, especialmente em altas frequências, devido à comutação dos interruptores semicondutores, o modelo chaveado é o mais adequado de se utilizar [64].

Já o modelo médio, em contradição com o modelo chaveado, descreve com boa precisão o comportamento médio e em regime dos conversores, sendo essas informações, o foco principal de análise do trabalho. Além disso, podemos citar outros fatores que contribuíram na utilização do modelo médio para simulação dos conversores, como:

- **Simplificação do sistema:** O modelo médio reduz a complexidade dos conversores, tornando-o mais fácil de ser analisado e simulado. Em vez de considerar todos os detalhes internos do conversor, como comutação de semicondutores e componentes parasitas, o modelo médio trata o conversor como um bloco único e representa seu comportamento médio ao longo do tempo.
- **Eficiência computacional:** O modelo médio requer menos recursos computacionais, permitindo que simulações envolvendo conversores de potência sejam executadas mais rapidamente. Vale ressaltar que esse critério foi decisivo na utilização do modelo médio nesse trabalho. Devido ao tamanho do sistema elétrico e a quantidade de conversores implementados, seria inviável utilizar modelos chaveados.
- **Projeto e otimização:** O modelo médio pode facilitar o projeto e a otimização do conversor de potência, sendo possível analisar diferentes topologias e estratégias de controle de forma mais rápida e eficiente.

Portanto para fins de análise recorre-se ao modelo médio do conversor, onde a dinâmica do conversor é descrita como uma função da modulação sinal. A definição do valor médio de uma variável é dada conforme a equação (2.6).

$$\bar{x}(t) = \frac{1}{T_s} \int_{t-T_s}^t x(\tau) d\tau \quad (2.6)$$

Aplicando a equação (2.6) nas equações de modelo chaveado de [64], obtemos as equações (2.7) e (2.8).

$$\bar{s}_1(t) = d \quad (2.7)$$

$$\bar{s}_2(t) = 1 - d \quad (2.8)$$

Substituindo (2.7) e (2.8) nas equações que representam o modelo chaveado, obtemos as equações que representam o modelo médio em função da razão cíclica. Dessa forma, a equação (2.9) refere-se a tensão alternada sintetizada no conversor e as equações de potência são representadas por (2.10), (2.11) e (2.12)

$$\bar{V}_t(t) = \frac{V_{CC}}{2}(2d - 1) \quad (2.9)$$

$$\bar{P}_{CC} = \frac{V_{DC}}{2}(2d - 1)\bar{i}(t) \quad (2.10)$$

$$\bar{P}_t = \frac{V_{DC}}{2}(2d - 1)\bar{i}(t) \quad (2.11)$$

$$\bar{P}_s = V_s \cdot \bar{i}(t) \quad (2.12)$$

Com base na estratégia utilizada pelo PWM, é possível determinar uma relação entre a razão cíclica  $d$  e magnitude do sinal modulante  $m$ , gerando a equação (2.13).

$$d = \frac{m + 1}{2} \quad (2.13)$$

Substituindo (2.13) nas equações do modelo médio (2.9), (2.10), (2.11) e (2.12), é possível obter um novo sistema definido pelas equações (2.14), (2.15), (2.16) e (2.17) para representar o modelo médio, baseado na magnitude do sinal modulante.

$$\bar{V}_t(t) = m \frac{V_{DC}}{2} \quad (2.14)$$

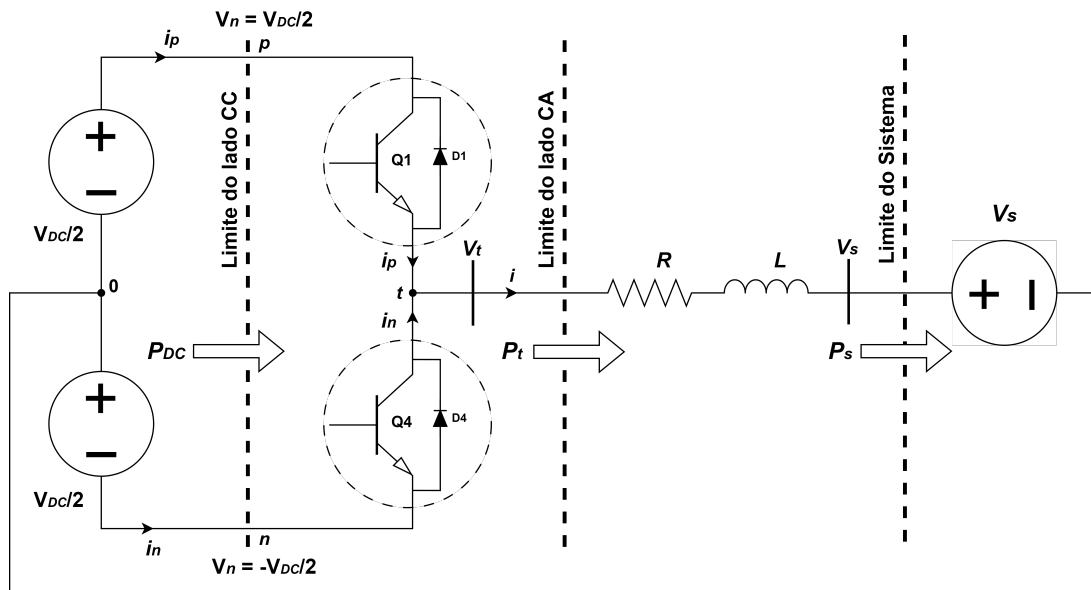
$$\bar{P}_{CC} = m \frac{V_{CC}}{2} \bar{i}(t) \quad (2.15)$$

$$\bar{P}_t = m \frac{V_{CC}}{2} \bar{i}(t) \quad (2.16)$$

$$\bar{P}_s = \bar{V}_s \cdot \bar{i}(t) \quad (2.17)$$

Esta troca de variáveis tem como objetivo principal tornar a modelagem do modelo médio mais trivial, já que as equações estarão em função da magnitude do sinal modulante  $m$ , que será a principal variável de controle. Em suma, baseando-se no novo sistema de equações, determina-se o circuito equivalente que represente o modelo médio do conversor. Dessa forma, o circuito equivalente de um conversor de meia ponte originalmente representado pela Figura 8 é representado em modelo médio pela Figura 9.

Figura 8 – Diagrama simplificado do circuito de potência de um conversor de meia ponte CC/CA.

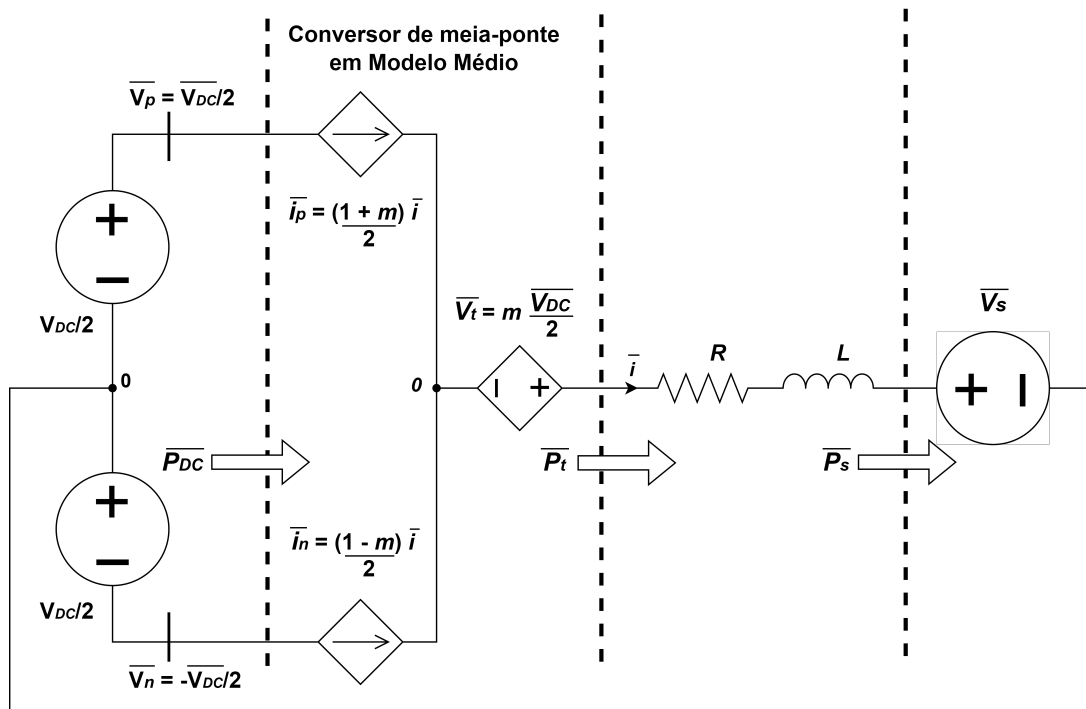


Fonte: Adaptada de Yazdani, 2010 (Ref.[64]).

O modelo médio do conversor CC/CA trifásico é de forma análoga ao modelo médio monofásico, pois o conversor utilizado para o modelo trifásico é composto por três conversores em meia pontes idênticos [64]. Dessa forma, as equações (2.18) representam as tensões sintetizadas no conversor trifásico em modelo médio.

$$\begin{cases} v_{inva}(t) = \frac{v_{cc}}{2} m_a(t) \\ v_{invb}(t) = \frac{v_{cc}}{2} m_b(t) \\ v_{invc}(t) = \frac{v_{cc}}{2} m_c(t) \end{cases} \quad (2.18)$$

Figura 9 – Circuito equivalente do conversor de meia-ponte CC/CA em modelo médio.



Fonte: Adaptada de Yazdani, 2010 (Ref.[64]).

As variáveis  $m_a(t)$ ,  $m_b(t)$  e  $m_c(t)$ , definidas pelo conjunto de equações (2.19), constituem o sinal modulante trifásico balanceado fornecido pelo sistema de controle.

$$\begin{cases} m_a(t) = m(t) \cos \theta \\ m_b(t) = m(t) \cos \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ m_c(t) = m(t) \cos \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) \end{cases} \quad (2.19)$$

Onde  $m(t)$  é a magnitude do sinal modulante que varia com o tempo ( $t$ ) e  $\theta$  representa as informações de frequência e ângulo de fase.

Por fim, com base no princípio do balanço de potência do conversor é definido a equação (2.20). Desenvolvendo a equação (2.20) é possível obter a equação (2.21).

$$p_{cc}(t) = p_{inv}(t) \quad (2.20)$$

$$v_{cc}(t)i_{cc}(t) = v_{inva}(t)i_a(t) + v_{invb}(t)i_b(t) + v_{invc}(t)i_c(t) \quad (2.21)$$

Pela equação (2.21) observa-se que a corrente  $I_{cc}(t)$  é determinada diretamente pelo balanço de potência no inversor.



## 2.4 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

A conexão de REDs em um SED influencia o fluxo de potência e o perfil de tensão dos alimentadores. A tensão em regime permanente de um SED tende a apresentar variações significativas, principalmente no final dos alimentadores, devido à baixa relação reatância/resistência ( $X/R$ ) e também à estrutura radial de operação comum nesses sistemas. Essas variações são acentuadas diante da conexão e variabilidade de REDs [67].

A tensão disponibilizada pela concessionária pode ser classificada em adequada, precária e crítica, segundo o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8 da ANEEL [68]. A Tabela 3 apresenta a classificação de acordo com cada nível de tensão para sistemas que trabalham com faixa de tensão entre 1kV e 69kV.

Tabela 3 – Classificação da tensão de atendimento para  $1\text{kV} < V < 69\text{kV}$ .

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90 \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL, 2023 (Ref.[68]).

Sabendo disto, algumas técnicas podem ser aplicadas para manter os níveis de tensão nos patamares aceitáveis. No presente trabalho, visando regular a tensão devido as variações causadas pelos REDs conectados no sistema de distribuição, técnicas de controle local e controle coordenado foram utilizadas. Para o controle local, duas técnicas são implementadas, ambas com atuação nos inversores dos sistemas fotovoltaicos, o que atribui a esses inversores a condição de multifuncionalidade e prestação de suporte a rede. Já para o controle coordenado tem-se a utilização dos bancos de baterias, operando de forma separada ou simultânea com o controle local. Ambos controles serão melhor detalhados a seguir.

### 2.4.1 Controles Locais de Tensão

O controle local visa à melhoria do perfil de tensão no ponto de conexão dos REDs, evitando sub ou sobretensões elevadas. Vale ressaltar que por ser uma atuação local, o algoritmo de controle é implementado no próprio inversor do RED e conseqüentemente, possui baixo custo de implementação, por não precisar de novos equipamentos, além de não necessitar de cabeamento ou troca de informações com outros inversores [15].

#### 2.4.1.1 Controle ON-OFF

As normas ABNT NBR 16149 e 16150 de 2013 tratam dos procedimentos para conexão e desconexão dos sistemas PVs com a rede elétrica, estipulando as condições de atuação do inversor de acordo com determinados níveis de fator de potência, sub e sobretensão, frequência, entre outros. No caso específico de desconexão do inversor na rede por sobretensão, é determinado que a tensão da rede não seja superior a 1,1 p.u para dentre outros motivos não danificar o equipamento [69].

#### 2.4.1.2 Controle Reativo

O controle reativo, também conhecido na literatura como controle Volt-Var, é uma estratégia que pode ser utilizada em sistemas fotovoltaicos para regular a tensão de saída dos conversores, visando manter a qualidade e estabilidade da rede elétrica. Esse controle tem a função de prover essa regulação de tensão ao sistema, baseado nas características de potência ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) de projeto do conversor PV [54, 70].

Os valores de potência ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) manipuladas pelo conversor VSC, devem obedecer suas características de projeto, obedecendo seu limite máximo de potência aparente ( $S$ ) que pode ser processada, conforme equação 2.22. Normalmente, um sistema PV possui interesses econômicos, sendo construído principalmente para reduzir o consumo efetivo de energia elétrica. Logo, a variável mais relevante do projeto é a potência ativa injetada na rede elétrica [54].

Para a correta transformação da energia produzida pela GD em redução econômica, o inversor utilizado deve conseguir suprir toda a geração de energia dos painéis solares e entregá-la no PAC considerando as devidas perdas do conversor. Entretanto, a escolha do inversor a se utilizar em projeto, normalmente tem uma capacidade maior de potência aparente, do que se pode produzir em potência ativa, mesmo em dias atípicos de alta geração. Devido a isso, existe uma quantidade de energia ociosa no inversor que pode ser processada. Desenvolvendo a equação 2.22, temos as equações (2.23) e (2.24) que mostram que a potência ativa ( $P$ ) em *Watts* ( $W$ ) e a potência reativa ( $Q$ ) em *Volt – Amperes reativo* ( $VAr$ ), devem respeitar a capacidade do inversor representado por ( $S$ ) em *Volt – Amperes* ( $VA$ ).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.22)$$

$$P = \sqrt{S^2 - Q^2} \quad (2.23)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.24)$$

Assim, o controle reativo têm a função de prover essa flexibilidade ao sistema, a partir da potência aparente ( $Q$ ) ociosa, que pode ser processada na forma reativa, capacitiva ou indutiva, em função da tensão no PAC, a fim de evitar sub ou sobretensão. Se a tensão estiver acima do valor de referência, o conversor injeta reativo indutivo na rede, enquanto se a tensão estiver abaixo do valor de referência, o conversor injeta reativa capacitivo. Dessa forma, a tensão é mantida próxima ao valor desejado [54].

#### 2.4.2 Controle Coordenado

Diferente do controle local, o controle coordenado visa uma melhora regional ou sistêmica das grandezas elétricas da rede. Em geral um algoritmo central, seja ele otimizado ou não, procura atuar nos REDs de forma coordenada para obter tal melhoria. Para isso, uma estrutura de monitoramento deve ser implementada, com um fluxo de informações entre os REDs e a central de controle [15].

Assim, dentre as principais características do controle coordenado podemos citar que terá uma atuação local a partir do equipamento de atuador, porém com uma melhora da qualidade de energia em todo o sistema. No entanto, esse controle tende a ter custos elevados devido a necessidade de cabeamento e troca de informações com outros inversores e equipamentos, além de precisar de um centro de operação para implementação dos algoritmos de decisão [62, 71].

### 2.5 MODELO DE CONTROLE PREDITIVO

O Modelo de Controle Preditivo (MCP) é uma abordagem utilizada no gerenciamento ativo de redes elétricas, *Smart grid* e GD para prever e controlar o comportamento do sistema elétrico. Esse modelo combina técnicas de previsão e controle para otimizar a operação e o gerenciamento de uma rede elétrica, levando em consideração a geração distribuída, a demanda dos consumidores e as condições da rede [72, 73, 45].

O MCP analisa dados históricos e em tempo real sobre o comportamento da rede elétrica e o seu meio, como por exemplo: demanda, geração, qualidade da energia, condições climáticas, preços de mercado, entre outros. Com base nesses dados, o modelo é capaz de fazer previsões sobre o comportamento futuro da rede elétrica. Essas previsões são usadas para otimizar o controle do sistema elétrico, permitindo que a GD seja gerenciada de forma mais eficiente. Por exemplo, o modelo pode prever que haverá um aumento na demanda de energia em determinado momento do dia e, com base nessa previsão, ajustar a operação dos geradores e redirecionar a energia gerada pelos sistemas distribuídos para atender a essa demanda.

Além disso, o MCP também é capaz de levar em consideração outros fatores, como a capacidade das linhas de transmissão, as restrições operacionais e os objetivos de controle

definidos pelos operadores do sistema elétrico. Isso permite que o modelo tome decisões inteligentes e preventivas, para evitar problemas como sobrecargas na rede, quedas de energia e instabilidades no fornecimento.

### 3 METODOLOGIA

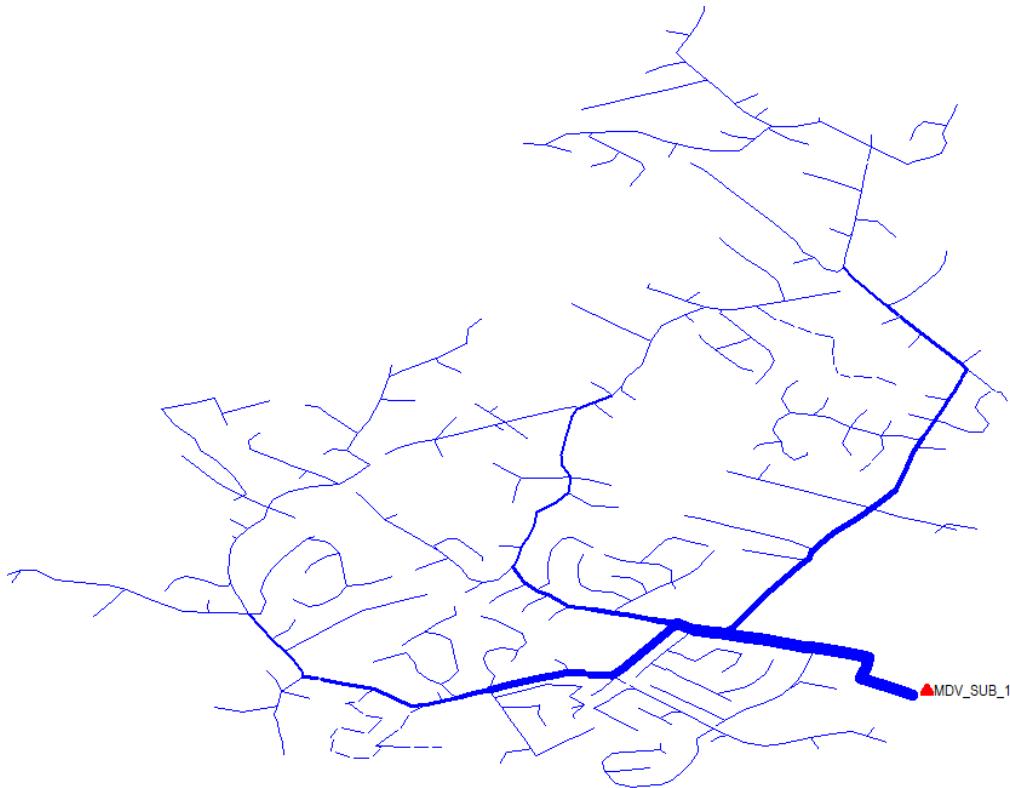
Neste capítulo, será apresentado o sistema de distribuição EPRI CKT5 modificado e uma visão geral da modelagem e implementação dos modelos PVs, VEs e Banco de baterias no PSCAD, além da distribuição desses equipamentos no sistema. Também será abordado o funcionamento do controle coordenado e dos controles ON-OFF e reativo, caracterizados como controles locais. Por fim, será feito o detalhamento do algoritmo de otimização, explicando o funcionamento da plataforma Python/PSCAD e apresentando os parâmetros do otimizador.

#### 3.1 SISTEMA DE POTÊNCIA EM ESTUDO

##### 3.1.1 Sistema de Distribuição: EPRI-CKT5 MODIFICADO

No presente trabalho, buscou-se um sistema de distribuição de maior porte e com alta demanda, baseado em dados reais. Desta forma, optou-se pela utilização do sistema EPRI CKT5 modificado, cuja versão original tem 2998 barras, uma carga total de 7,132 MW, tensão nominal de 12,47 kV e diagrama unifilar conforme Figura 10 [74].

Figura 10 – Diagrama unifilar do alimentador teste EPRI CKT5 gerado no OpenDSS.



Fonte: EPRI, 2023 (Ref.[75]).

Na fase de implementação do sistema EPRI CKT5 no *software* PSCAD, alguns ramais bifásicos e monofásicos foram equivalentados em cargas e conectados ao ramal

principal, resultando em um total de 157 barras. A modificação feita foi necessária para adequar o sistema elétrico aos limites do próprio *software* e para obtenção de um tempo de simulação do sistema elétrico adequado as análises à serem feitas, como é mostrado na seção 4.4. Para a validação do sistema EPRI CKT5, utilizou-se os resultados do fluxo de potência obtidos do OpenDSS, comparando-os pontualmente com os resultados obtidos no PSCAD, cujos erros foram menores que 1%.

Tendo o sistema de potência implementado e validado no PSCAD, tornou-se possível a realização de testes considerando a conexão de diferentes tipos de REDs. A Figura 11 apresenta o sistema EPRI CKT5 modificado, implementado no PSCAD, contendo 157 barras, já incluindo as cargas equivalentes e as ramificações monofásicas e bifásicas. Além disso, também é mostrada a localização dos REDs considerados, sendo 24 sistemas PVs, 35 postos de carregamento de VEs, que representa 720 VEs cada, e quatro bancos de baterias. A modelagem dos REDs será descrita na sequência.

### 3.1.2 Modelos dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

#### 3.1.2.1 Sistemas de Geração Fotovoltaica (PV)

A fim de prover um melhor entendimento do sistema PV em estudo, são apresentados os dados de projeto do arranjo fotovoltaico na Tabela 4, além disso, as equações 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 e 3.5 ajudam no entendimento do projeto. Vale ressaltar que a potência instalada de um único sistema PV será de aproximadamente 1 MW e o transformador de interface será Y - Y (0,4 / 12,47 kV). Além disso, utilizou-se o modelo de painel fotovoltaico KC200GT da Kyocera, com potência nominal de 200 *Watts-Pico* (Wp), cujas especificações podem ser encontradas em [76].

