

Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE UTILIZANDO
ELEMENTO ARMAZENADOR DE ENERGIA E
INÉRCIA SINTÉTICA EM SISTEMAS DE
SUBTRANSMISSÃO**

Bruno Hercílio de Andrade Catão

Itajubá-MG, 30 de setembro de 2025

Bruno Hercílio de Andrade Catão

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE UTILIZANDO
ELEMENTO ARMAZENADOR DE ENERGIA E INÉRCIA
SINTÉTICA EM SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Robson Celso Pires

Coorientador: Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior

Itajubá-MG

30 de setembro de 2025

Bruno Hercílio de Andrade Catão

ANÁLISE DE ESTABILIDADE UTILIZANDO ELEMENTO ARMAZENADOR DE ENERGIA E INÉRCIA SINTÉTICA EM SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO/ Bruno Hercílio de Andrade Catão. – Itajubá-MG, 30 de setembro de 2025-

101 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Robson Celso Pires

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

, 30 de setembro de 2025.

1. Inércia Sintética. 2. Fast Frequency Response. I. Dr. Robson Pires. II. Universidade Federal de Itajubá.

CDU XX:XXX:XXX.X

Bruno Hercílio de Andrade Catão

ANÁLISE DE ESTABILIDADE UTILIZANDO ELEMENTO ARMAZENADOR DE ENERGIA E INÉRCIA SINTÉTICA EM SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Itajubá-MG, 30 de setembro de 2025:

Prof. Dr. Robson Celso Pires
Orientador

**Prof. Dr. Zulmar Soares Machado
Júnior**
Co-Orientador

Prof. Dr. Benedito Isaías Lima Fuly

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos
UFRGS

Itajubá-MG
30 de setembro de 2025

Agradecimentos

Agradeço a Deus por ter me dado a força e a perseverança necessárias para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço aos meus pais, Júlia e Olgamar (in memoriam), pela educação e apoio durante toda minha formação.

Agradeço profundamente ao apoio, ao amor, ao carinho, aos incentivos e ao suporte incondicional da minha esposa, Flor – Camila, que esteve ao meu lado em todos os momentos desta jornada acadêmica. Sua presença constante foi essencial não apenas para celebrar as conquistas, mas também para me fortalecer diante dos desafios e das incertezas que surgiram ao longo do percurso. Nos instantes em que me sentia desanimado ou sobrecarregado pela exigente caminhada do mestrado, encontrei em suas palavras de encorajamento, em sua paciência e em seu cuidado diário a motivação necessária para seguir em frente. Sem sua compreensão, dedicação e companheirismo, este trabalho certamente não teria sido possível.

Agradeço à minha família, incluindo novamente meus pais e minha esposa, meu irmão, a meus sogros, e minhas cunhadas pelo incentivo, apoio, paciência, pelas orações desde o início desta caminhada até os momentos finais.

Agradeço à CEMIG pelo apoio dado a mim na realização do curso do mestrado e também pelo desenrolar da minha carreira nesta empresa.

Agradeço aos colegas da CEMIG: Alisson, Cicéli, Hernane, Wagner e Vitor pelo apoio, e troca de experiências ao longo da minha carreira profissional, com um agradecimento especial ao amigo Ezequiel, que me incentivou em momentos cruciais. Agradeço a colegas que já não estão mais na CEMIG: Cleber e Jorge (in memoriam) novamente pelo apoio na capacitação profissional.

Agradeço aos professores da UNIFEI pelo compartilhamento de conhecimentos e disponibilidade em ensinar. Faço um agradecimento especial ao meu orientador e coorientador, Prof. Robson Celso Pires e Prof. Zulmar Soares Machado Júnior, pelo voto de confiança, pelo apoio e paciência durante toda a realização deste trabalho e também pelo incentivo em momentos chaves.

RESUMO

A crescente inserção de usinas eólicas e fotovoltaicas nos sistemas elétricos de potência tem transformado a matriz energética mundial e nacional, trazendo novos desafios ao planejamento da operação e da expansão dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). A elevada participação dessas fontes não despacháveis, conhecidas como Inverter-Based Generators (IBGs), demanda a adaptação dos procedimentos de rede e dos critérios de expansão, originalmente