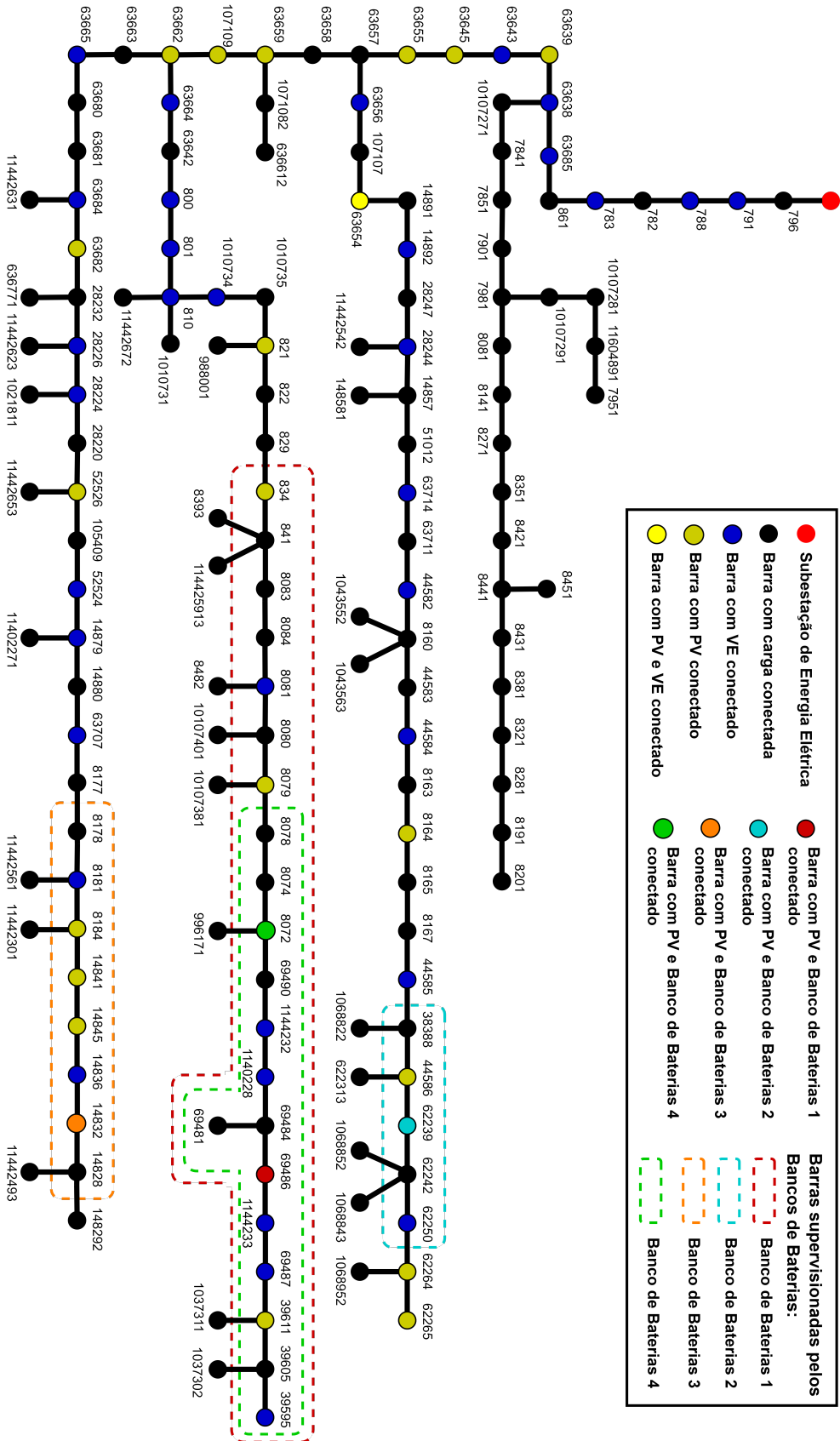
Tabela 4 – Projeto dos Arranjos fotovoltaicos conectados no sistema EPRI CKT5.

Variáveis	Valores - 1 Painel	Valores - Arranjo Fotovoltaico
Potência	1 Painel (200 W)	5031 Painéis (1 MW)
$V_{OC,d}$	32,9(V)	1.283,1(V)
$I_{SC,d}$	8,204(A)	1058,3(A)
$V_{CC}$	26,3(V)	1.025,7(V)
$I_{PV}$	7,605(A)	981(A)
$M_S$	1	39
$M_P$	1	129

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Onde  $V_{OC,d}$  é a tensão de circuito aberto,  $I_{SC,d}$  a corrente de curto-circuito,  $V_{CC}$  é tensão no ponto de máxima potência,  $I_{PV}$  a corrente no ponto de máxima potência, e por fim,  $M_S$  e  $M_P$  são os números de módulos em série e paralelo, respectivamente.

Figura 11 – Diagrama unifilar do sistema EPRI-CKT5 Modificado e identificação das conexões dos sistemas PVs, VEs e Banco de Baterias.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

$$Potência_{arranjo} = Potência_{painel} \times M_S \times M_P = 0,200kW \times 39 \times 129 = 1.006,2kW \quad (3.1)$$

$$V_{OC,arranjo} = V_{OC,painel} \times M_S = 32,9V \times 39 = 1.283,1V \quad (3.2)$$

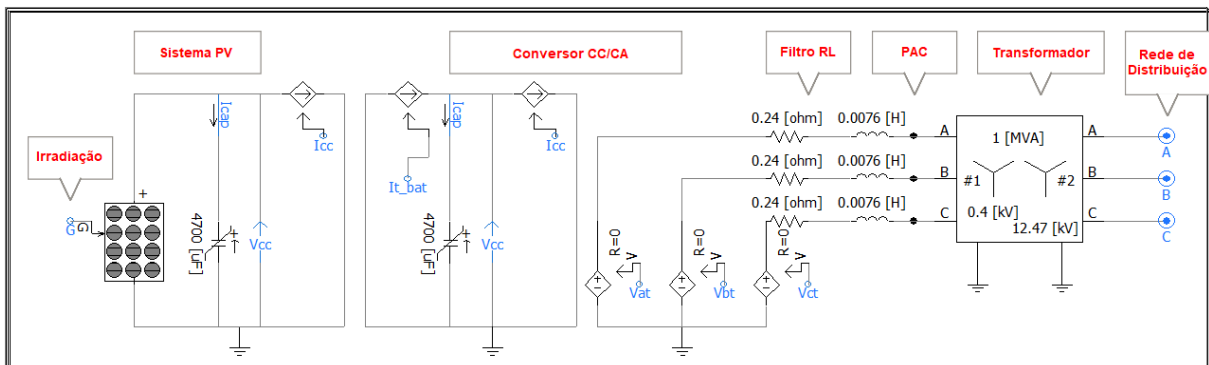
$$I_{SC,arranjo} = I_{SC,painel} \times M_P = 8,204A \times 129 = 1.058,3A \quad (3.3)$$

$$V_{CC,arranjo} = V_{CC,painel} \times M_S = 26,3V \times 39 = 1.025,7V \quad (3.4)$$

$$I_{PV,arranjo} = I_{PV,painel} \times M_P = 7,605A \times 129 = 981A \quad (3.5)$$

Após o dimensionamento do sistema PV foi feita sua implementação no *software* PSCAD, como mostra a Figura 12. Esta Figura exemplifica o arranjo fotovoltaico conectado à rede EPRI-CKT5 modificada, através de um conversor de um único estágio em modelo médio. Vale ressaltar que os sistemas PVs em modelo médio foram validados com base em um modelo chaveado previamente estudado e implementado [54].

Figura 12 – Visão Geral do sistema PV implementado no PSCAD.



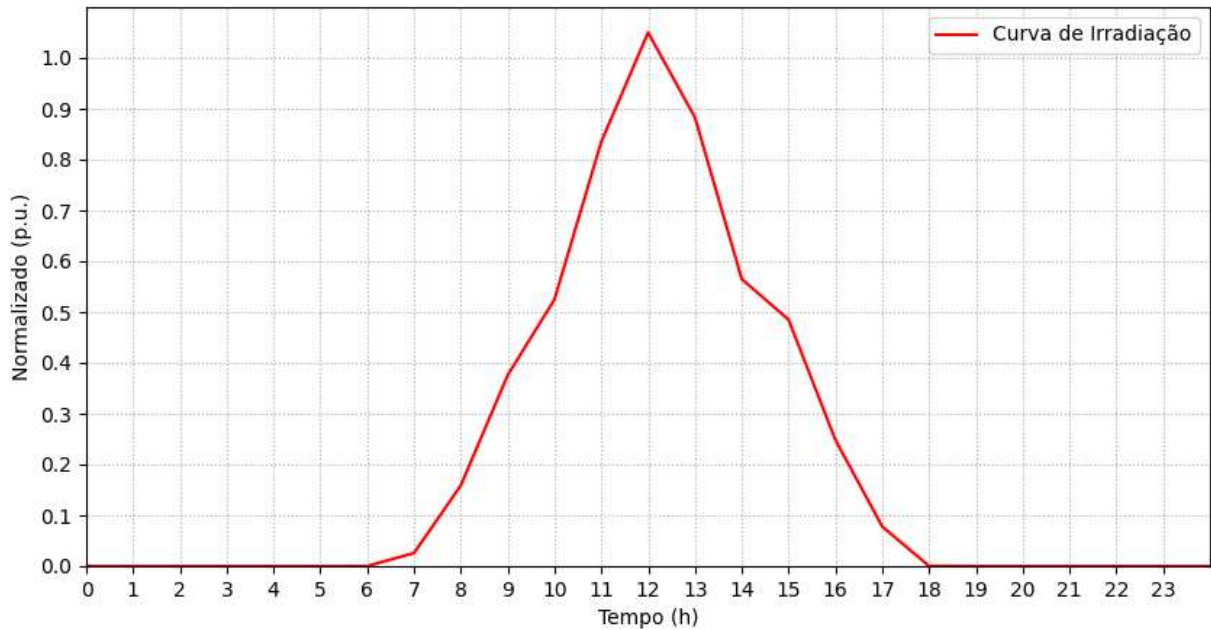
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

As simulações envolvem 24 sistemas PVs implementados em diferentes localidades (Figura 11), o que resulta em uma capacidade fotovoltaica total de 24,1 MWp de penetração fotovoltaica no sistema EPRI CKT5 modificado, que equivale a 337,91% de penetração em relação a potência base do sistema. Vale ressaltar que os sistemas PVs são fontes não despacháveis, dessa forma, o despacho diário desses sistemas são controlados por uma curva típica de irradiação diária, conforme a Figura 13 [71].

Em relação a técnica de MPPT empregada nos sistemas PVs, o método da Tensão constante foi escolhido, no presente trabalho, para operar os arranjos fotovoltaicos. A escolha foi devido a sua consolidação teórica, boa resposta dinâmica e fácil implementação. Além disso, esse método simplifica as simulações e diminui sua complexidade, mitigando problemas futuros que poderiam acontecer, além de não ser o foco principal do trabalho, essa técnica está descrita nos Fundamentos Teóricos, Seção 2.1.1.



Figura 13 – Curva normalizada de Irradiação aplicado nos sistemas PVs.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por fim, baseado em [54], é feito o ajuste dos parâmetros de simulação do sistema PV, apresentados na tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros de simulação dos sistemas fotovoltaicos.

Elementos do Circuito	Descrição	Valores
Controladores	Ganho Proporcional de Tensão CC ( $K_{P,v}$ )	0,000633 $\frac{radF}{Vs}$
	Ganho Integral de Tensão CC ( $K_{I,v}$ )	0,0426 $\frac{radF}{Vs^2}$
	Ganho Proporcional de Corrente ( $K_{P,i}$ )	15,2 $H/s$
	Ganho Integral de Corrente ( $K_i$ )	480 $\Omega/s$
	Constante de tempo do controlador de corrente ( $\tau$ )	0,5 $ms$
	Damping Factor ( $\xi$ )	$\sqrt{2}$
	Frequência de Corte ( $\omega_n$ )	176 $rad/s$
	Constante de tempo da corrente do PLL ( $\tau_{PLL}$ )	4,5 $ms$
	Frequência de Corte do PLL ( $\omega_{n,PLL}$ )	628,3 $rad/s$
	Ganho Proporcional do PLL ( $K_{P,PLL}$ )	2,7 $rad/Vs$
Ganho Integral do PLL ( $K_{I,PLL}$ )	488,8 $rad/Vs^2$	
Rede Elétrica	Tensão no PAC ( $V_d$ )	326,6 V
	Tensão de Pico no PAC ( $\hat{V}_{PAC}$ )	565,68 V
	Frequência ( $f_s$ )	60 Hz
Conversor - VSC	Capacitor do Barramento CC ( $C_f$ )	4700 $\mu F$
	Indutor do Filtro de saída ( $L_f$ )	7,6 mH
	Resistência do Filtro de saída ( $R_{eq}$ )	0,24 $\Omega$
Time-Step	Sistema de Potência ( $Large - dt$ )	100 $\mu s$

Fonte: Adaptado de Archetti, 2019 (Ref.[54]).

### 3.1.2.2 Veículos Elétricos

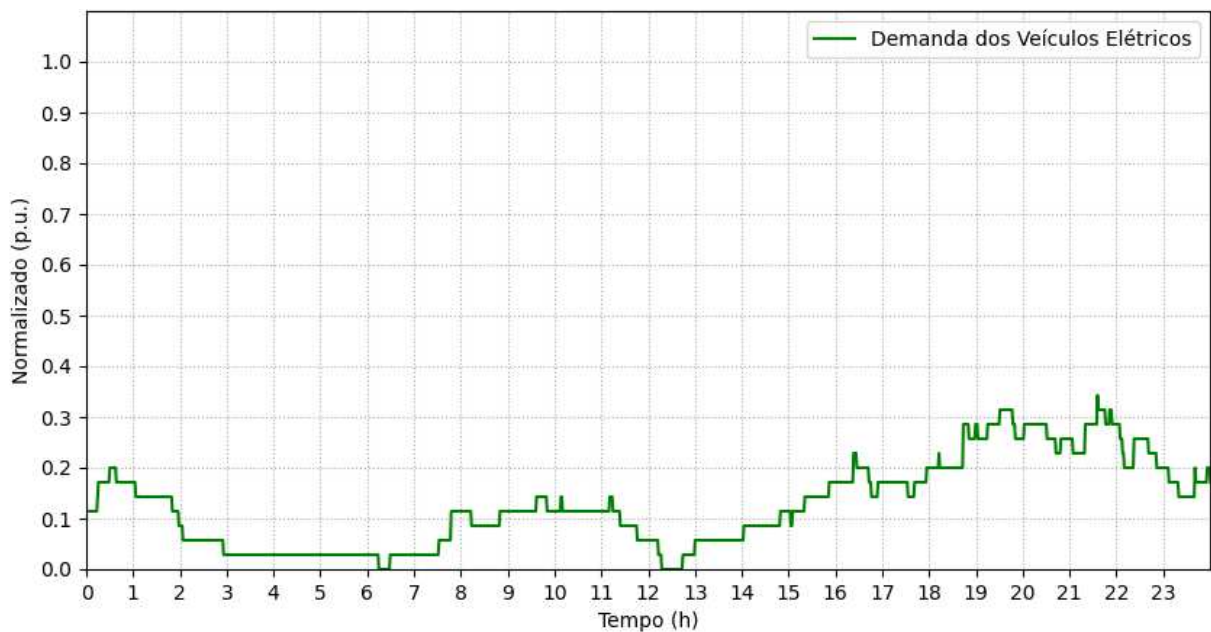
A modelagem dos VEs no PSCAD se baseou em [77], considerando perfis de carregamento reais de usuários e validação do comportamento do estado de carga da bateria do modelo Nissan Leaf. Cada veículo Nissan Leaf tem 40 kW de potência e capacidade da bateria de 115,942 Ah. Foram implementados 35 blocos contendo 720 veículos elétricos agrupados, totalizando 25200 Nissan Leafs. As tomadas dos veículos possuem 1650 kW. Desta forma, cada bloco quando conectado demanda 1188 kW, conforme equação 3.6. Logo, a carga instalada de veículos elétricos é 41,58 MW (conforme equação 3.7), que equivale a 583% de penetração em relação a potência base do sistema. A Figura 11 apresenta a localização das 35 tomadas de VEs.

$$Potência_{Bloco,VE} = Potência_{VE} \times Quant_{VE/Bloco} = 1,65kW \times 720 = 1.188kW \quad (3.6)$$

$$Potência_{Total,VE} = Potência_{Bloco,VE} \times Quant_{Blocos} = 1.188kW \times 35 = 41.580kW \quad (3.7)$$

Neste trabalho, os veículos elétricos foram utilizados como cargas com curvas pré-definidas de operação, como é apresentado na Figura 14. Porém, vale destacar que para a criação da curva de carga dos VEs, foram feitas análises probabilísticas dos períodos de conexão e desconexão dos usuários dos VEs e até de seus níveis de carga baseado em [78, 77].

Figura 14 – Curva de demanda média dos Veículos Elétricos.

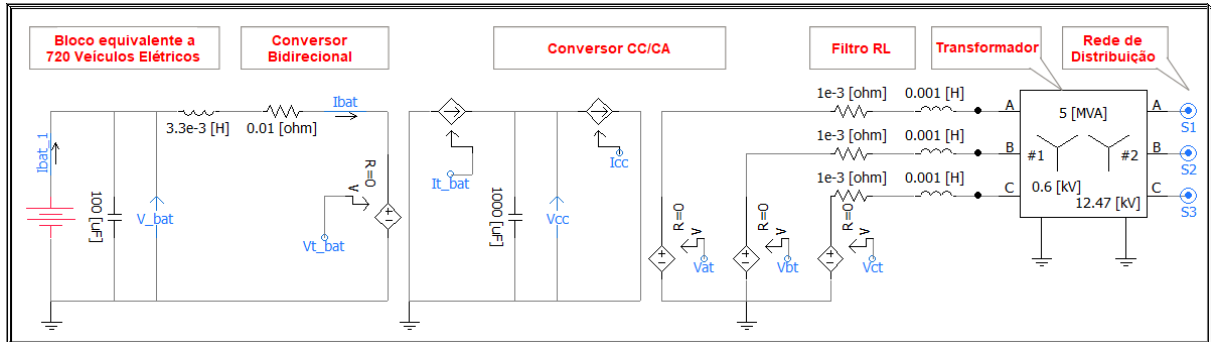


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As tomadas dos VEs são conectadas à rede por meio de um conversor de dois estágios, sendo o primeiro um conversor CC/CC bidirecional, seguido por um inversor

CC-CA, ambos em modelo médio, e um transformador de interface Y-Y (0,6/12,47 kV) para conectar o sistema construído à rede de distribuição. Na Figura 15, é possível observar como foi feita a implementação das tomadas de VEs no PSCAD. Assim como os sistema PVs, as tomadas dos VEs também foram validadas com base em um modelo chaveado previamente simulado [79].

Figura 15 – Representação das Tomadas dos VEs implementadas no PSCAD.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por fim, baseado em [62], é feito o ajuste dos parâmetros de controle, apresentados pela Tabela 6.

### 3.1.2.3 Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias

Com o objetivo de realizar estudos econômicos e de regulação de tensão do sistema elétrico, foram introduzidos conjuntos de baterias no sistema EPRI CKT5 modificado. A construção das baterias seguiu o modelo estabelecido por [80], que utilizou o projeto da plataforma Matlab/Simulink [81], sendo o mesmo adaptado no PSCAD. Os bancos de baterias são construídos a partir de uma bateria de íons de lítio, com potência de 360 kW, 828 kWh de energia e tensão terminal de 720 V. No entanto, para adequação ao sistema EPRI CKT5, seis baterias foram associadas, sendo três colunas conectadas em paralelo com duas baterias por coluna em série, obtendo uma capacidade de 3,45 kAh e 1440 V no barramento CC, como pode ser observado na Figura 16.

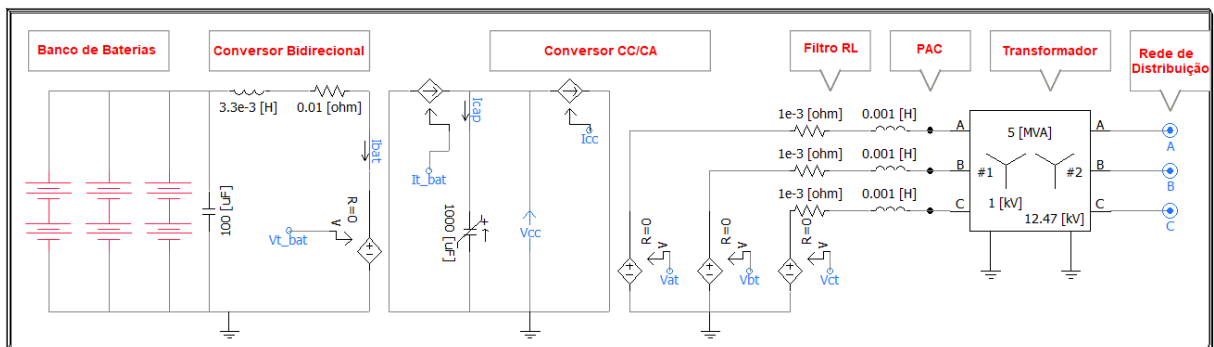
As baterias são conectadas à rede por meio de um conversor de dois estágios, sendo o primeiro um conversor CC/CC bidirecional em corrente que permite a carga e descarga, seguido por um inversor CC-CA, ambos em modelo médio, responsável por conectar o barramento CC ao PAC e um transformador de interface Y-Y (1,0/12,47 kV) para conectar o BESS à rede de distribuição. Na Figura 16, é possível observar a implementação destes conversores em conjunto com o banco de baterias. Tal como os outros modelo médios apresentados, os BESS também foram validados com base em um modelo chaveado previamente estudado e implementado.

Tabela 6 – Parâmetros de simulação dos Veículos Elétricos.

Elementos do Circuito	Descrição	Valores
Controladores	Ganho Proporcional de Tensão CC ( $K_{P,ve}$ )	$0,5 \frac{radF}{V \cdot s}$
	Ganho Integral de Tensão CC ( $K_{Iv,ve}$ )	$10 \frac{radF}{V \cdot s^2}$
	Ganho Proporcional de Corrente ( $K_{Pi,ve}$ )	$2 H/s$
	Ganho Integral de Corrente ( $K_{Ii,ve}$ )	$1 \Omega/s$
	Constante de tempo do controlador de corrente ( $\tau$ )	$0,5 ms$
	Ganho Proporcional de Corrente Bidirecional ( $K_{Pi,bi}$ )	$3,3 H/s$
	Ganho Integral de Corrente Bidirecional ( $K_{Ii,bi}$ )	$33 \Omega/s$
	Constante de tempo do controlador de corrente Bi ( $\tau$ )	$1 ms$
	Damping Factor ( $\xi$ )	$0,7$
	Frequência de Corte ( $\omega_n$ )	$377 rad/s$
	Constante de tempo da corrente do PLL ( $\tau_{PLL}$ )	$4,5 ms$
	Frequência de Corte do PLL ( $\omega_n, PLL$ )	$628,3 rad/s$
	Ganho Proporcional do PLL ( $K_{P,PLL}$ )	$3,7 rad/Vs$
	Ganho Integral do PLL ( $K_{I,PLL}$ )	$685,39 rad/Vs^2$
Modelo da Rede Elétrica	Tensão no PAC ( $V_d$ )	$489,89 V$
	Tensão de Pico no PAC ( $\hat{V}_{PAC}$ )	$848,53 V$
	Frequência ( $f_s$ )	$60 Hz$
Conversor Bidirecional	Capacitor do Filtro de entrada ( $C_{bat}$ )	$100 \mu F$
	Indutor do Filtro de entrada ( $L_{bat}$ )	$3,3 mH$
	Resistência do Filtro de entrada ( $R_{bat}$ )	$10 m\Omega$
Conversor CC-CA	Capacitor do Barramento CC ( $C_f$ )	$1000 \mu F$
	Indutor do Filtro de saída ( $L_f$ )	$1 mH$
	Resistência do Filtro de saída ( $R_{eq}$ )	$1 m\Omega$
Time-Step	Sistema de Potência ( $Large - dt$ )	$100 \mu s$

Fonte: Adaptado de Pinheiro, 2020 (Ref.[62]).

Figura 16 – Circuito de interface entre o Banco de Baterias e o sistema elétrico, implementado no PSCAD.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Vale ressaltar que o conversor associado às baterias, nessa configuração, desempenha o papel de um conversor de suporte à rede, podendo oferecer uma ampla gama de serviços auxiliares, que variam conforme as características do controle implementado. De acordo com [62], o conversor CC/CC bidirecional irá definir automaticamente o modo *buck* ou *boost* de operação, e para isso, existirá um controle formado por uma malha de corrente e uma malha externa de tensão. O comparador será responsável por enviar a referência de corrente, estabelecendo uma lógica de operação coordenada para a regulação de tensão na rede. O conversor CC/CA por sua vez, é responsável pelo controle de tensão do barramento CC para a interface com a rede de distribuição.

Por fim, baseado em [62] a Tabela 7 apresenta os parâmetros de simulação dos BESS, referentes aos conversores e controladores.

Tabela 7 – Parâmetros de simulação dos Bancos de Baterias.

Elementos do Circuito	Descrição	Valores
Controladores	Ganho Proporcional de Tensão CC ( $K_{Pv,bat}$ )	$0,5 \frac{radF}{Vs}$
	Ganho Integral de Tensão CC ( $K_{Iv,bat}$ )	$10 \frac{radF}{Vs^2}$
	Ganho Proporcional de Corrente ( $K_{Pi,bat}$ )	$2 H/s$
	Ganho Integral de Corrente ( $K_{Ii,bat}$ )	$1 \Omega/s$
	Constante de tempo do controlador de corrente ( $\tau$ )	$0,5 ms$
	Ganho Proporcional de Corrente Bidirecional ( $K_{Pi,bi}$ )	$3,3 H/s$
	Ganho Integral de Corrente Bidirecional ( $K_{Ii,bi}$ )	$33 \Omega/s$
	Constante de tempo do controlador de corrente Bi ( $\tau$ )	$1 ms$
	Damping Factor ( $\xi$ )	$0,7$
	Frequência de Corte ( $\omega_n$ )	$377 rad/s$
	Constante de tempo da corrente do PLL ( $\tau_{PLL}$ )	$4,5 ms$
	Frequência de Corte do PLL ( $\omega_{n,PLL}$ )	$628,3 rad/s$
	Ganho Proporcional do PLL ( $K_{P,PLL}$ )	$3,7 rad/Vs$
	Ganho Integral do PLL ( $K_{I,PLL}$ )	$685,39 rad/Vs^2$
Modelo da Rede Elétrica	Tensão no PAC ( $V_d$ )	$816,5 V$
	Tensão de Pico no PAC ( $\hat{V}_{PAC}$ )	$1414,21 V$
	Frequência ( $f_s$ )	$60 Hz$
Conversor Bidirecional	Capacitor do Filtro de entrada ( $C_{bat}$ )	$100 \mu F$
	Indutor do Filtro de entrada ( $L_{bat}$ )	$3,3 mH$
	Resistência do Filtro de entrada ( $R_{bat}$ )	$10 m\Omega$
Conversor CC-CA	Capacitor do Barramento CC ( $C_f$ )	$1000 \mu F$
	Indutor do Filtro de saída ( $L_f$ )	$1 mH$
	Resistência do Filtro de saída ( $R_{eq}$ )	$1 m\Omega$
Time-Step	Sistema de Potência ( $Large - dt$ )	$100 \mu s$

Fonte: Adaptado de Pinheiro, 2020 (Ref.[62]).

O dimensionamento e alocação dos bancos de baterias se deram a partir de um modelo de otimização, que prioriza a redução de perdas nas linhas de distribuição e o desequilíbrio de tensão nas barras do sistema EPRI CKT5. Como resultado, a Tabela 8 apresenta a potência e localização dos BESS no sistema EPRI CKT5. Vale ressaltar que essa etapa, de Dimensionamento e definição das zonas de atuação das baterias não foram desenvolvidas durante essa dissertação, mas obtidas a partir dos resultados de grupos de pesquisas associados ao projeto de P&D, que originou o trabalho apresentado em [82].

A partir do funcionamento do banco de baterias, de acordo com o dimensionamento e a localização, pôde-se realizar uma análise dos impactos de cada banco de baterias no sistema EPRI CKT5. Dessa forma, foi possível definir o raio de atuação, em quantidade de barras, que se consegue promover modificações nas tensões das barras do sistema elétrico a partir de variações de carga e descarga das baterias conectadas ao sistema.

A metodologia se baseia em [83] e consiste em uma análise de sensibilidade de tensão das barras do sistema. A partir de uma injeção de potência nominal dos bancos de baterias, as barras que tiveram variações de tensão superiores a 0,005 p.u. foram incluídas na região de influência do banco. Assim, cada bateria impacta significativamente em uma quantidade de barras do sistema, formando regiões de monitoramento. Por fim, vale destacar que o controle coordenado de cada banco de baterias atua em sua respectiva região de monitoramento, trazendo benefícios, como a redução da quantidade de barras monitoradas e, conseqüentemente, diminuindo a complexidade computacional e o fluxo de informações.

A Figura 11 mostra a localização e a área de atuação dos bancos de baterias, representadas por linhas pontilhadas e a Tabela 8 resume as informações abordadas anteriormente.

Tabela 8 – Dimensionamento e localização dos bancos de baterias.

Baterias	Potência (MW)	Local da Conexão	Quantidade de Barras Monitoradas
Bateria 1	2,33	Barra 69486	21
Bateria 2	1,54	Barra 62239	5
Bateria 3	2,15	Barra 14832	8
Bateria 4	1,44	Barra 8072	14

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

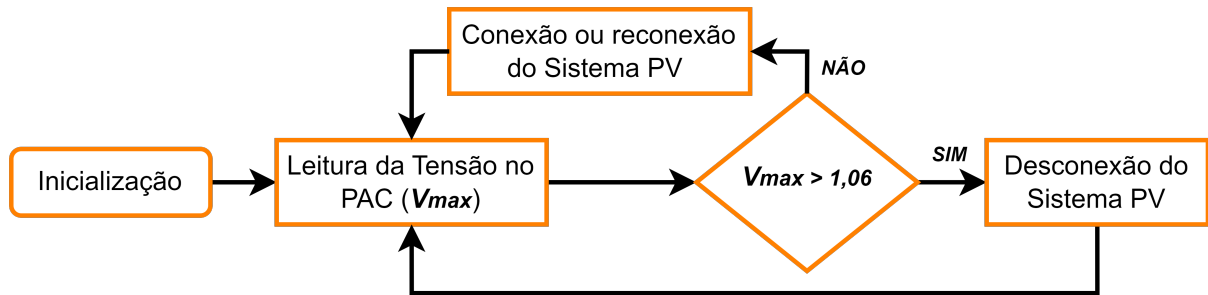
## 3.2 CONTROLADORES LOCAIS, COORDENADO E OTIMIZADO

Como mencionado anteriormente, diferentes técnicas de controle foram implementadas no âmbito deste projeto, e seus resultados - individualmente implementados ou combinados, foram analisados frente a uma simulação dinâmica do sistema completo. Desta forma, aqui serão apresentadas as implementações de tais controles, cujos resultados serão discutidos na próxima seção.

### 3.2.1 Controle ON-OFF (Sistemas PV)

Como já citado anteriormente, o controle ON-OFF tem a função de desconexão dos inversores dos sistemas PVs da rede elétrica em caso de detecção de sobretensão. Assim, funciona como uma proteção do equipamento, mas também ajuda o sistema elétrico contra sobretensões em momentos de alta geração solar [69]. A Figura 17 apresenta o fluxograma de funcionamento do controle ON-OFF.

Figura 17 – Diagrama explicativo do funcionamento do controle ON-OFF.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Analisando a Figura 17, vale ressaltar que as simulações feitas utilizaram um valor de  $V_{max}$  igual a 1,06 p.u. Isso significa que a desconexão do inversor ocorrerá quando a tensão no PAC for maior que 1,06 p.u, diferente do que a norma propõe de 1,1 p.u. Essa modificação foi inserida pois o sistema EPRI CKT5 modificado não obteve sobretensões acima de 1,1 p.u nas análises do controle ON-OFF. Assim, a redução de  $V_{max}$  para 1,06 p.u foi importante para demonstrar com maior clareza a dinâmica de conexão e desconexão dos inversores, e sua influência nas análises técnicas, a serem apresentadas.

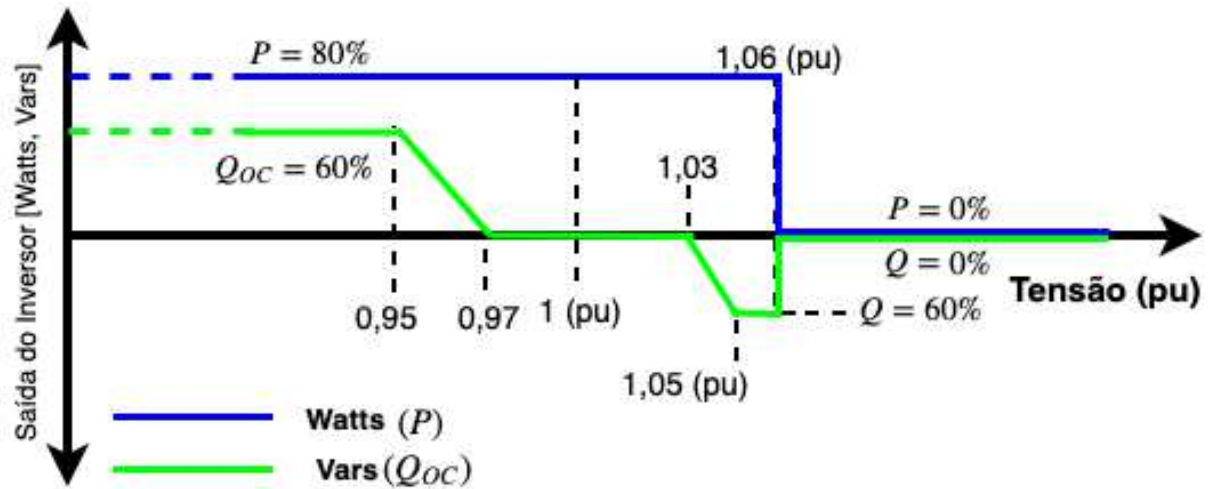
### 3.2.2 Controle Reativo (Sistemas PV)

De modo geral, existe uma quantidade de energia ociosa nos inversores dos Sistemas PVs, que podem ser processadas, de forma capacitiva ou indutiva, a ser definida pela tensão no PAC. Caso haja capacidade de reativo, quando o nível de tensão é baixo, o inversor tem perfil capacitivo e quando o nível de tensão é elevado, o inversor torna-se indutivo. Com esse processo, o controle busca evitar sub e sobretensões no PAC do conversor do sistema PV.

Dessa forma, baseado-se em [54], foi implementado o controle Reativo nos inversores do sistema PV. Em relação ao seu funcionamento, pode-se analisar duas possíveis situações. A primeira situação consiste no caso em que a potência ativa de saída do sistema está no patamar máximo, assim, não há capacidade de geração de VARs, ou pelo menos, a capacidade de VARs será determinada pelo excedente do dimensionamento do inversor. O segundo caso é quando o sistema PV não está na capacidade nominal, trabalhando, por exemplo, com 80% do seu limite. Neste caso o comportamento do controle reativo é apresentado na Figura 18.

É possível observar inicialmente na Figura 18, que a saída de VAR é limitada a 60% de reativo capacitivo, respeitando a capacidade máxima em VA do inversor. Quando a saída de potência ativa começa a diminuir, a capacidade de VARs aumenta até atingir 100%. Entre 0,95 p.u. e 1,06 p.u. de tensão, a capacidade de reativo oscila em + ou -60%, ora de reativo capacitivo em baixa tensão e reativo indutivo para tensão acima de

Figura 18 – Saída do inversor com geração PV com 80% da capacidade nominal.



Fonte: Adaptada de Archetti, 2019 (Ref.[54]).

1,03 p.u., ou seja, quando o nível de tensão é baixo, o inversor injeta reativo capacitivo e quando o nível de tensão é elevado, o inversor injeta reativo indutivo. Na faixa de 0,97 p.u. e 1,03 p.u., o comportamento de reativo é nulo, garantindo que o conversor opere com o fator de potência unitário.

Vale ressaltar que o controle reativo e o controle ON-OFF operam de forma independentes. Porém, o controle ON-OFF tem predominância no controle dos inversores, pois sua ação de desconexão do inversor é importante não apenas para regulação de tensão, mas também como proteção do equipamento.

### 3.2.3 Controle Coordenado

Baseado em [62], um controle coordenado nos conversores bidirecionais das baterias foi implementado. Essa ação visa uma melhora regional ou sistêmica de problemas de subtensão e sobretensão. Assim, um dos objetivos das baterias consiste em prestar suporte à rede, de forma coordenada, a fim de regular as tensões nodais das barras que pertencem à sua zona de atuação (Seção 3.1.2.3), mantendo-as nos limites estipulados.

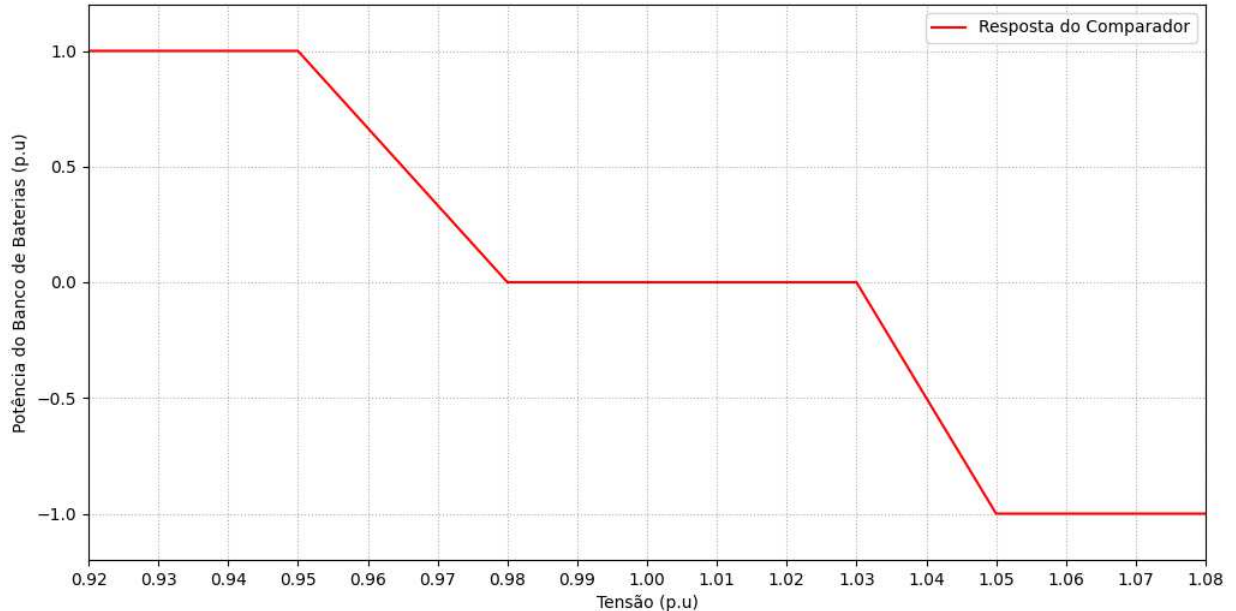
Por meio do conversor bidirecional CC/CC, foi implementado a lógica de suporte de tensão através de um comparador que atua analisando o perfil de tensão das barras monitoradas e caso essas saiam dos limites adequados, de acordo com o PRODIST, o banco de baterias é acionado para injetar ou absorver potência do sistema.

Para a atuação e controle da potência injetada e consumida pelas baterias, foi implementado uma estratégia na malha de controle de corrente do conversor bidirecional, no qual a corrente de referência ( $I_{ref}$ ) é comparada com a corrente que circula pela bateria, e, o erro passa por um controlador PI, de forma a definir o modo de operação da bateria



para absorver ou injetar potência na rede. O valor da corrente de referência é determinado pela curva apresentada na Figura 19.

Figura 19 – Curva de resposta ao controle da bateria: Potência x Tensão do sistema.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Essa curva, implementada no comparador (Figura 19) relaciona as tensões das barras monitoradas com um valor de potência de referência ( $P_{ref}$ ). Assim, após a determinação do  $P_{ref}$  de todas as barras de uma zona de atuação, é feita uma média aritmética, obtendo o  $P_{ref_{media}}$ , que é utilizado para calcular a corrente de referência do BESS ( $I_{ref}$ ) que será processada, conforme a equação (3.8). Dessa forma, os bancos de baterias terão despachos proporcionais a tensão das barras de suas respectivas zonas de atuação.

$$I_{ref} = \frac{P_{ref_{media}}}{V_{bat}} \quad (3.8)$$

Vale ressaltar que cada banco de baterias possui um controle coordenado independente, sendo influenciado exclusivamente pelas tensões das barras pertencentes a suas respectivas zonas de atuação, além disso,  $V_{bat}$  refere-se a leitura de tensão sobre os terminais do banco de baterias.

### 3.2.4 Controle otimizado: Otimização da operação dos Bancos de Baterias

O MCP resolve problemas de otimização a cada tempo de amostragem, a fim de determinar o ponto operacional que atenda a um critério técnico ou econômico. O MCP inclui um recurso de realimentação na otimização do sistema para melhor lidar com

incertezas e distúrbios. Além disso, pode incorporar previsões de geração e demanda e, com base no comportamento futuro do sistema, obter uma operação ótima [45].

Com isso, o algoritmo proposto retorna como saída o despacho ótimo de bancos de bateria com base em aspectos econômicos para 24 horas à frente. Além disso, uma estratégia de horizonte deslizante é desenvolvida para atualizar a operação do sistema a cada passo de amostragem, retroalimentando a saída e corrigindo possíveis distúrbios.

A metodologia proposta consiste no desenvolvimento de um algoritmo de otimização por MCP baseado em [46], que utiliza curvas de demanda de carga, EVs e irradiação, tanto na otimização proposta quanto na simulação. Na realização das simulações são considerados um tempo de operação de 24 horas e um passo de tempo de 1 hora. O modelo de otimização é chamado para cada hora e busca determinar as saídas das baterias para este tempo. Para isso, este modelo considera as curvas de carga, VEs e irradiação para todo o período de 24 horas, a partir da hora atual. As saídas das baterias do modelo de otimização alimentam o modelo de simulação que também fornece informações sobre o sistema para a tomada de decisão sobre a operação das baterias. Em particular, o modelo de simulação retroalimenta o SOC das baterias para o modelo de otimização que é executado na próxima hora, e assim sucessivamente até a última hora do período.

A função objetivo (FOB) do problema é dividida em três partes conforme a equação (3.9).

$$\begin{aligned}
 FOB(t) = & \underbrace{T_{sub}(t)\Delta t \sum_{t=1}^N P_{sub(+)}(t + \Delta t)}_{\text{Parcela 1}} \\
 & + \underbrace{T_{Bat}(t)\Delta t \sum_{bat=1}^{N_{bat}} \sum_{t=1}^N |P_{Bat}(t + \Delta t)|}_{\text{Parcela 2}} \\
 & + \underbrace{\sum_{t=1}^N Penal(t + \Delta t)}_{\text{Parcela 3}}
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

Onde  $t$  é o índice temporal (horário),  $N$  é a quantidade de horas do horizonte de planejamento e operação,  $\Delta t$  é o passo da simulação,  $T_{sub}$  a tarifa horária,  $P_{sub(+)}$  a potência que a subestação fornece ao sistema,  $T_{Bat}$  o custo horário das baterias,  $|P_{Bat}|$  é a potência processada pelos bancos de baterias e  $N_{bat}$  o número de bancos de baterias. Por fim,  $Penal$  definida pela equação (3.10), corresponde a uma penalidade na FOB para quando a potência demandada da subestação for maior do que a potência nominal do transformador da subestação ( $P_{Trafo}$ ), ressalta-se que  $Penal_{value}$  é o valor da penalidade em reais.

$$Penal(t + \Delta t) = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{sub(+)}(t + \Delta t) \leq P_{Trafo} \\ Penal_{value}, & \text{se } P_{sub(+)}(t + \Delta t) > P_{Trafo} \end{cases} \quad (3.10)$$

Conforme observado na Equação (3.9), que exemplifica a FOB do problema, a *Parcela 1* estima o custo da energia da rede, ou seja da subestação suprir o sistema, a *Parcela 2* o custo dos bancos de baterias atuarem, associado ao tempo de vida dos equipamentos e a *Parcela 3* acrescenta uma penalidade à FOB em caso de violação da capacidade de potência da subestação.

Portanto, as variáveis de otimização do modelo de otimização proposto são as potências das baterias e da subestação principal, onde as potências das baterias são as de interesse, visto que essas variáveis alimentam o modelo de simulação. O problema de otimização proposto está sujeito às restrições descritas a seguir.

A equação (3.11) representa o balanço de potência do sistema, onde  $P_{PV}(t)$  é a potência total gerada pelos sistemas PVs e  $P_{load}(t)$  e  $P_{VE}(t)$  são potências demandadas pelas cargas do sistema e pelos VEs, respectivamente. Como comentado anteriormente,  $P_{PV}(t)$ ,  $P_{load}(t)$ ,  $P_{VE}(t)$  são parâmetros pré-definidos por modelos de previsão e, assim,  $\sum_{bat=1}^{N_{Bat}} P_{Bat}(t)$  e  $P_{sub}$  são variáveis que variam conforme a otimização, em que  $\sum_{bat=1}^{N_{Bat}} P_{Bat}(t)$  é a variável que define os despacho das baterias, e  $P_{sub}$  é a variável que estima o quanto o sistema irá consumir ou injetar energia na subestação, sendo uma variável importante para o fazer o balanço de potência da equação (3.11).

$$P_{sub}(t) + P_{PV}(t) + \sum_{Bat=1}^{N_{bat}} P_{Bat}(t) - P_{load}(t) - P_{VE}(t) = 0 \quad (3.11)$$

Os despachos de potência de bancos de baterias devem respeitar os respectivos limites conforme equação (3.12). A equação (3.13) representa o cálculo do  $SOC(t)$  e seus limites, que devem ser respeitados para cada hora  $t$  do horizonte de planejamento, observe que o  $SOC(t)$  depende do SOC anterior ( $SOC(t - 1)$ ) e do despacho dos respectivos bancos de baterias durante a hora  $t$ . Por fim, equação (3.14) estabelece que o SOC inicial ( $SOC_{Bat}^{t=0}$ ) deve ser igual ao SOC final ( $SOC_{Bat}^{t=24}$ ), de modo a garantir que os bancos de baterias terão as mesmas condições iniciais para a operação do dia seguinte. Observe que o  $SOC_{Bat}^{t=24}$  (SOC final) é calculado a partir dos  $N$  despachos dos bancos de baterias, o que indica novamente a dependência do  $SOC(t)$  com o SOC anterior ( $SOC(t - 1)$ ).

$$-P_{Bat}^{max} \leq P_{Bat}(t + \Delta t) \leq P_{bat}^{max} \quad (3.12)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t - 1) - \frac{P_{Bat}(t + \Delta t)}{P_{bat}^{max}} \leq SOC_{max} \quad (3.13)$$

$$SOC_{Bat}^{t=0} = SOC_{Bat}^{t=24} = SOC_{Bat}^{t=0} - \sum_{t=1}^N \frac{P_{Bat}(t + \Delta t)}{P_{bat}^{max}} = 50\% \quad (3.14)$$

Da formulação anterior, pode-se concluir que o modelo de otimização proposto consiste em um problema de programação linear. Para resolver este problema, o modelo foi implementado na linguagem Python, por meio da biblioteca *Convex Optimization Package* (CVXOPT), utilizando o solucionador GLPK (*GNU Linear Programming Kit*).

Vale ressaltar que para um único passo as equações de restrições (3.11), (3.12) e (3.13) são criadas a cada hora  $N$  do horizonte de planejamento do sistema. Os valores da simulação são atualizados a cada passo de amostragem e o objetivo é minimizar a FOB do sistema, reduzindo, assim, o custo de operação. Além disso, é importante frisar que a otimização em si não leva em consideração a melhora do perfil de tensão do sistema em sua modelagem. Devido a isso, ela deve ser simulada em conjunto com o controle coordenado previamente introduzido.

Dessa forma, os valores de  $\sum_{bat=1}^{N_{Bat}} P_{Bat}(t)$  calculados pelo modelo de otimização, que define o despacho dos bancos de baterias são ativados quando a média das tensões da zona de atuação do banco de baterias  $N_{Bat}$  estiver entre 0,95 e 1,045 p.u. Esse processo é feito de forma independente para cada banco de baterias. Assim, o sistema não somente avalia aspectos econômicos na operação mas também analisa se o sistema está dentro dos parâmetros técnicos pré-estabelecidos.

#### 3.2.4.1 Parâmetros do Otimizador

A Figura 20 apresenta, de maneira normalizada, a curva de irradiação (Figura 13) que comandará a geração dos sistemas PVs e as curvas de consumo das cargas do sistema EPRI-CKT5 modificado e dos VEs (Figura 14), dinamizadas em 24 horas. Essas curvas serão utilizadas na simulação do PSCAD e também como curvas de previsão para o planejamento horário do otimizador.

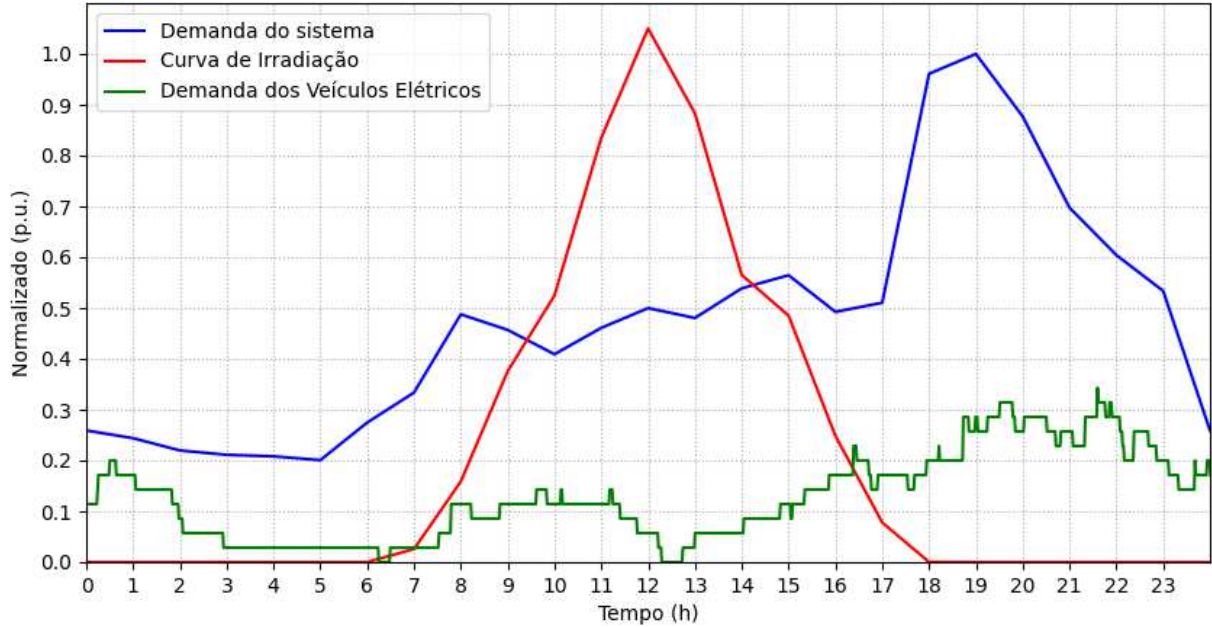
Já a Tabela 9, define os parâmetros utilizados no otimizador, como: tarifas, valores restritivos, e a potência base dos VEs, carga do sistema e da geração PV.

Destaca-se que o limite máximo de carga e descarga de cada banco de baterias ( $P_{bat}^{max}$ ) respeita os valores apresentados na Tabela 8.

### 3.3 AMBIENTE DE CO-SIMULAÇÃO

A integração dos *softwares* PSCAD e Python pode ser interessante para simulações de sistemas elétricos inteligentes. O PSCAD oferece recursos avançados de simulação e análise elétrica, enquanto o Python é uma linguagem de programação versátil com uma ampla gama de bibliotecas e módulos. Ao integrar essas duas ferramentas, é possível automatizar tarefas complexas e estender as capacidades de simulação do PSCAD. A combinação do PSCAD e Python permite criar fluxos de trabalho eficientes, realizar simulações em grande escala, integrar sistemas externos e explorar técnicas e módulos

Figura 20 – Curvas normalizadas de carga do sistema, carga dos Veículos Elétricos e Irradiação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 9 – Resumo dos parâmetros utilizados na otimização e simulação.

Componentes do Sistema	Descrição	Valor
EPRI CKT5	Tensão Nominal	12,47 kV
	Carga Instalada	7,132 MW
Sistema PV	Potência Instalada total	24,1 MWp
Veículos Elétricos	Carga instalada total	41,58 MW
Parâmetros do Otimizador	Passo da simulação ( $\Delta t$ )	1 hora
	Tarifa horária ( $T_{sub}$ )	R\$ 400,00/MWh
	Custo horário das baterias ( $T_{Bat}$ )	R\$ 12,10/MWh
	Penalização de pico de demanda ( $Penal_{value}$ )	R\$ 500,00
	Potência do Transformador da subestação ( $P_{Trafo}$ )	10 MW
	SOC Inicial ( $SOC_{t=0}$ )	50%
	SOC mínimo ( $SOC_{min}$ )	20%
SOC máximo ( $SOC_{max}$ )	80%	

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

avançadas, como otimizadores, para melhorar a compreensão e o desempenho dos sistemas elétricos. Essa integração facilita o trabalho dos profissionais e impulsiona a inovação no campo da engenharia elétrica.

Python é uma linguagem de programação de alto nível, que vem ganhado popularidade em diversos campos, tornando-se uma das linguagens mais utilizadas no mundo da programação. Uma das principais características que torna Python tão popular é a sua sintaxe simples e legível, o que facilita o aprendizado e a escrita de código, além de suportar múltiplos paradigmas de programação, incluindo programação orientada a objetos, programação imperativa e funcional.

Além disso, o Python possui uma vasta biblioteca padrão que fornece uma ampla gama de funcionalidades, desde manipulação de arquivos e acesso à Internet, até processamento de texto e criação de interfaces gráficas. Essa biblioteca padrão é complementada por uma enorme quantidade de pacotes e módulos de terceiros, disponíveis no *Python Package Index* (PyPI), que expandem ainda mais as capacidades da linguagem. Sua versatilidade, combinada com uma comunidade ativa e um ecossistema robusto, tornam Python uma escolha popular entre desenvolvedores de todos os níveis de habilidade [84].

Já em relação a simulações de circuitos elétricos e eletrônica de potência, diversos *softwares* estão disponíveis no mercado atualmente. Logo, para a escolha do PSCAD como plataforma de simulação, podemos destacar: a capacidade de análises dinâmicas dos circuitos simulados; o PSCAD inclui também uma funcionalidade para construção de componentes, além da extensa biblioteca de componentes pré-construídos, como geradores, transformadores, disjuntores, cabos, controladores, entre outros que permite a realização de diversos testes e fenômenos elétricos; possui uma interface gráfica intuitiva e amigável que facilita a construção e a visualização de modelos de simulação; e por fim, tem a capacidade de integração com outras ferramentas de simulação e análise, bem como com sistemas de controle em tempo real (Co-Simulação), permitindo que os usuários realizem simulações acopladas, combinando diferentes aspectos dos sistemas de energia elétrica e avaliando seu desempenho de forma mais abrangente [85].

### 3.3.1 Plataforma Python/PSCAD

A plataforma Python/PSCAD é a ferramenta do trabalho que integra os resultados da otimização via Python com a simulação dinâmica do PSCAD. Para melhor entendimento do desenvolvimento da plataforma Python/PSCAD, algumas funcionalidades do PSCAD, utilizadas na integração do Python com o PSCAD, serão explicadas a seguir. Vale destacar que essas funcionalidades não foram criadas no âmbito desse trabalho, apenas aproveitadas a partir da necessidade que se deu para construção da plataforma. Além disso, os nomes de algumas variáveis importantes para o entendimento da plataforma serão definidos.

- *Snapshot Save*: função que gera um arquivo que contém o estado de todas as variáveis da simulação do passo  $N$ , gerando o arquivo *Snapshot<sub>N</sub>* que será utilizado para inicializar a simulação no passo  $N + 1$ . Dessa forma, utilizando o arquivo *Snapshot<sub>N</sub>*, o usuário tem a oportunidade de dar continuidade em simulações e até omitir períodos transitórios, ganhando mais eficiência na execução do *software*.
- *Output*: função que gera o arquivo *File.out<sub>N</sub>*, que armazena os resultados completos da simulação do passo  $N$ . A partir da função *ImPSCAD*, criada em [86], é possível utilizar os resultados da simulação do PSCAD dentro da IDE Python.
- *ImPSCAD*: é um pacote criado em python que lê e processa os arquivos de resultado das simulações do PSCAD, podendo todos os resultados serem acessados em uma IDE Python [87].
- *PSCAD Automation Library (AL)*: é uma biblioteca de automação que permite a comunicação entre o *software* PSCAD e o Python, fornecendo uma interface para controlar e interagir com o PSCAD por meio do Python. Ela permite que você crie scripts em Python para automatizar tarefas no PSCAD, como configurar e executar simulações, analisar resultados e manipular componentes do modelo de simulação. Com o uso dessa biblioteca, é possível estender as capacidades do PSCAD além da interface gráfica do usuário padrão, permitindo a criação de fluxos de trabalho personalizados e a automação de processos repetitivos [88].

A seguir, será explicado o fluxo de trabalho e informações da Plataforma Python/PSCAD criada nesse trabalho.

A princípio, é feita a inicialização da IDE Python, onde está o *script* que dará os comandos a seguir. Dessa forma, já utilizando o *PSCAD AL*, é feita a inicialização do PSCAD, carregando o *Workspace* do projeto que será simulado, além de definir os parâmetros de simulação do PSCAD e do otimizador e a quantidade de passos (*TS*) no qual a simulação do PSCAD será particionada. Após os ajustes iniciais, o processo em loop é executado, no qual as principais ações, do passo  $N$  da simulação e do Python, serão detalhadas a seguir:

1. Atualização dos parâmetros: define os arquivos de inicialização da simulação  $N$  (*Snapshot<sub>N-1</sub>*), nomeia o arquivo de inicialização do passo  $N + 1$  (*Snapshot<sub>N</sub>*) que será salvo ao final da simulação  $N$  e nomeia o arquivo gerado pelo PSCAD que contém todo o resultado da simulação (*File.out<sub>N</sub>*);
2. Execução do otimizador: a partir dos parâmetros de inicialização e dos valores dos SOCs reais, obtidos do arquivo *File.out<sub>N-1</sub>*, o otimizador é executado, e então são definidas as potências de referência que deverão ser processadas pelos bancos de

baterias do PSCAD no passo  $N$ . Vale ressaltar que os SOC's reais são utilizados para que a otimização consiga reproduzir em sua análise a real capacidade que os bancos de baterias possuem dentro do sistema elétrico;

3. Blocos programáveis: O resultado da otimização, neste caso, o despacho ótimo dos bancos de baterias, são informados nos blocos programáveis do PSCAD. Dessa forma, quando o sistema inicializar a simulação, os bancos de baterias terão novas referências de despacho, definidas pelo otimizador. Essa ação é a mais importante no processo de gerenciamento ativo do sistema, possibilitando modificações em seus parâmetros, provenientes de um cálculo de otimização, algo que não é possível, de maneira simples, utilizando apenas os blocos programáveis do PSCAD.
4. Execução do sistema: a partir da ferramenta *PSCAD AL*, a simulação do passo  $N$  é realizada no PSCAD;
5. Resultados da simulação: após o fim da simulação, os resultados obtidos (*File.out<sub>N</sub>*) são interpretados pela função *ImPSCAD*, para retroalimentar o item 2 e armazenados na IDE Python para gerar os relatórios finais;
6. Condição de parada: o processo se repete até que o passo  $N$  seja igual a quantidade de passos totais ( $TS$ ) definida no início da simulação.

Por fim, o resultado dos  $N$  passos armazenados são consolidados para obtenção dos resultados. O diagrama da Figura 21 resume o funcionamento da plataforma Python/PSCAD explicado anteriormente.

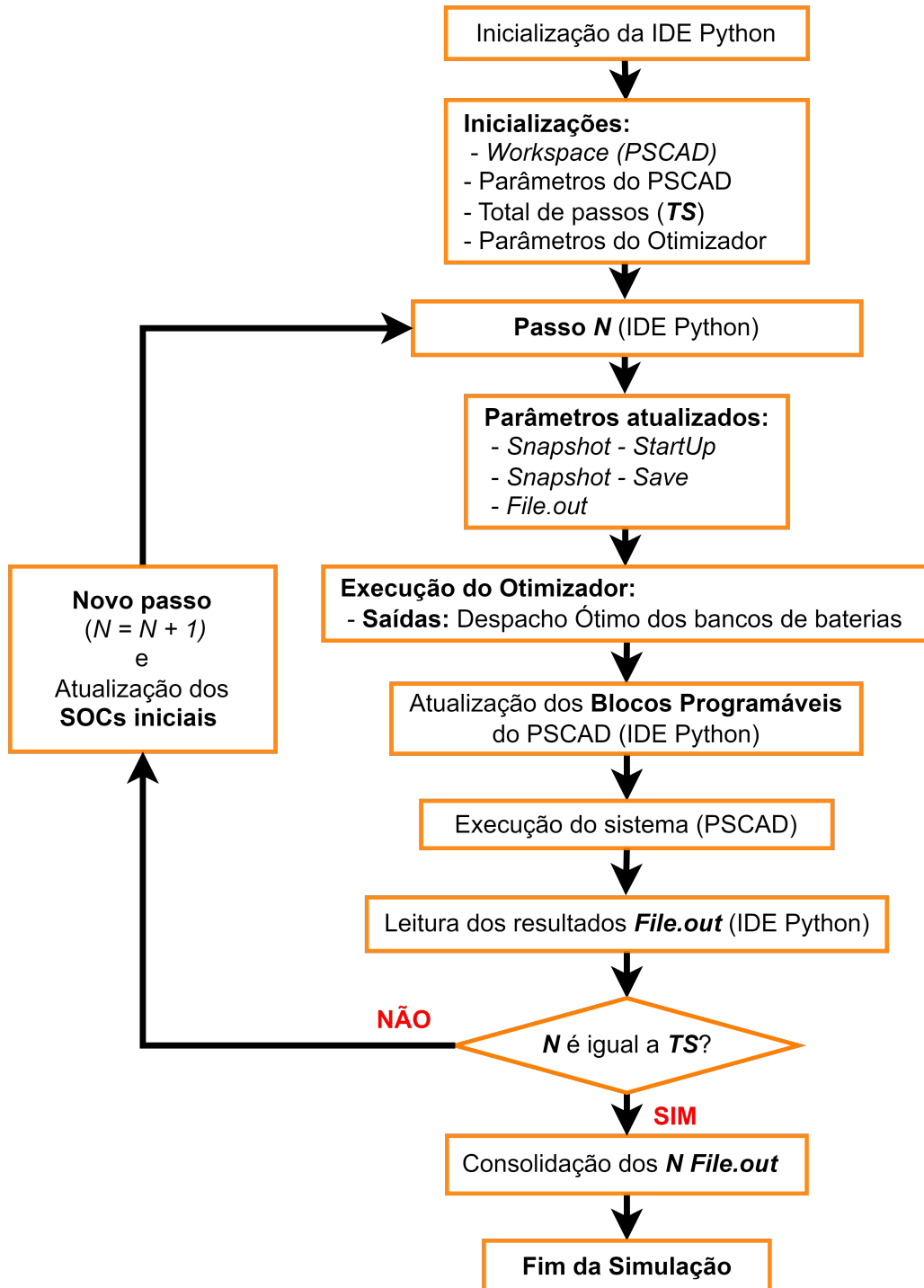
### 3.3.2 Aplicação do Horizonte Deslizante

Para um melhor entendimento da otimização e da plataforma Python/PSCAD, a técnica de horizonte deslizante adotada no trabalho será exemplificada a seguir. De forma geral a técnica do Horizonte Deslizante divide em intervalos menores uma simulação completa, fazendo simulações separadas de cada intervalo, e isso se repete até que todos os intervalos sejam simulados.

Exemplificando com a metodologia do presente trabalho, temos um horizonte de análise de 24h, representado pela Figura 20. Nesta são apresentadas as curvas de geração dos sistemas PVs e consumo dos VEs e carga. Assim, para utilizar os resultados do otimizador durante a simulação, foi feita a divisão da simulação completa em 24 passos com duração de 1h. Dessa forma, o passo 1 realiza a simulação com os parâmetros de inicialização que representam a hora 1 da simulação, o passo 2 com a hora 2 e assim sucessivamente. Vale ressaltar que do passo 2 em diante é levando em consideração as condições e eventos que ocorreram durante o passo anterior.



Figura 21 – Diagrama explicativo do funcionamento da plataforma Python/PSCAD.

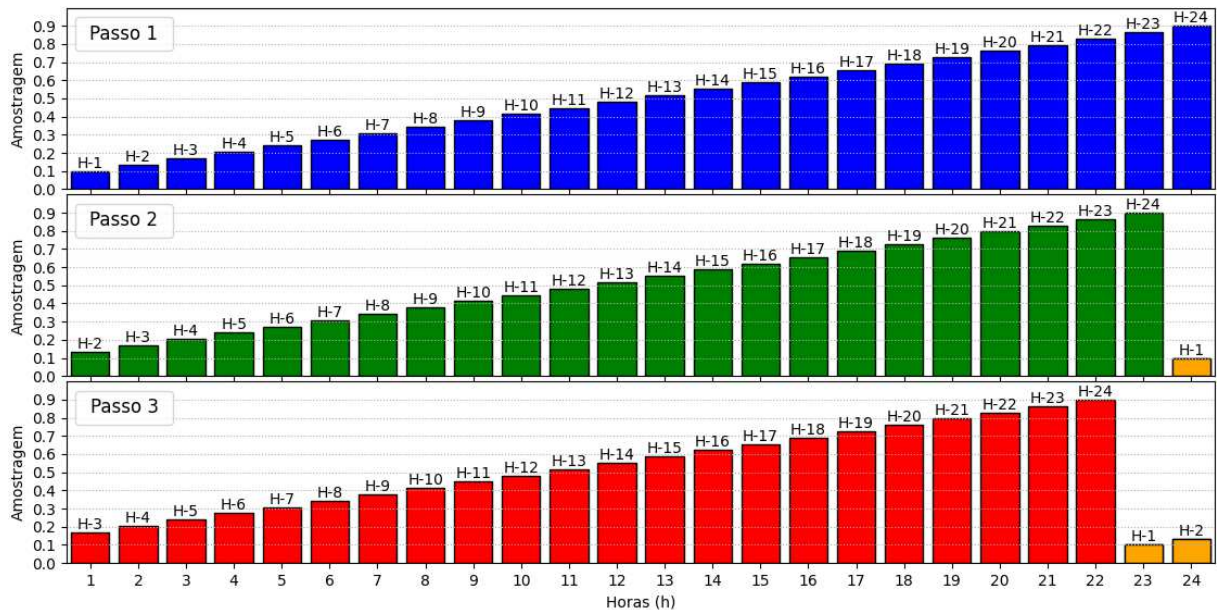


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Além disso, vale destacar que a otimização sempre analisará um horizonte de 24h para conseguir tomar decisões do passo atual de forma planejada e assim não comprometer os passos futuros. Com isso, foi criada uma lógica no otimizador para reconstruir o horizonte de 24h a cada passo da simulação.

A Figura 22 exemplifica essa metodologia, onde no gráfico do passo 1 temos o horizonte original. Já no gráfico do passo 2, a primeira hora de análise é referente a hora 2 ( $H - 2$ ) do horizonte original, porém para completar as 24h de análise que o otimizador precisa, a hora 1 do horizonte original ( $H - 1$ ) foi deslocada para o final do horizonte de análise do passo 2 (24h do passo 2), representada em laranja no gráfico. O mesmo processo se repete para o passo 3, porém deslocando as horas 1 e 2 do horizonte original ( $H - 1$  e  $H - 2$ ), como pode ser observado.

Figura 22 – Exemplificação do horizonte deslizante.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dessa forma, essa técnica, possibilita que os resultados da simulação sejam *inputs* do otimizador e suas saídas inseridas na simulação. Assim, é possível construir um sistema flexível e com um gerenciamento ativo.

## 4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados da simulação a partir da aplicação dos controles locais, coordenados e otimizados desenvolvidos na presente dissertação, afim de observar o impacto dos REDs no perfil de tensão e como os controles podem auxiliar o sistema técnica e economicamente. Para cada caso simulado, serão feitas análises dos perfis de tensão e potência despachada pela subestação e banco de baterias. Além disso, será feita uma comparação dos custos de operação de cada caso, para análise de impacto do otimizador na operação do sistema. A relação de simulações realizadas é detalhada na Seção 4.2.

### 4.1 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

A Tabela 10 apresenta os parâmetros de simulação do PSCAD. Vale ressaltar que cada segundo de simulação do PSCAD representa 1 hora de simulação do sistema elétrico, devido à normalização das curvas de interesse, mostrado na Figura 20.

Tabela 10 – Parâmetros de Simulação do PSCAD.

Descrição	Valores
<i>Time Step (Large – dt)</i>	100 $\mu$ s
Intervalo de amostragem ( <i>ChanelPlot</i> )	5000 $\mu$ s
Total de passos da plataforma Python/PSCAD ( <i>TS</i> )	24 <i>passos</i>
Duração do passo <i>N</i> no PSCAD	1 s

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

### 4.2 SIMULAÇÕES REALIZADAS

Os resultados a serem apresentados são organizados em cinco simulações:

- Caso 1: Simulação do caso base do sistema EPRI CKT5 Modificado.
- Caso 2: Simulação do sistema EPRI CKT5 Modificado com a ativação dos sistemas PVs e blocos de VEs.
- Caso 3: Adição dos controles locais e coordenados ao sistema construído no Caso 2.
- Caso 4: Simulação do Caso 2 com adição do controle coordenado e despacho ótimo dos bancos de baterias.
- Caso 5: Simulação do Caso 2 com adição dos controles locais e coordenado e despacho ótimo dos bancos de baterias.

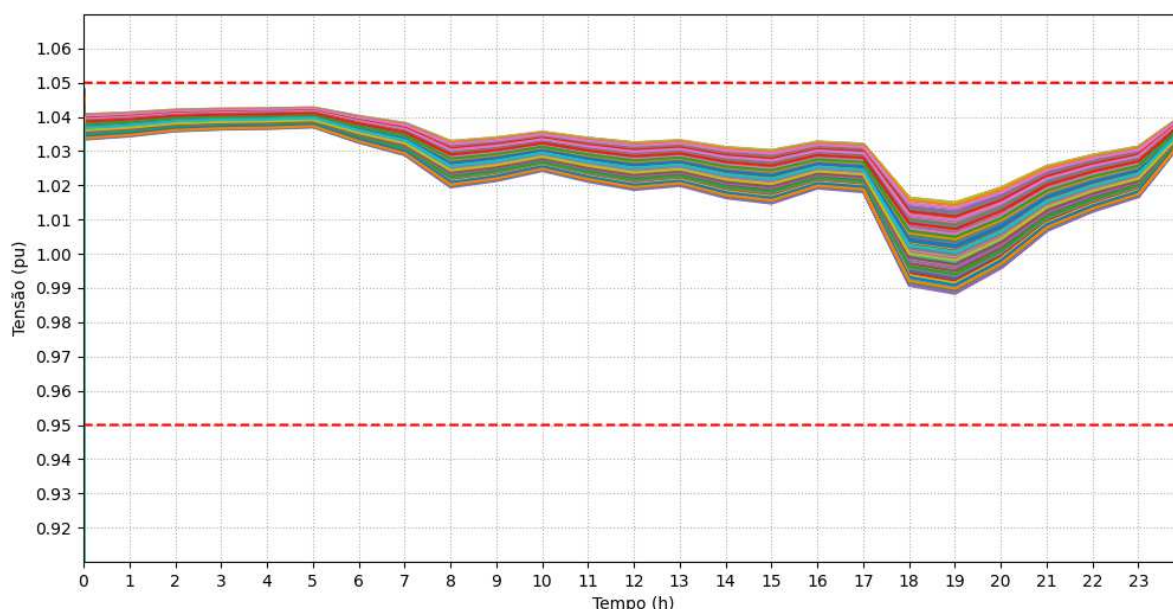
Vale ressaltar que as imagens a seguir, que apresentam perfis de tensão dos casos analisados possuem linhas pontilhadas em vermelho referentes aos limites da Tensão de Atendimento ( $TA$ ) classificadas como adequada, de acordo com o PRODIST.

#### 4.2.1 Caso 1: Caso base do sistema EPRI CKT5 modificado

Conforme supracitado, o caso 1 das simulações especificam as características sistêmicas do sistema EPRI CKT5, quando aplicado apenas a curva de demanda das cargas do sistema, mostrada na Figura 20.

A Figura 23, apresenta o perfil de tensão de todo o sistema CKT5. Observa-se na Figura 23, que as tensões do sistema ficam compreendidas entre 0,988 p.u e 1,042 p.u, ficando nos patamares desejáveis do PRODIST.

Figura 23 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso base.

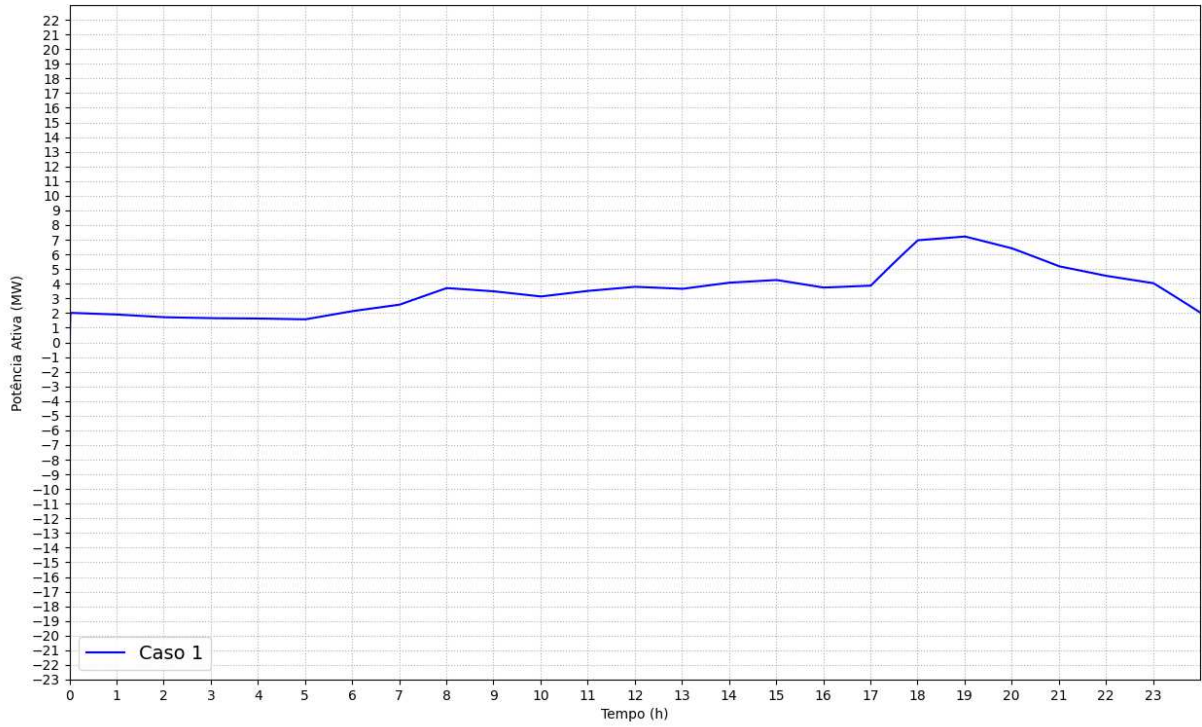


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De forma a complementar a análise do perfil de tensão, podem-se observar a Figura 24, que apresenta a curva de potência ativa da subestação. Vale ressaltar que essa curva possui um perfil semelhante a curva de demanda do sistema. Além disso, não existe fluxo reverso na subestação, pois no caso base não há equipamentos injetando energia no sistema.

Já a Figura 25 mostra a curva de potência reativa da subestação, que possui um perfil semelhante a curva de demanda do sistema.

Figura 24 – Curva de potência ativa da subestação referente ao caso base.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 25 – Curva de potência reativa da subestação referente ao caso base.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

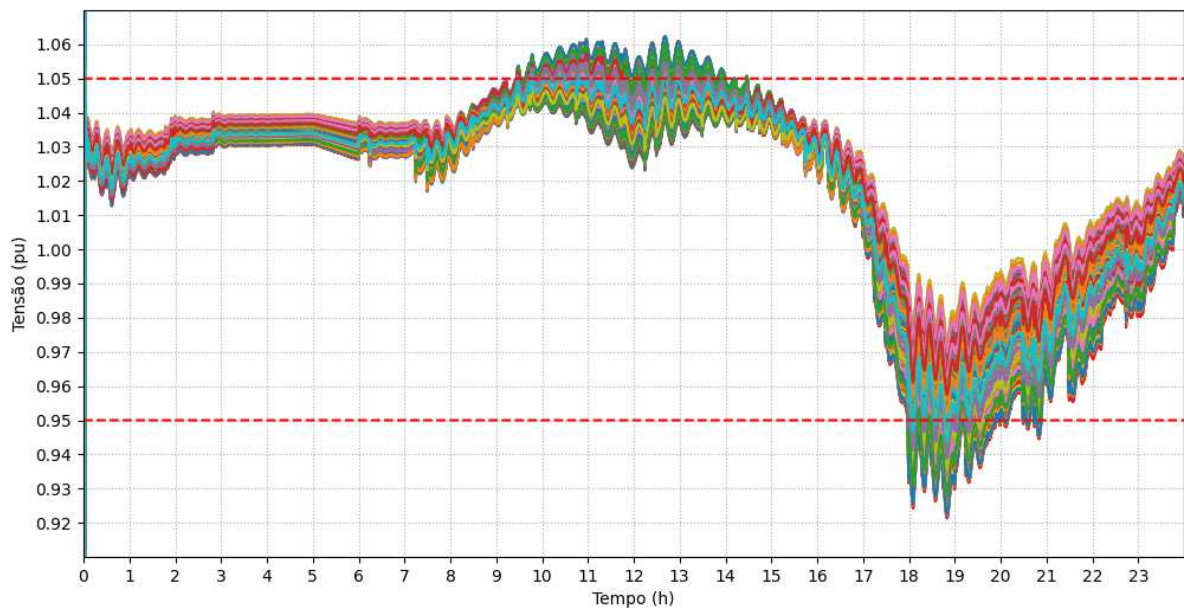


#### 4.2.2 Caso 2: Caso base com ativação dos sistemas PVs e VEs

Para o caso 2, os sistemas PVs e os pontos de carregamento dos VEs foram inseridos no modelo de simulação, ambos seguindo as curvas normalizadas da Figura 20. Em relação aos sistemas PVs, os 24 pontos de conexão totalizam mais de 24 MWp. Já, os VEs, demandam do sistema no momento de maior consumo, mais de 40 MW.

Dessa forma, é possível ver o impacto causado no perfil de tensão ao inserir na simulação os sistemas PVs e os VEs, conforme ilustra a Figura 26.

Figura 26 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 2.



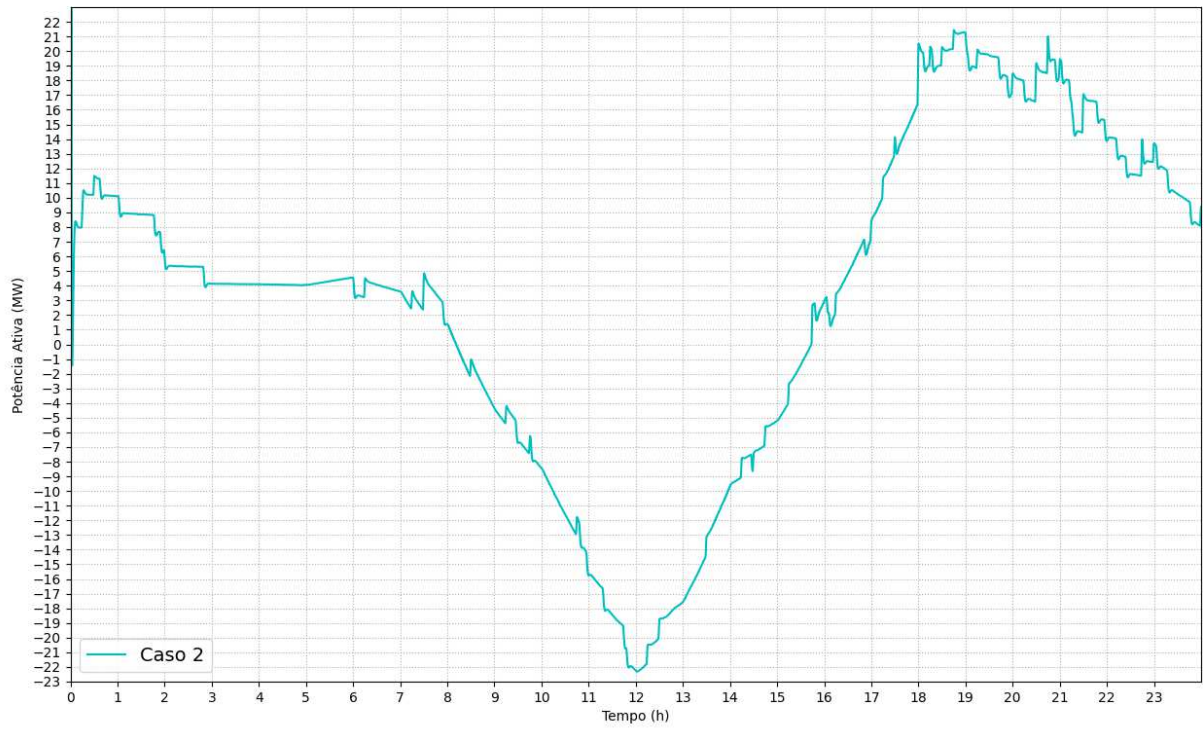
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As tensões atingiram 1,064 p.u de máxima e 0,921 p.u de mínima, que já são valores considerados críticos pelo PRODIST, demonstrando que a alta penetração fotovoltaica e o aumento da carga do sistema devido aos VEs impactam significativamente a tensão do sistema CKT5.

Analisando o perfil de potência ativa da subestação do caso 2, mostrado pela Figura 27, é visto um fluxo reverso no período de maior injeção de potência dos sistemas PVs, causando sobretensões (Figura 26). Por outro lado, após as 16 horas, é observado um aumento drástico na demanda do sistema, devido à diminuição da geração fotovoltaica e principalmente ao alto consumo dos VEs, causando um afundamento no perfil de tensão entre 18 e 21 horas.

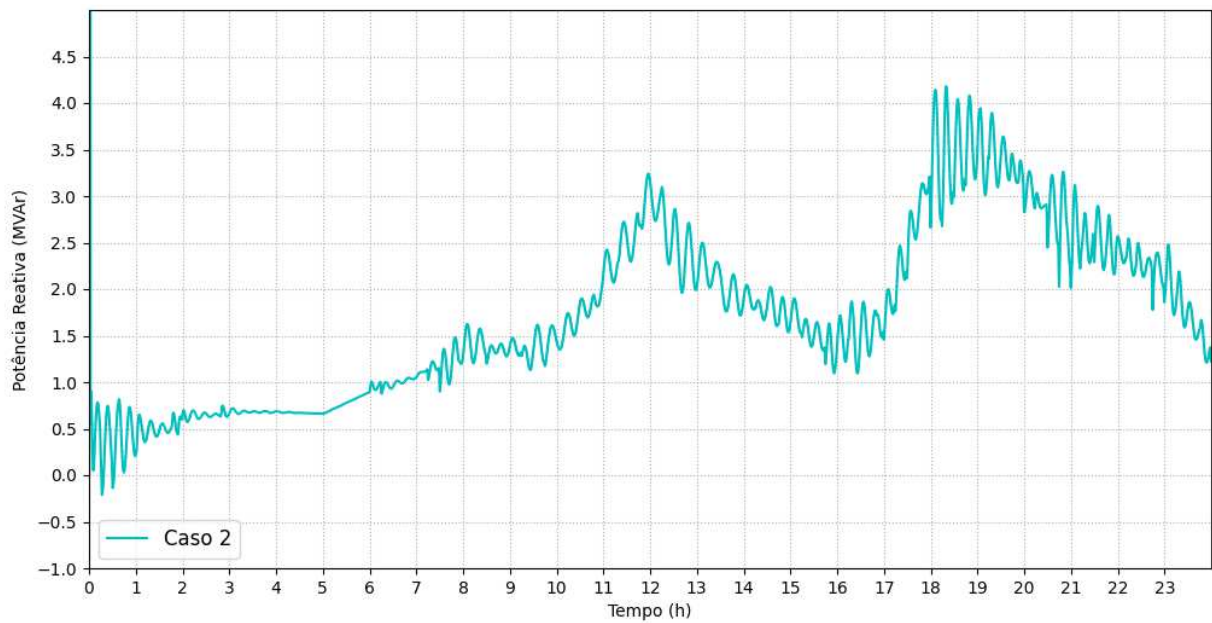
Por fim, a Figura 28 mostra a curva de potência reativa da subestação. Devido à inserção dos VEs há um aumento de potência reativa vista pela subestação.

Figura 27 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 2.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 28 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 2.

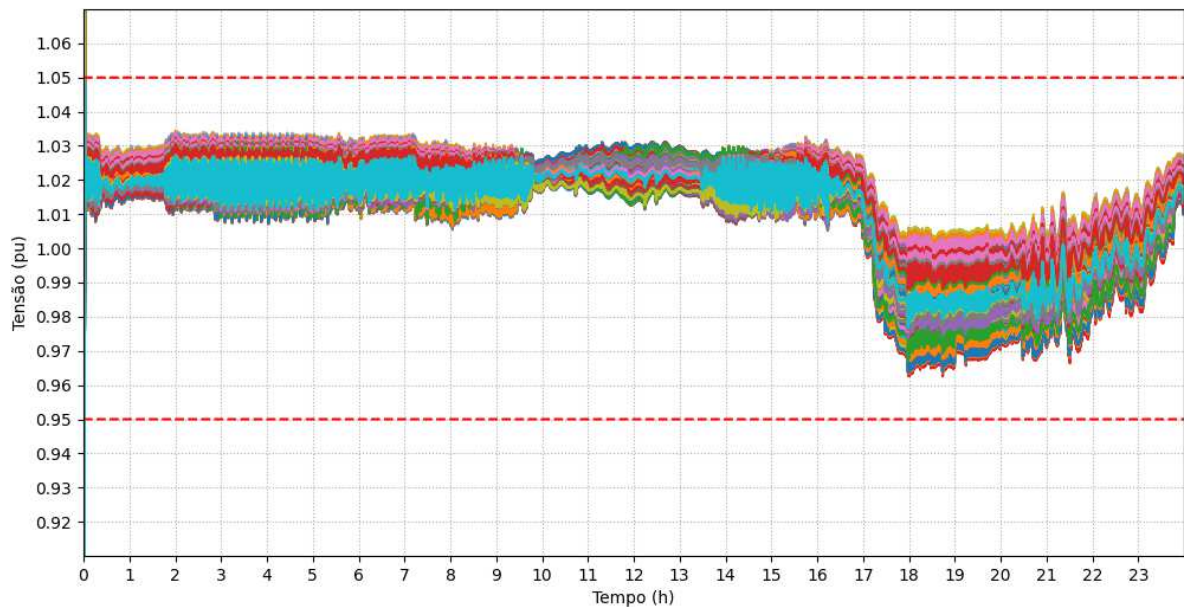


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.2.3 Caso 3: Caso base com ativação dos sistemas PVs, VEs, bancos de baterias e controles locais e coordenados

Para o caso 3, além de manter os sistemas PVs e VEs operando, também habilitou-se os controles locais (ON-OFF e Reativo) e o controle coordenado na operação da rede. O perfil de tensão do sistema é apresentado pela Figura 29, onde é possível ver os impactos positivos causados pelos controles locais e coordenado. Com esses controles, observa-se que a sobretensão entre 10 e 14 horas e a subtensão entre 17 e 22 horas que acontecia no perfil de tensão do caso 2, conforme mostrou a Figura 26, são extintas. Nas condições atuais as tensões do sistema ficaram dentro dos patamares adequados do PRODIST, compreendidas entre 0,961 p.u e 1,033 p.u.

Figura 29 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 3.



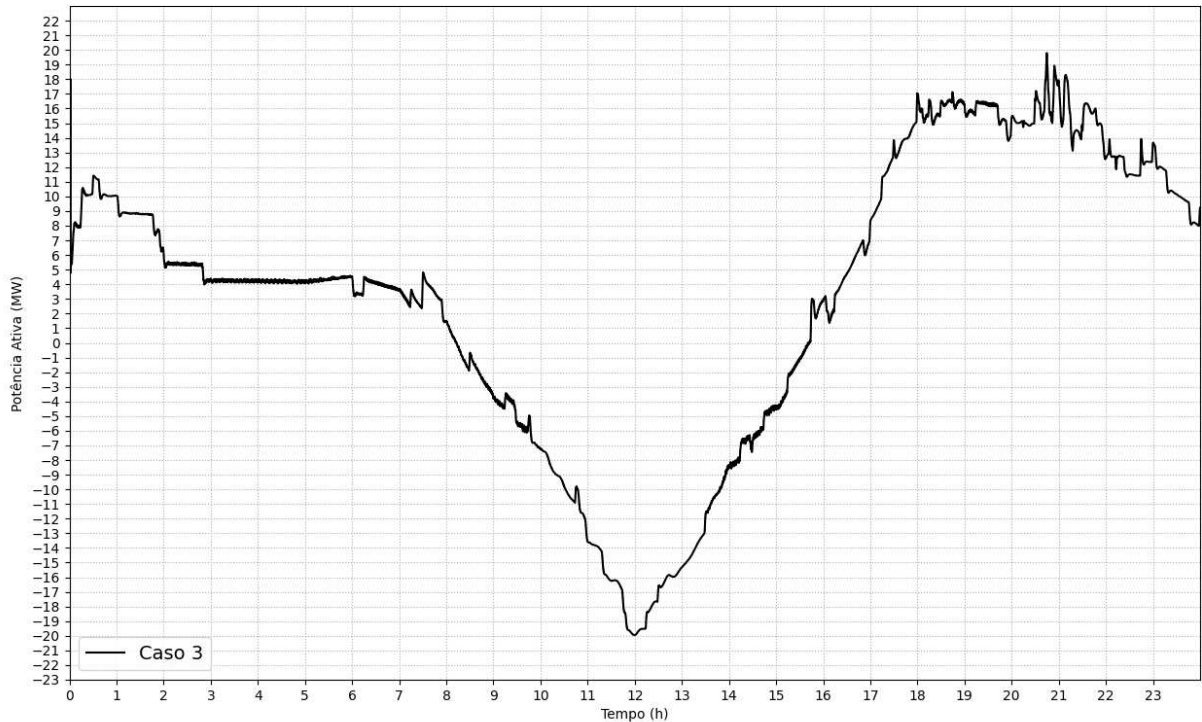
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Aprofundando a análise do caso 3, é possível observar, conforme mostra a Figura 30, que com a atuação dos bancos de baterias há uma diminuição no fluxo reverso, entre 10 e 15 horas, se comparado com o caso 2 (Figura 30). Isso ocorre, pois devido à sobretensão que o sistema sofre, registrada pelo caso 2 (Figura 26), o controle coordenado determina que os bancos de baterias consumam energia para mitigar esse problema. De forma inversa, entre 18 e 21 horas, há uma diminuição no pico de demanda do sistema visto pela subestação. Nesse momento o controle coordenado determina que as baterias injetem energia no sistema para mitigar problemas de subtensão que foram registrados no caso 2, fazendo com que uma parcela da carga seja atendida pela energia proveniente dos bancos de baterias.

De forma a complementar a análise anterior, pode-se observar os momentos de maior atuação dos bancos de bateria no sistema, conforme as curvas de despacho apresentadas



Figura 30 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 3.



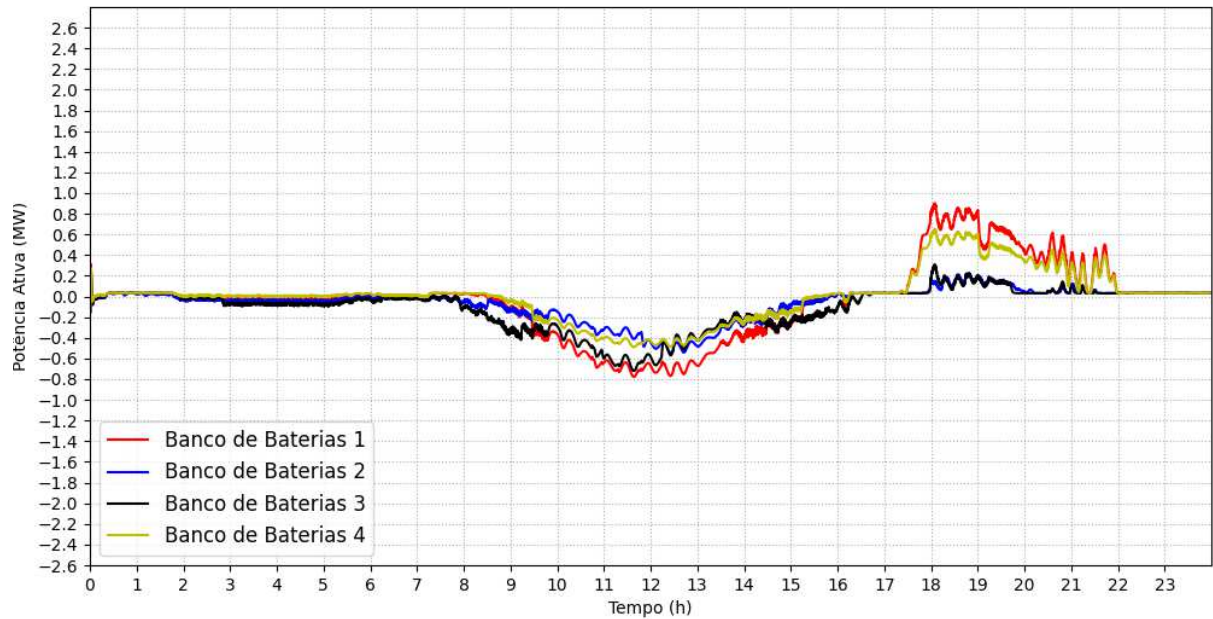
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

na Figura 31.

Ao analisarmos o período de carregamento dos bancos de baterias, que acontece a partir das 2h, é visto que neste momento o perfil de tensão do sistema ultrapassa o nível de 1,03 p.u (Figura 29), conseqüentemente, acionando o modo de carregamento das Baterias. Por outro lado, a partir das 17h, com o aumento da demanda do sistema a tensão mínima do perfil já chega a 0,96 p.u, assim é visto que o BESSs começa a descarregar parte da energia armazenada, visando controlar os níveis de tensão, mantendo-os em limites desejáveis. Além disso, observa-se na Figura 31, que os valores de potência despachadas pelo controle coordenado estão bem abaixo das potências máximas possíveis, mostrada na Tabela 8. Isso ocorre devido à atuação do controle reativo, que contribui significativamente na mitigação das sub e sobretensões, diminuindo a atuação dos bancos de baterias.

Para complementar a análise de despacho dos bancos de baterias, o SOC é apresentado, ilustrado na Figura 32. As curvas dos SOC das baterias foram inicializadas com 50% da capacidade, chegando em seu maior patamar por volta das 17h, que é o momento que as baterias param de consumir energia do sistema. As 18h os bancos iniciam um processo de descarga, comandado pelo controle coordenado e se estabilizam as 22h. Vale ressaltar que os SOC estabilizaram acima de 50%, o que significa dizer que as baterias consumiram mais energia do que injetaram no sistema. Além disso, é observado que os bancos de bateria não atuaram em sua capacidade máxima, mostrando que além de oferecer serviços

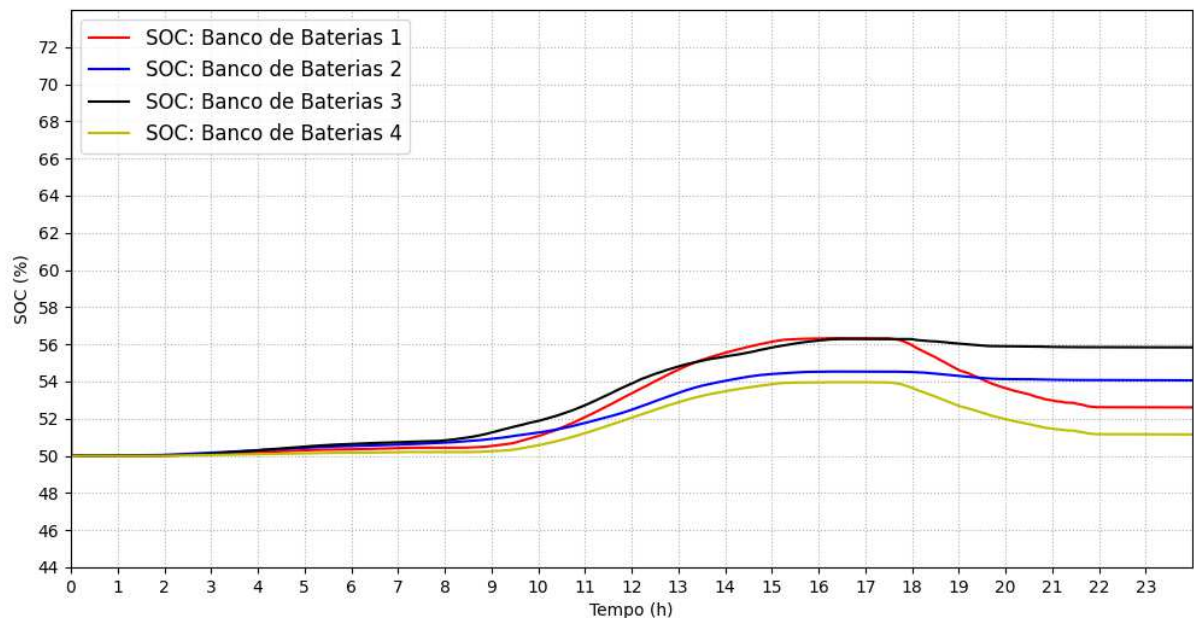
Figura 31 – Curvas de potência dos bancos de baterias para o Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

ancilares para o sistema, comandados pelo controle coordenado, eles também podem ser utilizados com o intuito de gerar retornos financeiros, que será visto adiante.

Figura 32 – Curvas dos SOC's dos bancos de baterias para o caso 3.

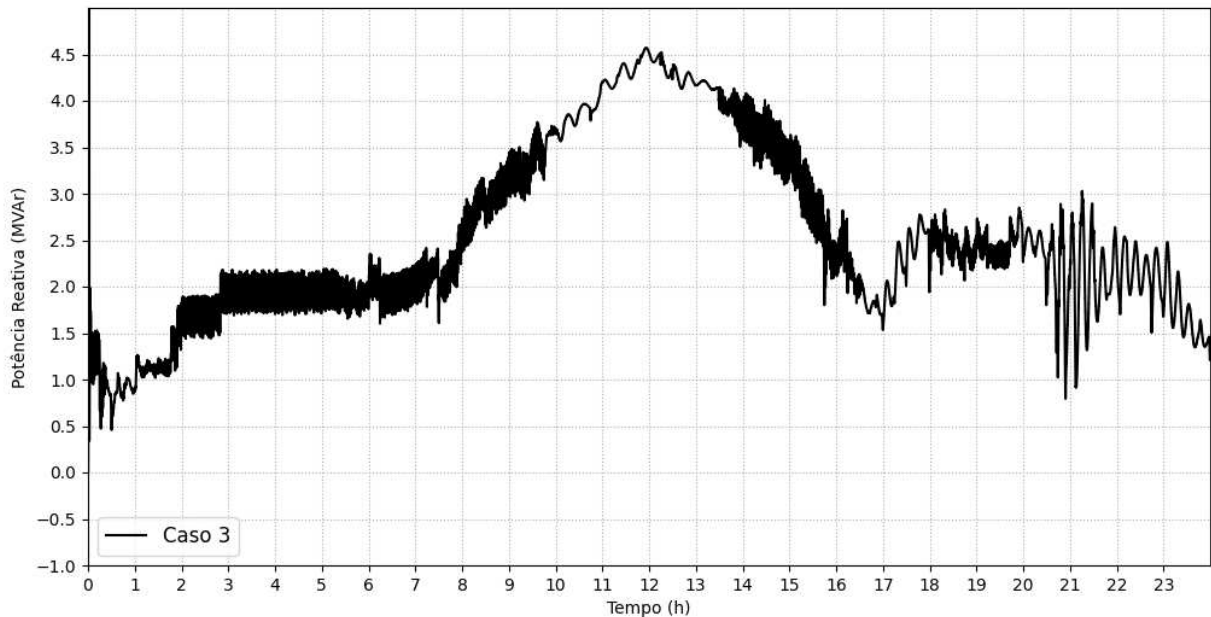


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por fim, observando a Figura 33 que apresenta a curva de potência reativa vista pela subestação, é nítida a influência do controle reativo na dinâmica do sistema, visto que no momento de geração fotovoltaica, entre 8 e 16 horas, que culmina com elevação

do perfil de tensão do sistema, o controle reativo atua injetando potência indutiva para manutenção do perfil de tensão. O processo inverso acontece após as 18h com o aumento da demanda do sistema e dos VEs, que ocasiona uma subtensão, acionando novamente o controle reativo que atua injetando potência capacitiva no sistema para elevar os níveis de tensão.

Figura 33 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 3.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.2.4 Caso 4: Caso base com ativação dos sistemas PVs e VEs, adição do controle coordenado e despacho ótimo dos bancos de baterias.

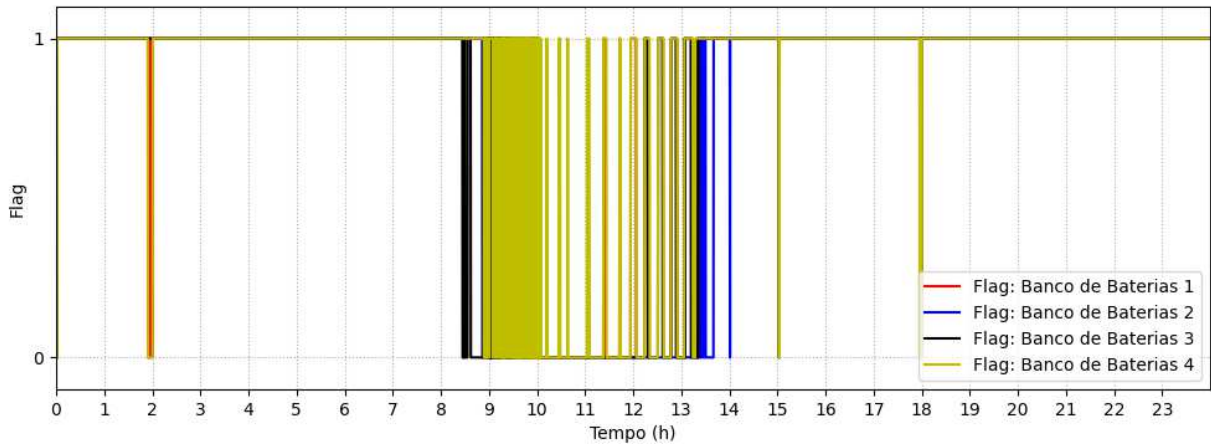
Para o caso 4, desabilitou-se os controles ON-OFF e Reativo. Além disso, com a ativação do controle otimizado o despacho dos bancos de baterias são advindos dos resultados da otimização, desde que, os limites máximos e mínimos de tensão (0,95 e 1,045 p.u) que definem a atuação hierárquica junto ao controle coordenado não sejam atingidos na operação da rede. Caso esses limites sejam atingidos, o controle coordenado assume o despacho das baterias, atuando no sistema até mitigar os problemas de sub e sobretensão que estão ocorrendo, para assim os bancos de bateria voltem a ser comandados pelo controle otimizado.

Vale ressaltar que o principal objetivo do controle otimizado é obter vantagens econômicas com o uso dos bancos de baterias, em contrapartida, o controle coordenado realiza o monitoramento das tensões do sistema ao longo de toda a simulação. Dessa forma, suas atuações em conjunto, garantem a supervisão dos critérios técnicos da rede, e em momentos de flexibilização, a redução dos custos de operação. Essa técnica garante

um algoritmo de otimização com resposta rápida e adaptativa para diversas condições de operação da rede.

Como forma de observar os momentos de atuação da otimização e controle coordenado, a Figura 34 refere-se a uma variável que identifica qual controle está comandando o despacho dos bancos de baterias. Assim, se o valor da *Flag* é 1 o otimizador está atuando e se *Flag* for 0 o controle coordenado está atuando.

Figura 34 – Modo de operação do despacho das baterias para o caso 4.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

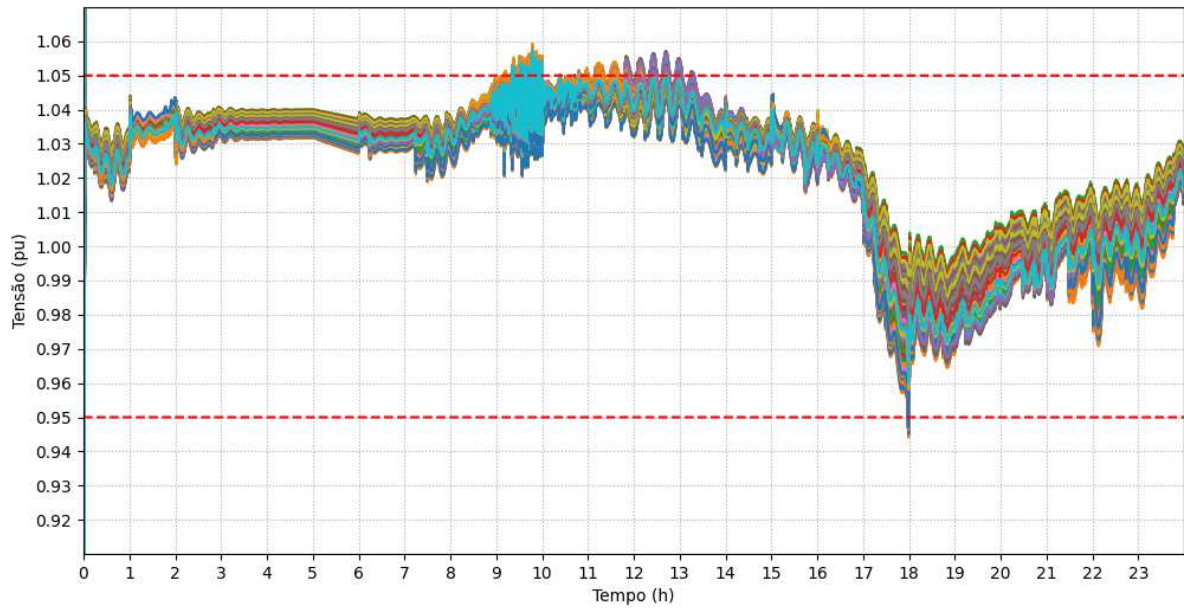
Observa-se na Figura 34, que até as 9:00h a otimização tomou as decisões ininterruptamente no despacho das baterias, de 9:00h às 13:30h, ocorreram oscilações na tomada de decisão, hora atuando com a otimização, hora com o controle coordenado, isso ocorreu devido aos altos valores de tensão do sistema que ultrapassavam 1,045 p.u, e desabilitavam a *Flag* de operação da otimização. Vale destacar também que mesmo com a otimização e o controle coordenado operando, as tensões do sistema violaram os limites estabelecidos pelo PRODIST. Isso ocorre, pois os controles locais são muito expressivos na regulação de tensão, e somente a atuação dos bancos de baterias não foram capazes de manter o sistema dentro da zona adequada. As análises feitas podem ser observados pelos perfis de tensão do sistema, que são apresentados na Figura 35.

Devido à maior participação energética dos bancos de baterias, impulsionado principalmente pelo despacho otimizado, é possível obter os menores fluxos reversos entre os casos já analisados, como podemos observar a Figura 36, que apresenta a curva de potência ativa demandada da subestação.

Isso ocorre pois o otimizador busca carregar ao máximo as baterias no momento de maior injeção de potência dos sistemas PVs. Por outro lado, a maior parte dessa energia retorna ao sistema, sendo utilizada no momento de alta demanda, buscando reduzir custos (custos energéticos e penalidades) e atender as restrições de SOC impostas.

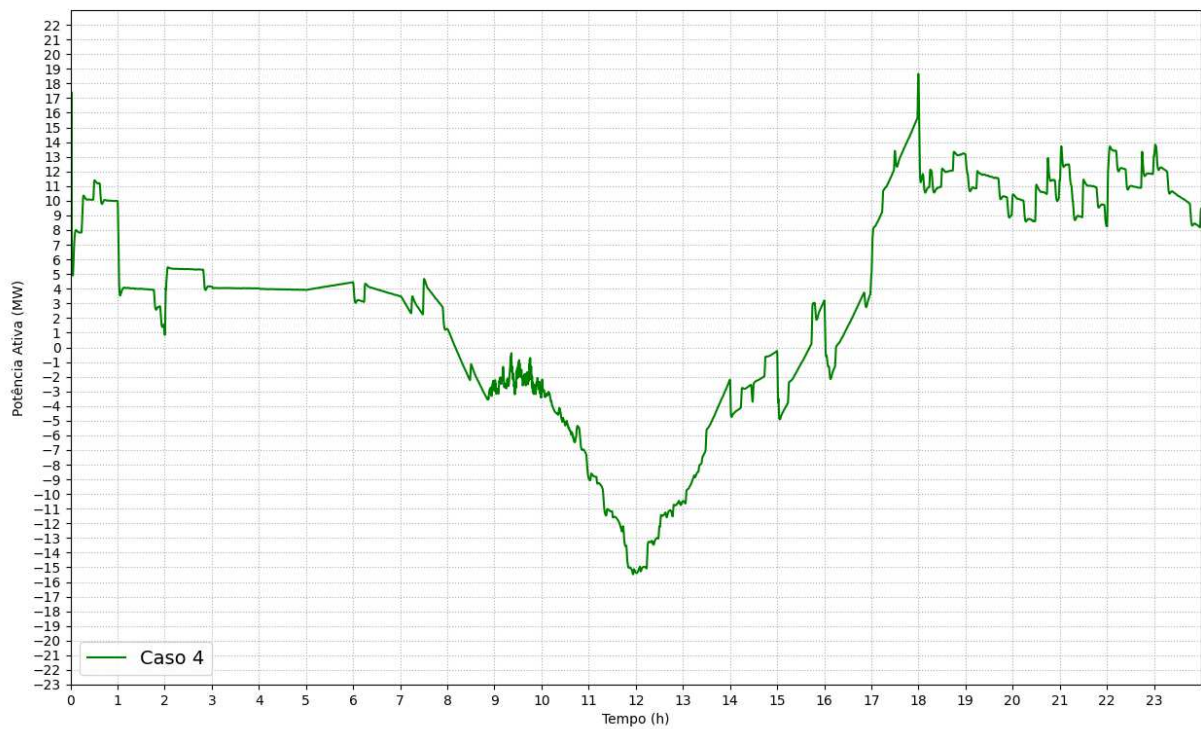
A atuação dos bancos de baterias no sistema, ocorreram conforme as curvas de

Figura 35 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 4.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 36 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 4.



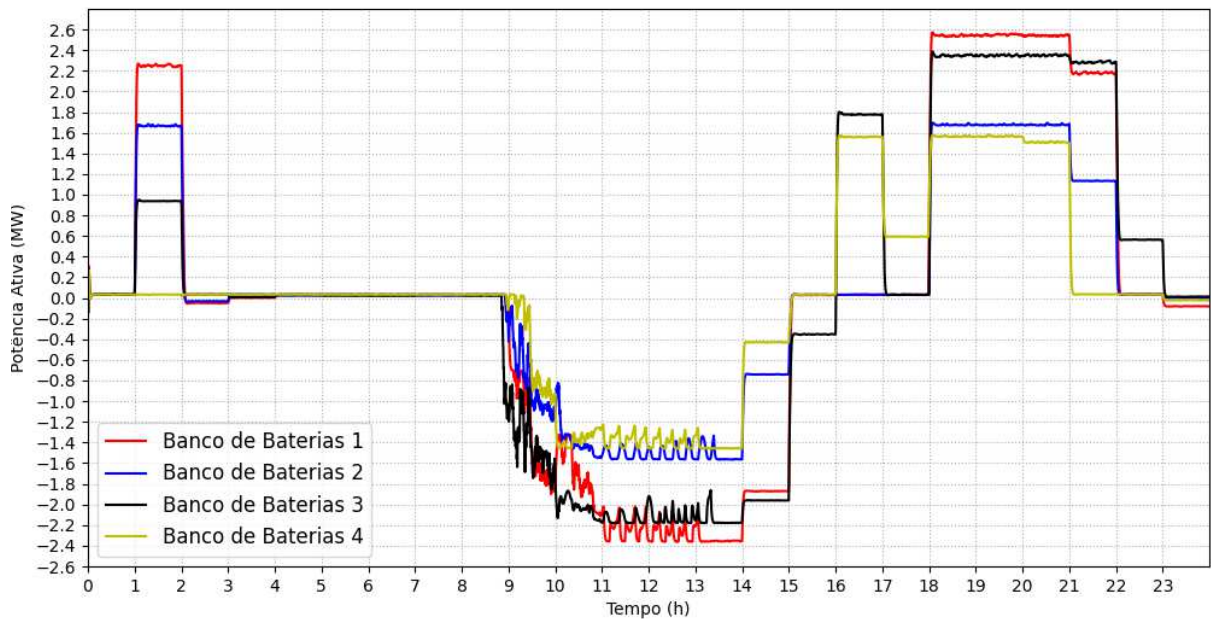
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.



despacho apresentadas na Figura 37 e também de acordo com as *Flags* já apresentadas pela Figura 34.

Observa-se na Figura 37, que nos momentos em que a *Flag* oscila, ocorre mudanças no despacho dos Bancos. No entanto, mesmo com essa oscilação que consideramos benéfica, já que está havendo o supervisionado do sistema, mais de 80% do tempo, a operação das baterias foi comandada pela otimização, garantindo benefícios econômicos aos operadores da rede.

Figura 37 – Curvas de potência dos bancos de baterias para o Caso 4.

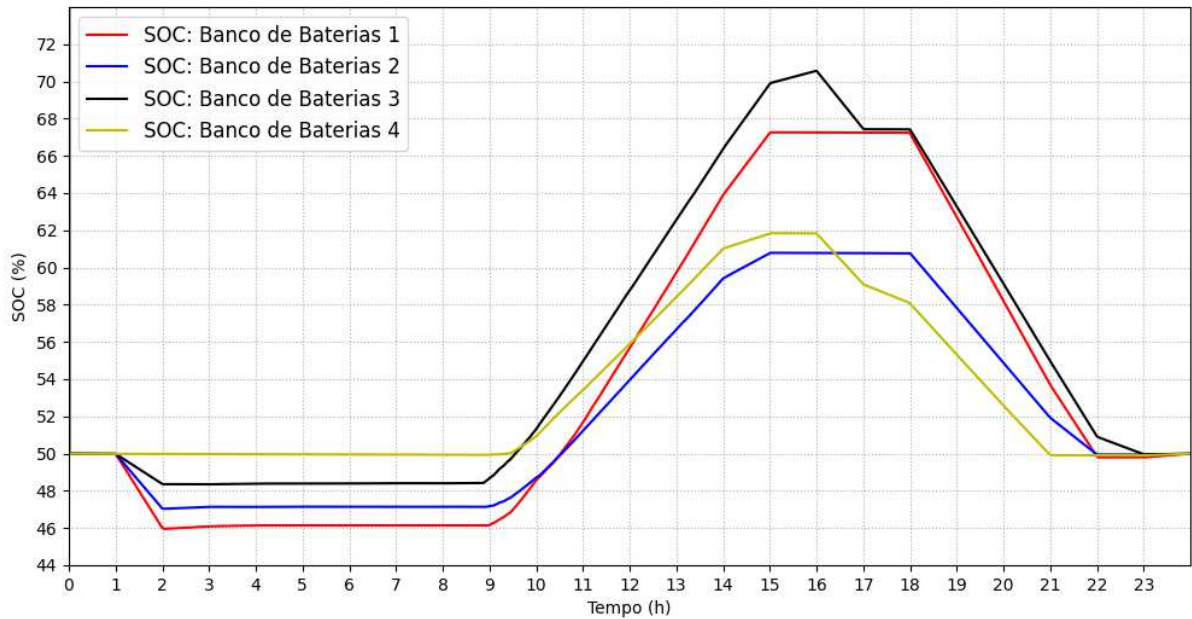


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Complementando as explicações anteriores, é possível observar o comportamento do SOC na Figura 38. As curvas dos SOCs das baterias, inicializaram com 50% da capacidade, conforme mostrado pela Tabela 9 e aumentaram chegando a mais de 70% no caso da bateria 3. Por fim, descarregaram no pico de demanda, até atingirem os mesmos 50% do SOC inicial, obedecendo a restrição definida pela equação (3.14), que prepara os bancos para o próximo dia de operação.

A partir das análises feitas é possível concluir que os bancos de baterias foram bem aproveitados no sistema, conseguindo armazenar energia no momento de maior oferta do sistema, entre 9 e 17h, quando os sistemas PVs estão produzindo energia e retornando com essa energia no momento de alta demanda. Porém, vale destacar que apesar dos critérios técnicos não terem sido plenamente atendidos, o perfil de tensão do sistema já obteve uma significativa melhora em relação ao perfil de tensão do caso 2 (Figura 26). Mostrando assim, que os bancos de baterias, com sua flexibilidade, oferecem serviços ancilares e também podem gerar retornos financeiros para o sistema.

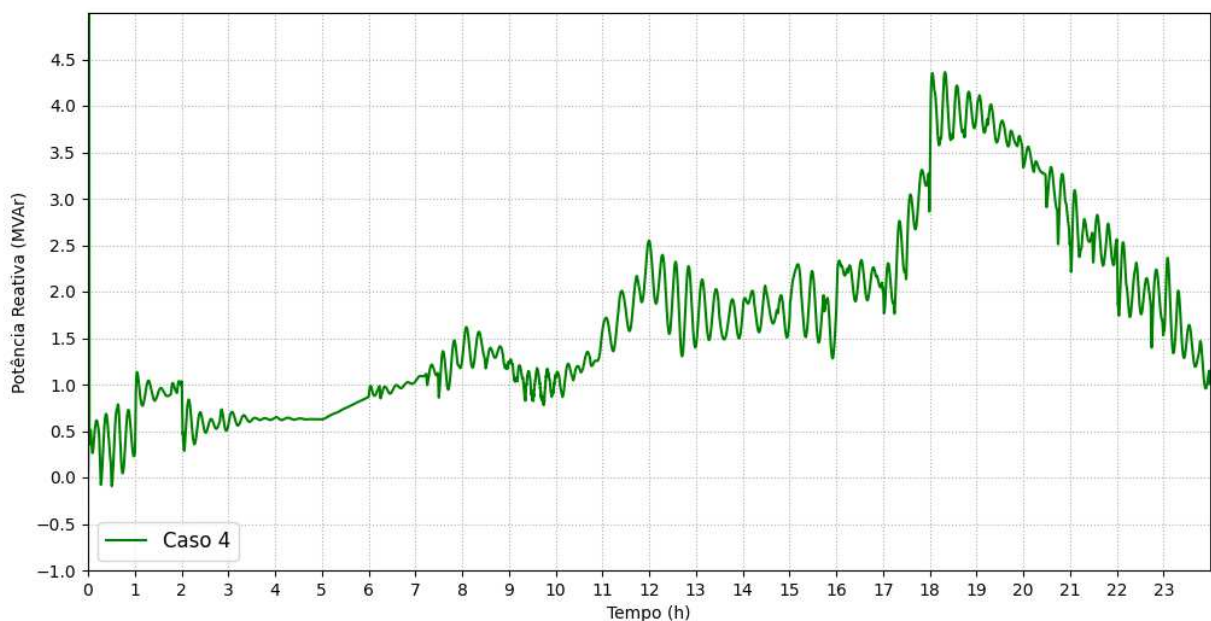
Figura 38 – Curvas dos SOC's dos bancos de baterias para o caso 4.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por fim, é apresentada a Figura 39, que mostra a curva de potência reativa vista pela subestação. Neste caso, como o controle reativo foi desativado a curva possui uma dinâmica semelhante ao caso 2 (Figura 28). Destaca-se, com base na experiência do caso 4 que apenas o controle coordenado não é o suficiente para manter a tensão dentro dos limites indicados pelo PRODIST, sendo muito importante o controle reativo para alcançar esse objetivo.

Figura 39 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 4.

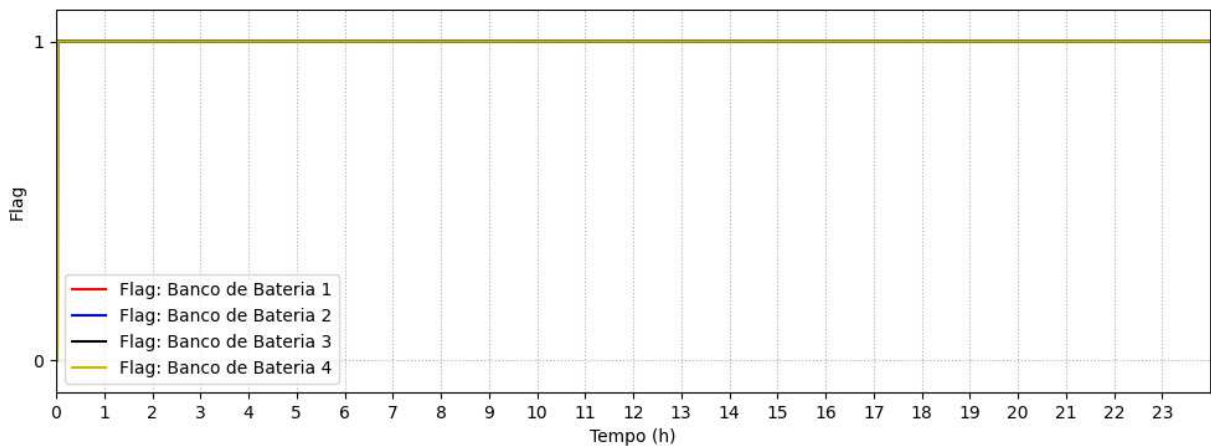


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.2.5 Caso 5: Caso base com ativação dos sistemas PVs e VEs, adição dos controles locais e coordenado e despacho ótimo dos bancos de baterias.

Por fim, no último caso simulado, caso 5, habilitou-se os controles locais (ON-OFF e Reativo) e coordenado, além do despacho ótimo dos bancos de baterias e manutenção da operação dos sistemas PVs e VEs. Nota-se, observando a Figura 40, que com a habilitação dos controles locais, a otimização operou os despachos dos bancos de baterias durante toda a simulação, não sendo necessário a atuação do controle coordenado.

Figura 40 – Modo de operação do despacho das baterias para o caso 5.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em seguida podemos observar a Figura 41, que apresenta o perfil de tensão do sistema para o presente caso, no qual os valores de tensão do sistema ficaram dentro dos limites adequados. A habilitação dos controles locais, principalmente, o controle reativo, fez com que as sobretensões e subtensões presentes no caso 4 (Figura 35) fossem mitigadas, possibilitando que os bancos de baterias sejam comandados exclusivamente pela otimização, como foi visto na Figura 40.

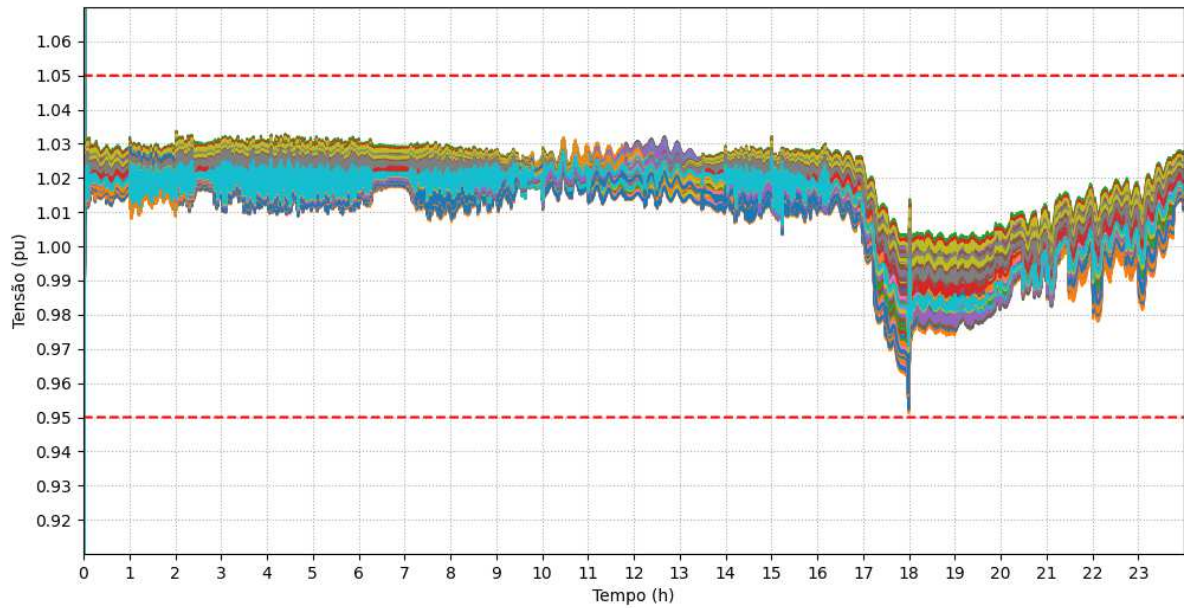
Semelhante ao que acontece no caso 4, como os bancos de baterias aumentam sua participação energética no sistema, é observado uma diminuição do fluxo reverso entre os casos já analisados, mostrado pela Figura 42, que apresenta a curva de potência ativa demandada da subestação.

Já a atuação dos bancos de baterias no sistema, aconteceu de acordo com a Figura 43. Como já comentado, o despacho dos bancos de baterias aconteceu conforme os resultados da otimização, sem distúrbios ou perturbações causadas pelo controle coordenado. Novamente, os bancos de baterias operaram em grande parte do momento de geração PV e de alta demanda em suas capacidades máximas, consumindo e injetando energia no sistema, respectivamente.

Para complementar a análise anterior é apresentado o comportamento do SOC das baterias pela Figura 44. Semelhante ao caso 4, as curvas dos SOC das baterias, inicializa-

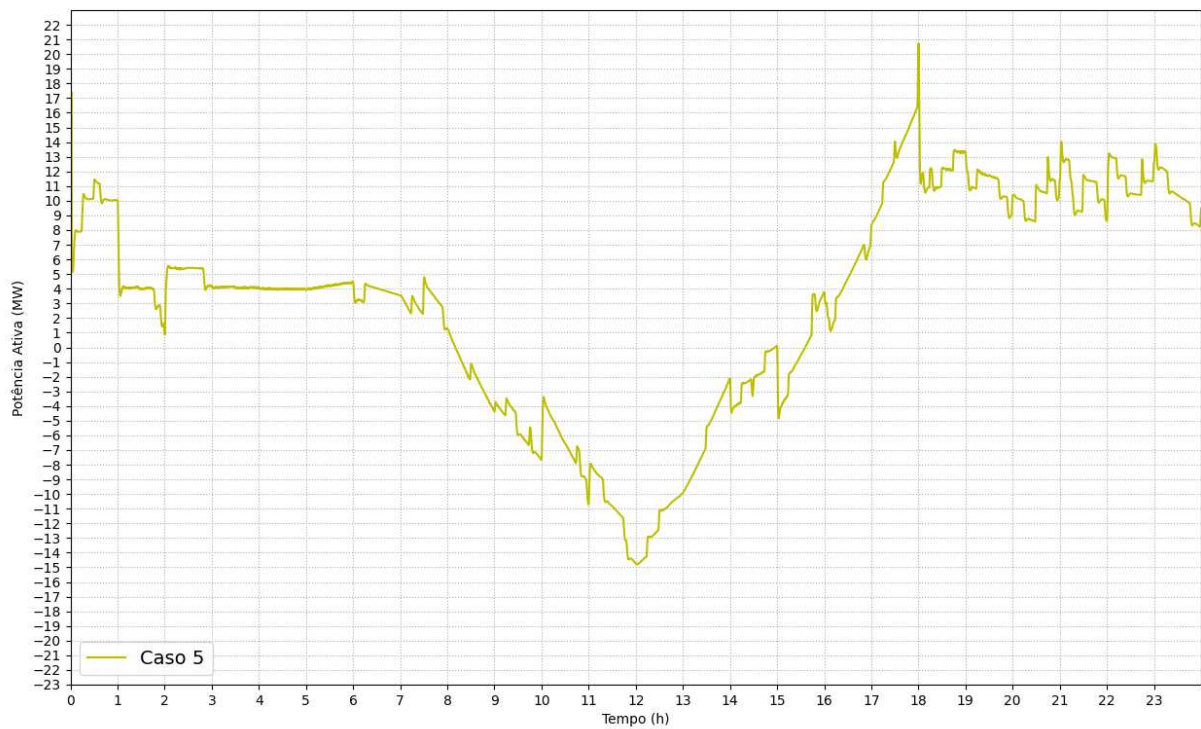


Figura 41 – Perfil de tensão das barras do sistema CKT5 para o caso 5.



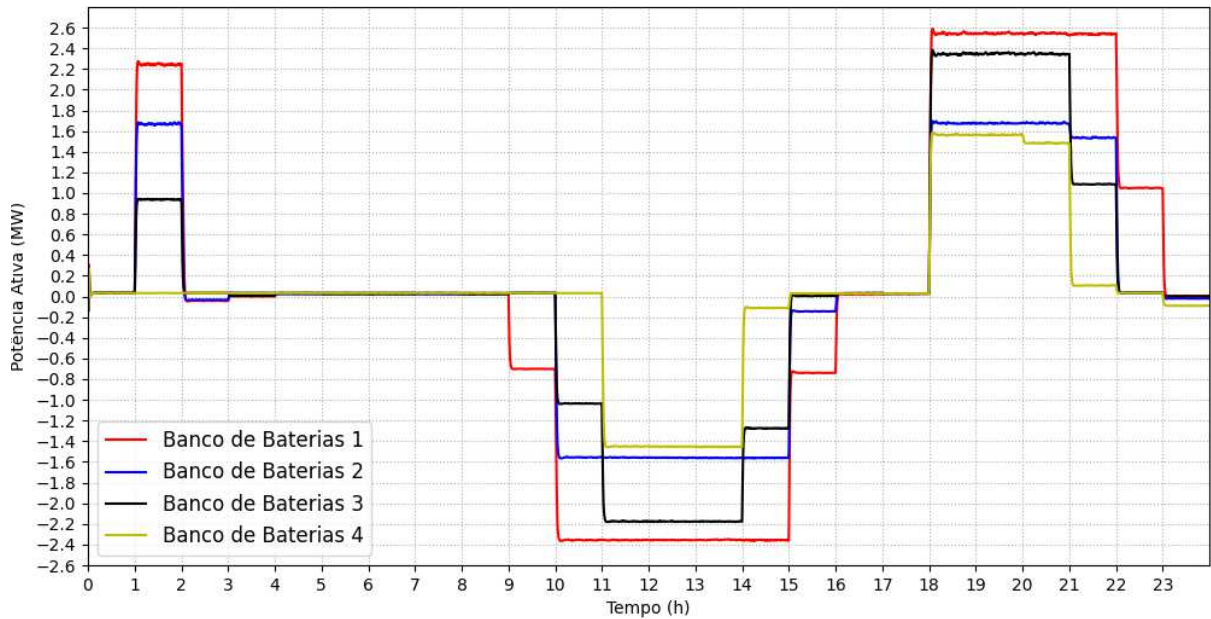
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 42 – Curva de potência ativa da subestação para o caso 5.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

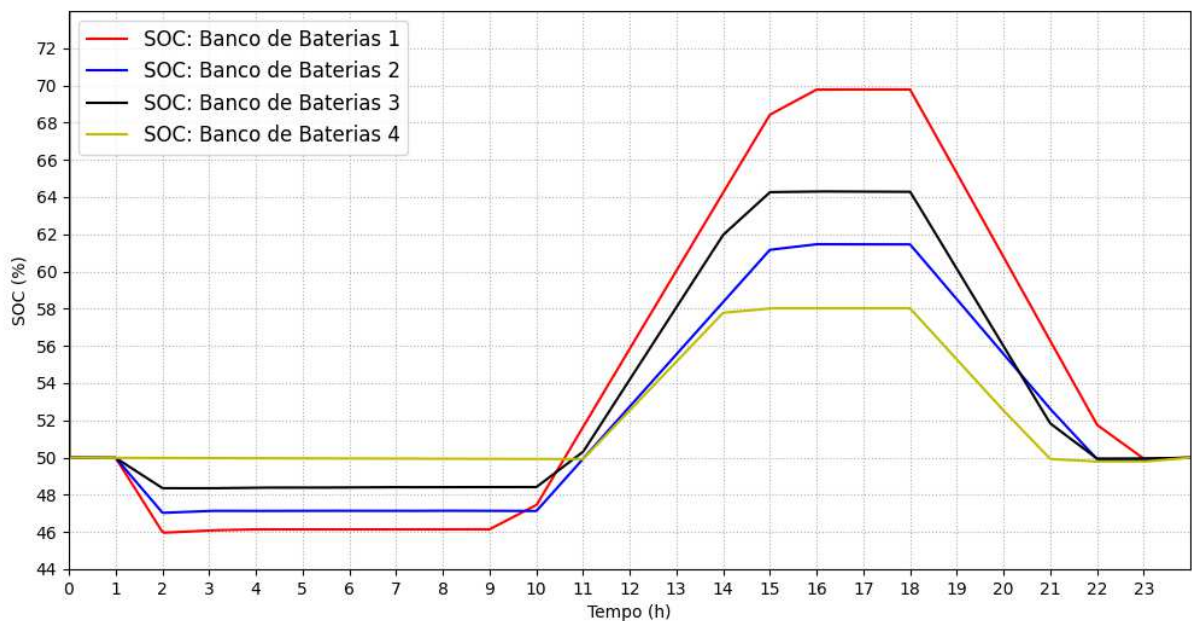
Figura 43 – Curvas de potência dos bancos de baterias para o Caso 5.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

ram com 50% da capacidade, aumentaram, chegando próximo de 70% e descarregam no pico de demanda, até atingirem os mesmos 50% do SOC inicial. Novamente, é observado o bom aproveitamento das baterias, conseguindo neste caso específico, ser usado diretamente na busca por retornos financeiros para o sistema.

Figura 44 – Curvas dos SOC's dos bancos de baterias para o caso 5.

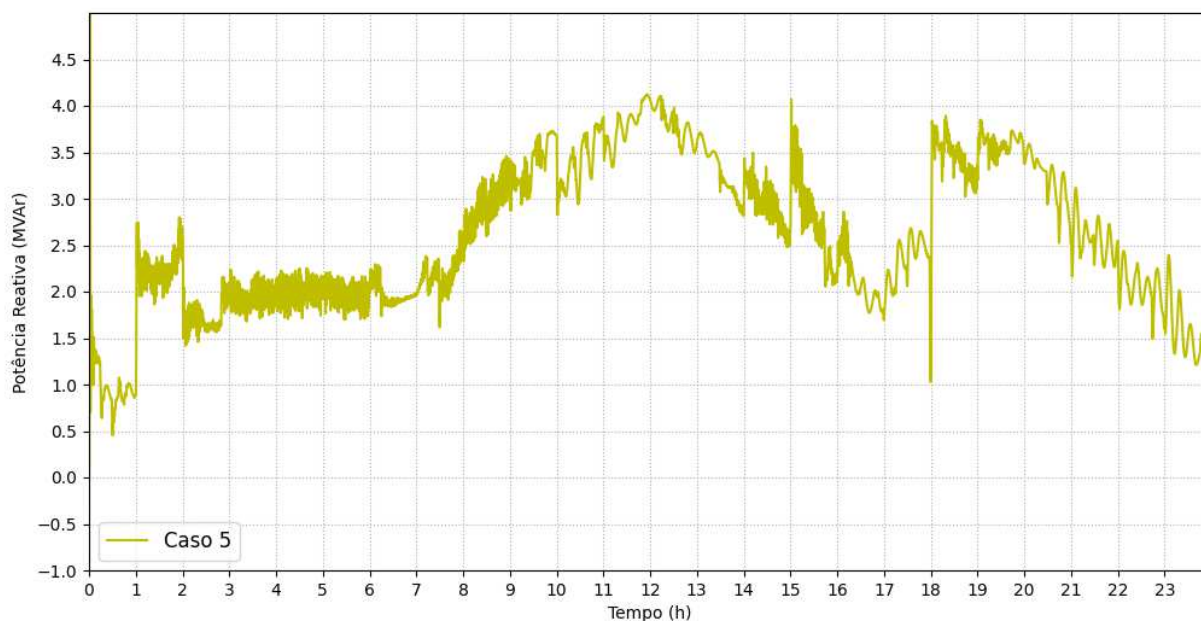


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por fim, a Figura 45, mostra a curva de potência reativa do caso 5. Neste caso, com

a ativação do controle reativo a curva obtida possui uma dinâmica semelhante ao caso 3 (Figura 33). Com isso, destaca-se a importância do controle reativo para a manutenção do perfil de tensão dentro dos limites indicados pelo PRODIST, sendo apresentada a Figura 45 para mostrar sua influência na curva de potência reativa vista pela subestação.

Figura 45 – Curva de potência reativa da subestação para o caso 5.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.3 ANÁLISE ECONÔMICA DOS CASOS SIMULADOS

Os principais objetivos dos casos simulados são melhorar o perfil de tensão do sistema e minimizar o custo de operação da rede, criando assim um sistema que além de monitorar questões técnicas, também consiga dar retornos financeiros em sua operação. Sendo assim, para facilitar as análises comparativas em relação ao custo de operação do sistema, a Tabela 11 traz os resultados quantitativos e qualitativos de cada caso.

Tabela 11 – Custos de operação (R\$) e atendimento dos limites de tensão.

Casos Simulados	Custo Rede	Custo Baterias	Penalidade	FOB Total	Limites Tensão
Caso 1	34.703,35	–	0,0	34.703,35	NÃO VIOLADOS
Caso 2	62.932,18	–	4.000,00	66.932,18	VIOLADOS
Caso 3	58.598,71	172,82	4.000,00	62.771,53	NÃO VIOLADOS
Caso 4	47.131,65	868,59	3.000,00	51.000,24	VIOLADOS
Caso 5	48.821,48	786,83	3.000,00	52.608,31	NÃO VIOLADOS

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Vale ressaltar que os resultados apresentados pela Tabela 11 são estimados a partir da equação (3.9) que define a FOB do otimizador, porém utilizando as informações resultantes da simulação. A coluna *Custo Rede* é calculada pela *Parcela1* da (3.9), onde é

multiplicado a tarifa horária pela média da potência despachada da subestação para o sistema EPRI CKT5. Da mesma forma, a coluna *CustoBaterias* é baseada na *Parcela2*, sendo calculada pela multiplicação da Tarifa horária da bateria pela potência processada pelas baterias. Por fim, a coluna *Penalidade* é criada a partir da *Parcela3*, onde é feita a comparação da potência despachada pela subestação com a potência máxima do transformador, sendo aplicado a penalidade em caso de sobrecarga. É importante reforçar que as informações de despacho da subestação e banco de baterias são obtidas das simulações do PSCAD, sendo feito esse processo para as 24 horas simuladas. Dessa forma, o otimizador é usado como uma ferramenta matemática que mostra o melhor caminho para uma operação que busque retornos financeiros, porém o real custo para operar o sistema é estimado a partir dos resultados da simulação. Isso é feito para deixar as análises de custo mais próxima da realidade, que é um dos objetivos do trabalho.

Assim, conforme apresentado na Tabela 11, os custos de operação da rede variam conforme a potência demandada do sistema, o despacho dos bancos de baterias e a penalização em momentos que a potência demandada pelo sistema ultrapassa a potência nominal do transformador da subestação. O caso base, referente ao caso 1, é apresentado a título informativo e comparativo, pois trazem apenas o custo de operação da rede para atendimento da demanda do sistema EPRI CKT5 modificado.

Já no caso 2, com a ativação dos sistemas PVs e VEs, é atingido o maior valor de FOB entre os casos, além de não atender os limites de tensão, sendo o pior caso tecnicamente e financeiramente para a operação da rede. Vale ressaltar que isso ocorre, pois o sistema não possui tecnologias para solucionar os problemas de alta demanda, fluxo reverso, sobretensões e subtensões, fazendo com que parte da energia injetada pelo sistemas PVs não fosse bem aproveitada. Além disso, destaca-se que os custos com a rede praticamente dobram devido ao aumento da carga do sistema adivindo dos Veículos Elétricos.

No caso 3, com a ativação dos controles locais e coordenados já é possível perceber uma queda no custo de operação da rede, além do atendimento aos critérios técnicos da tensão. No entanto, os valores operacionais ainda são elevados, principalmente por não usufruir da aplicação econômica das baterias.

Na busca por redução de custos, os casos 4 e 5 já utilizam o controle otimizado no despacho dos bancos de baterias, sendo nítida sua influência no custo de operação da rede, chegando a diminuir mais de 25% do custo de operação em relação ao caso mais crítico (caso 2). Vale destacar também que os casos 4 e 5, tiveram as menores penalidades mostrando sua influência na decisão final do otimizador. De acordo com as análises feitas e os resultados da Tabela 11 é observado que o caso 4 obteve o menor valor de FOB dentre as simulações. No entanto, ultrapassou os limites técnicos de sub e sobretensão indicados pelo PRODIST.

Portanto, a melhor solução encontrada é o caso 5, que apesar de obter o segundo menor valor de FOB, atende aos limites de tensão do PRODIST. Vale ressaltar que no caso 5, apesar dos bancos de baterias serem operados exclusivamente pelo controle otimizado o custo da rede foi maior que no caso 4. Isso se deve principalmente pelo aumento das perdas elétricas por efeito joule do sistema, advindo do aumento do processamento de potência reativa causado pela ativação do controle reativo.

#### 4.4 TEMPO DE RESPOSTA DA PLATAFORMA PYTHON/PSCAD

Ao final das simulações, utilizando a linguagem python, é possível obter informações sobre o tempo necessário para execução das principais etapas da plataforma, conforme descrito a seguir.

A inicialização da plataforma Python/PSCAD dura em média 55 segundos e refere-se desde o momento em que o código python é executado até que todo o processo de inicialização do *workspace* e parâmetros do PSCAD sejam realizados. Vale ressaltar que este processo ocorre apenas uma vez durante todo o processo de simulação.

A execução do otimizador leva em média 1,5 segundos, incluindo a preparação de variáveis de otimização, restrições e função objetivo. Por outro lado, o tempo de simulação do PSCAD, segundo os parâmetros indicados na Tabela 10, dura em média 850 segundos. Após a simulação, o python faz a leitura dos arquivos *File.out* por meio da função *ImpPSCAD*, levando em média 17 segundos para ser concluído.

Como pode ser visto, um passo da simulação completa leva em média 868,5 segundos, sendo boa parte desse tempo utilizado pela simulação do PSCAD. Esses resultados foram obtidos em um computador *Core i5*, 8GB DDR3 L, *Windows 10*, 64 *bits*.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho desenvolvido visou contribuir com análises detalhadas dos REDs, considerando sua modelagem em modelo médio e ainda a utilização de algoritmos de controles locais, coordenado e otimizado. Diante desta linha de investigação, não há dúvidas de que um dos grandes desafios é computacional, principalmente para soluções aplicáveis em campo. Dessa forma, o desenvolvimento e utilização da plataforma Python/PSCAD é um diferencial, pois a ferramenta permite a utilização de *solvers* específicos da linguagem Python, facilitando a implementação do gerenciamento da rede, unida as simulações dinâmicas do PSCAD, tornando-se uma solução pouco encontrado na literatura.

Para as implementações de controle local foram desenvolvidas com eficácia o controle ON-OFF e o controle reativo nos conversores dos sistemas PVs. Já o controle coordenado e controle otimizado foram aplicados nos conversores bidirecionais dos bancos de baterias, sendo que os resultados do controle otimizado foram gerados a partir de um otimizador criado por meio da plataforma Python/PSCAD. Porém, a prioridade na operação dos bancos de baterias é garantir o supervisionamento técnico da rede, feito pelo controle coordenado, e em momentos que a tensão das barras monitoradas não violam os limites de tensão pré-estabelecidos os bancos de baterias são operados pelo controle otimizado. Dessa forma, o sistema construído tem como finalidade promover regulação do perfil de tensão e minimização dos custos operacionais da rede.

A partir dos resultados obtidos do caso 3 em relação ao caso 2, fica claro como os controles locais e coordenados podem contribuir para o sistema manter os perfis de tensão dentro dos limites indicados pelo PRODIST, mostrando sua eficácia e aplicação. Assim como, ao comparar os perfis de tensão do caso 5 em relação ao caso 4, que se diferenciam pelo controle reativo, mostrando novamente sua relevância na manutenção dos perfis de tensão do sistema.

Já comparando os resultados dos casos 4 e 5 em relação ao caso 3, pode-se observar a influência do controle otimizado no custo de operação do sistema. O custo de operação da rede para o caso 3, que já possui todos os REDs (PVs, VEs e BESSs) em operação, porém com o controle otimizado desabilitado, foi de mais de 58 mil reais. Porém, ao habilitar o controle otimizado, observa-se seu efeito no custo da rede que chega a cair mais de 19% no caso 4 em comparação com o caso 3, obtendo um custo de R\$ 47.131,65. Já o caso 5, ao combinar o controle otimizado aos controles locais e coordenados, consegue-se reduzir mais de 16% no custo de operação da rede em relação ao caso 3, e ainda evitar as violações de tensão encontradas no caso 4, tornando-se assim a melhor solução para o sistema por atender aos limites técnicos da rede.

A partir dos resultados obtidos, fica claro que a associação de funcionalidades simultâneas entre o controle local, controle coordenado e a otimização, trouxe benefícios



combinados para o custo da rede. Os resultados do caso 5 em comparação com o caso 3 mostram que essa associação de funcionalidades mantém os perfis de tensão do sistema EPRI CKT5 dentro dos limites estabelecidos, porém com a mesma infraestrutura instalada consegue reduzir o custo de operação desse sistema, melhorando a viabilidade econômica de investimentos em REDs e possíveis serviços ancilares que possam ser oferecidos.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

- i.* Modificações na plataforma Python/PSCAD para realizar análises com passos de simulação menores e ainda reduzir o tempo de processamento das simulações tornando a plataforma cada vez mais eficiente e dinâmica;
- ii.* Aprofundamento na implementação de técnicas e algoritmos de gerenciamento ativo da rede, aproveitando principalmente a plataforma Python/PSCAD que já foi validada e utilizada no presente trabalho;
- iii.* Consideração de outros problemas a serem mitigados pela gestão ativa da rede, como redução de perdas, fluxo reverso e carregamento dos transformadores;
- iv.* Utilização de controles que envolvam outras funções de suporte à rede, visando uma operação em modo coordenado mediante múltiplos pontos de medição;
- v.* Aplicar algoritmos de previsão de cenários climáticos a partir de banco de dados, na simulação e otimizador, buscando avaliar como o sistema irá se comportar em cenários incertos;
- vi.* Adicionar ao sistema construído no PSCAD novos geradores distribuídos, como: geradores eólicos, geradores de biomassa, PCHs, células de hidrogênio, dentre outros;
- vii.* Fazer novas análises econômicas, com precificações tarifárias e dinâmicas realistas do mercado energético.

## REFERÊNCIAS

- [1] LOPES, J. P., MOREIRA, C., MADUREIRA, A., “Defining control strategies for microgrids islanded operation”, *IEEE Transactions on power systems*, v. 21, n. 2, pp. 916–924, 2006.
- [2] JIANG, S., WANG, W., JIN, H., XU, D., “Power management strategy for microgrid with energy storage system”. In: *IECON 2011-37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1524–1529, 2011.
- [3] KROPOSKI, B., LASSETER, R., ISE, T., MOROZUMI, S., PAPATHANASSIOU, S., HATZIARGYRIOU, N., “Making microgrids work”, *IEEE power and energy magazine*, v. 6, n. 3, pp. 40–53, 2008.
- [4] PICCIARIELLO, A., VERGARA, C., RENESES, J., FRÍAS, P., SÖDER, L., “Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers”, *Utilities Policy*, v. 37, pp. 23–33, 2015.
- [5] ANEEL, C. T., “Micro e minigeração distribuída”, *Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc*, 2014.
- [6] ANEEL, T. ., “Revisão Bibliográfica Sobre Recursos Energéticos Distribuídos”, 2021.
- [7] DE PESQUISA ENERGÉTICA, E. E., “Recursos energéticos distribuídos: impactos no planejamento energético”, *Rio de Janeiro: EPE*, 2018.
- [8] BRASIL, “LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022”, Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14-300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>, year="2022".
- [9] “O SISTEMA EM NÚMEROS: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SIN - NOVEMBRO 2023/ DEZEMBRO 2027”, Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 11 Novembro 2023, 2023.
- [10] BRASLAVSKY, J. H., WALL, J. R., REEDMAN, L. J., “Optimal distributed energy resources and the cost of reduced greenhouse gas emissions in a large retail shopping centre”, *Applied Energy*, v. 155, pp. 120–130, 2015.
- [11] SILVA, T. D. F. B. D., HOLLANDA, L., CUNHA, P. C. F. D., “Recursos energéticos distribuídos”, 2016.
- [12] JUPE, S., HODA, S., PARK, A., WRIGHT, M., HODGSON, S., “Active management of generation in low-voltage networks”, *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, v. 2017, n. 1, pp. 916–919, 2017.
- [13] RUAN, S., ZHANG, H., YAN, Y., ZHOU, J., “The Effect of Demand Side Management on the Operational Risk of Active Distribution Network”. In: *2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, pp. 1634–1637, 2019.
- [14] YUEQI, L., YAO, J., “Coordinated dispatch between active distribution network and main network”. In: *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 2442–2446, 2018.



- [15] RIBEIRO FURTADO DE MENDONCA, T., “A distributed control and coordination strategy based on voltage sensitivity for network management”, 2019.
- [16] EPRI, “Common Functions for Smart Inverters.” Disponível em: <https://www.epri.com/pages/product/3002008217/?lang=en-US>. Acesso em: 26 Maio 2020, 2016.
- [17] SILVA, D. C., DOHLER, J. S., DE ALMEIDA, P. M., DE OLIVEIRA, J. G., OTHERS, “Droop Control for Power Sharing and Voltage and Frequency Regulation in Parallel Distributed Generations on AC Microgrid”. In: *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, pp. 1–6, 2018.
- [18] KEMPENER, R., DE VIVERO, G., *Renewables and electricity storage: A technology roadmap for REmap 2030*. International Renewable Energy Agency, 2015.
- [19] ZAMORA, R., SRIVASTAVA, A. K., “Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, pp. 2009–2018, 2010.
- [20] LUO, X., WANG, J., DOONER, M., CLARKE, J., “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”, *Applied energy*, v. 137, pp. 511–536, 2015.
- [21] HAJIMIRAGHA, A., ZADEH, M., “Practical aspects of storage modeling in the framework of microgrid real-time optimal control”, 2011.
- [22] NEMATI, M., BRAUN, M., TENBOHLEN, S., “Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming”, *Applied energy*, v. 210, pp. 944–963, 2018.
- [23] WENJIE, G., LITAO, Y., AOYANG, H., ZHENGJIE, L., “Optimal Dispatch Model of Active Distribution Network Based on Particle Swarm optimization Algorithm with Random Weight”. In: *2021 IEEE 2nd International Conference on Big Data, Artificial Intelligence and Internet of Things Engineering (ICBAIE)*, pp. 482–485, 2021.
- [24] ROUT, S., MARATI, N., BISWAL, G. R., “Amalgamation of Electric Vehicles in an Active Low Voltage Network for Load Management”. In: *2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, pp. 1–6, 2021.
- [25] STEINBRINK, C., LEHNHOFF, S., ROHJANS, S., STRASSER, T. I., WIDL, E., MOYO, C., LAUSS, G., LEHFUSS, F., FASCHANG, M., PALENSKY, P., OTHERS, “Simulation-based validation of smart grids—status quo and future research trends”. In: *International conference on industrial applications of holonic and multi-agent systems*, pp. 171–185, 2017.
- [26] FARHANGI, H., “The path of the smart grid”, *IEEE power and energy magazine*, v. 8, n. 1, pp. 18–28, 2009.
- [27] ADEFARATI, T., BANSAL, R., “Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review”, *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 7, pp. 873–884, 2016.

- [28] XIAO, J., GU, W., WANG, C., LI, F., “Distribution system security region: definition, model and security assessment”, *IET generation, transmission & distribution*, v. 6, n. 10, pp. 1029–1035, 2012.
- [29] VADARI, S., *Electric system operations: evolving to the modern grid*. Artech House, 2020.
- [30] NWULU, N. I., XIA, X., “Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response”, *Renewable energy*, v. 101, pp. 16–28, 2017.
- [31] HAAKANA, J., HAAPANIEMI, J., LASSILA, J., PARTANEN, J., HÄRMÄ, R., RYHÄNEN, M., “Electricity demand profile for residential customer 2030”, 2019.
- [32] RAPPAPORT, R. D., MILES, J., “Cloud energy storage for grid scale applications in the UK”, *Energy Policy*, v. 109, pp. 609–622, 2017.
- [33] TAN, X., LI, Q., WANG, H., “Advances and trends of energy storage technology in microgrid”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 44, n. 1, pp. 179–191, 2013.
- [34] NAIR, N.-K. C., GARIMELLA, N., “Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration”, *Energy and Buildings*, v. 42, n. 11, pp. 2124–2130, 2010.
- [35] LASTOMO, D., SETIADI, H., FAISAL, M., ASHFAHANI, A., BANGGA, G., HUTOMO, G., SABILA, A., BUMI, I., “The effects of energy storages on small signal stability of a power system”. In: *2017 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, pp. 52–57, 2017.
- [36] SETIADI, H., KRISMANTO, A. U., MITHULANANTHAN, N., HOSSAIN, M., “Modal interaction of power systems with high penetration of renewable energy and BES systems”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 97, pp. 385–395, 2018.
- [37] SILVA, D. J. D., BELATI, E. A., LÓPEZ-LEZAMA, J. M., “A Mathematical Programming Approach for the Optimal Operation of Storage Systems, Photovoltaic and Wind Power Generation”, *Energies*, v. 16, n. 3, pp. 1269, 2023.
- [38] JAMROEN, C., “The effect of SoC management on economic performance for battery energy storage system in providing voltage regulation in distribution networks”, *Electric Power Systems Research*, v. 211, pp. 108340, 2022.
- [39] MOKRYANI, G., HU, Y. F., PAPADOPOULOS, P., NIKNAM, T., AGHAEI, J., “Deterministic approach for active distribution networks planning with high penetration of wind and solar power”, *Renewable energy*, v. 113, pp. 942–951, 2017.
- [40] SAFAYET, A., FAJRI, P., HUSAIN, I., “Reactive power management for overvoltage prevention at high PV penetration in a low-voltage distribution system”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 6, pp. 5786–5794, 2017.
- [41] HOWLADER, A. M., SADOYAMA, S., ROOSE, L. R., SEPASI, S., “Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study”, *Renewable Energy*, v. 127, pp. 145–157, 2018.

- [42] ROBERTSON, J. G., HARRISON, G. P., WALLACE, A. R., “OPF techniques for real-time active management of distribution networks”, *IEEE Transactions on power systems*, v. 32, n. 5, pp. 3529–3537, 2016.
- [43] ZAMZAM, T., SHABAN, K., GAOUDA, A., MASSOUD, A., “Performance assessment of two-timescale multi-objective volt/var optimization scheme considering EV charging stations, BESSs, and RESs in active distribution networks”, *Electric Power Systems Research*, v. 207, pp. 107843, 2022.
- [44] HAI, T., ZHOU, J., MURANAKA, K., “Energy management and operational planning of renewable energy resources-based microgrid with energy saving”, *Electric Power Systems Research*, v. 214, pp. 108792, 2023.
- [45] HU, J., SHAN, Y., GUERRERO, J. M., IOINOVICI, A., CHAN, K. W., RODRIGUEZ, J., “Model predictive control of microgrids—An overview”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 136, pp. 110422, 2021.
- [46] PEREZ, F., LÓPEZ-SALAMANCA, H. L., MEDEIROS, L. D., SCHUMACHER, R., FUCHS, L., ROESLER, P. H., PEDRETTI, A., “Optimal Operation of an Urban Microgrid Using Model Predictive Control Considering Power Quality Improvements”, *Brazilian Archives of Biology and Technology*, v. 64, 2021.
- [47] ALMADA, J. B., LEAO, R. P., ALMEIDA, R. G., SAMPAIO, R. F., “Microgrid distributed secondary control and energy management using multi-agent system”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 31, n. 10, pp. e12886, 2021.
- [48] SAFAYET, A., FAJRI, P., HUSAIN, I., “Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 6, pp. 5786–5794, 2017.
- [49] ALMADA, J. B., LEAO, R. P., ALMEIDA, R. G., SAMPAIO, R. F., “Microgrid distributed secondary control and energy management using multi-agent system”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 31, n. 10, pp. e12886, 2021.
- [50] CASARO, M. M., MARTINS, D. C., “Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação”, *Eletrônica de Potência*, v. 13, n. 3, pp. 141–146, 2008.
- [51] DE ALMEIDA, P. M., “Modelagem e controle de conversores estaticos fonte de tensao utilizados em sistemas de geracao fotovoltaicos conectados a rede eletrica de distribuicao”, 2011.
- [52] GRUNOW, P., LUST, S., SAUTER, D., HOFFMANN, V., BENEKING, C., LITZENBURGER, B., PODLOWSKI, L., “Weak light performance and annual yields of PV modules and systems as a result of the basic parameter set of industrial solar cells”. In: *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 2190–2193, 2004.
- [53] FRAIDENRAICH, N., LYRA, F., “Energia Solar: fundamentos e tecnologia de conversão heliotérmica e fotovoltaica”, *Universitária da UFPE*, 1995.

- [54] ARCHETTI, J. A. G., “Estudo e regulação dos níveis de tensão em sistemas de distribuição com alta penetração de renováveis utilizando simulações em tempo real”, *Dissertação de Mestrado - UFJF*, 2019.
- [55] DE BRITO, M. A., LUIGI, G., SAMPAIO, L. P., CANESIN, C. A., “Avaliação das principais técnicas para obtenção de MPPT de painéis fotovoltaicos”. In: *Industry Applications (INDUSCON), 2010 9th IEEE/IAS International Conference on*, pp. 1–6, 2010.
- [56] VANDOORN, T. L., DE KOONING, J. D., MEERSMAN, B., ZWAENEPOEL, B., “Control of storage elements in an islanded microgrid with voltage-based control of DG units and loads”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 64, pp. 996–1006, 2015.
- [57] COSTA, Y. F., BORTONI, S. E. C., “SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES INTELIGENTES: CARACTERÍSTICAS, OPORTUNIDADES E BARREIRAS”, 2016.
- [58] CAMPOS, G. P., “Aplicação de Baterias para Suporte de Tensão em Sistemas de Distribuição com Presença de Geração Fotovoltaica”, *Dissertação de Mestrado*, 2019.
- [59] BASTOS, R. F., *Sistema de gerenciamento para carga e descarga de baterias (chumbo-ácido) e para busca do ponto de máxima potência gerada em painéis fotovoltaicos empregados em sistemas de geração distribuída*, Ph.D. Thesis, Universidade de São Paulo, 2013.
- [60] SANDIA, “Grid Energy Storage”, Disponível em: <https://www.sandia.gov>. Acesso em: 3 Agosto 2020, 2013.
- [61] DOSCIATTI, D., OTHERS, “Estudo do conversor cc-cc bidirecional em corrente aplicado à baterias”, 2019.
- [62] PINHEIRO, L. V., “Contribuição de um sistema de armazenamento de energia por meio de baterias para regulação dos níveis de tensão de um sistema de distribuição com alta penetração fotovoltaica”, *Dissertação (Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora*, 2020.
- [63] DA SILVA JÚNIOR, D. C., “Modelagem e controle de funções auxiliares em inversores inteligentes para suporte a microrredes CA - Simulação em tempo real com controle hardware in the loop”, *Dissertação (Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora*, 2017.
- [64] YAZDANI, A., IRAVANI, R., *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [65] HART, D. W., “Eletrônica de Potência: análise e projeto de circuitos. São Paulo”, *AMGH Editora Ltda.*, 2012.
- [66] AHMED, A. N. R., NOWAZ, K., TASNIM, J., AFROZE, N., “Efficient PV array modelling by analyzing PV system (cell/module/array) based on MATLAB”. In: *Electrical Information and Communication Technology (EICT), 2015 2nd International Conference on*, pp. 492–497, 2015.

- [67] MUKWEKWE, L., VENUGOPAL, C., DAVIDSON, I. E., “A review of the impacts and mitigation strategies of high PV penetration in low voltage networks”. In: *PowerAfrica, 2017 IEEE PES*, pp. 274–279, 2017.
- [68] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8.” Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9). Acesso em: 3 Fevereiro 2020, 2017.
- [69] ALMEIDA NETO, J. C. D. S., *Avaliação de conformidade de inversores para micro e mini geração fotovoltaica: a implantação da NBR 16150 e NBR IEC 62116*, Ph.D. Thesis, Universidade de São Paulo, 2017.
- [70] MAK, D., CHOI, D.-H., “Optimization framework for coordinated operation of home energy management system and Volt-VAR optimization in unbalanced active distribution networks considering uncertainties”, *Applied Energy*, v. 276, pp. 115495, 2020.
- [71] GHAFOURI, A., MILIMONFARED, J., GHAREHPETIAN, G. B., “Coordinated Control of Distributed Energy Resources and Conventional Power Plants for Frequency Control of Power Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 1, pp. 104–114, 2015.
- [72] PARISIO, A., RIKOS, E., GLIELMO, L., “A model predictive control approach to microgrid operation optimization”, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 22, n. 5, pp. 1813–1827, 2014.
- [73] SACHS, J., SAWODNY, O., “A two-stage model predictive control strategy for economic diesel-PV-battery island microgrid operation in rural areas”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 3, pp. 903–913, 2016.
- [74] POSTIGO MARCOS, F. E., MATEO DOMINGO, C., GOMEZ SAN ROMAN, T., PALMINTIER, B., HODGE, B.-M., KRISHNAN, V., DE CUADRA GARCÍA, F., MATHER, B., “A review of power distribution test feeders in the United States and the need for synthetic representative networks”, *Energies*, v. 10, n. 11, pp. 1896, 2017.
- [75] EPRI, “OpenDSS Code - Distribution System Simulator”, Disponível em: [11nq.com/C504z](http://11nq.com/C504z). Acesso em: 13 Abril 2021, 2021.
- [76] KYOCERA, “Painel Solar KC200GT”, Disponível em: <https://www.energymatters.com.au/images/kyocera/KC200GT.pdf>. Acesso em: 16 Junho 2023, 2023.
- [77] QUIRÓS-TORTÓS, J., NAVARRO-ESPINOSA, A., OCHOA, L. F., BUTLER, T., “Statistical representation of EV charging: Real data analysis and applications”. In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–7, 2018.
- [78] PRADO, R. M., SENA, C. S., GUEDES, W. O., DIAS, B. H., SOARES, T. A., OLIVEIRA, L. W., “Análise Econômica para Inclusão de Baterias de Segunda Vida para Prossumidores no Brasil”. In: *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, v. 1, n. 1, 2021.

- [79] MATTOS, M. M., “Análise e suporte ao controle de tensão de redes de distribuição de baixa tensão com veículos elétricos utilizando tecnologia V2G”, *Dissertação de Mestrado - UFJF*, 2023.
- [80] MONTEIRO, L. D. M., “Uso de baterias em sistemas de média e baixa tensão para prestação de serviço ancilar”, *Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Juiz de Fora*, 2021.
- [81] MATHWORKS, “Implement generic battery model.” Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>. Acesso em: 31 Janeiro 2021, 2010.
- [82] MENDONÇA, A. O., REIS, A. O., REZENDE, H. B., BARBOSA, M. U., CABRAL, V. A., DA SILVA JUNIOR, I. C., “Aplicação do Bat Algorithm na Otimização de Recursos Energéticos Distribuídos em Sistema de Distribuição”, *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 2, n. 1, 2022.
- [83] LIMA, M. L., “Uso de Baterias para Regulação de tensão em um Sistema de Baixa tensão com Alta Penetração Fotovoltaica”, *Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Juiz de Fora*, 2020.
- [84] FOUNDATION, P. S., “Python”, Disponível em: <https://www.python.org>. Acesso em: 30 Maio 2023, 2023.
- [85] BY MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL LTD., P., “PSCAD”, Disponível em: <https://www.pscad.com>. Acesso em: 30 Maio 2023, 2023.
- [86] HADDAD, L. A. N., “Modelagem e simulação de sistemas de geração de energia eólica em programas de transitórios eletromagnéticos”, *Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Juiz de Fora*, 2021.
- [87] HADDAD, L. A. N., “ImPSCAD”, Disponível em: <https://github.com/LuisArthurNH/ImPSCAD>. Acesso em: 30 Maio 2023, 2023.
- [88] BY MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL LTD., P., “PSCAD Automation Library (AL)”, Disponível em: <https://www.pscad.com/software/pscad/automation-library>. Acesso em: 30 Maio 2023, 2023.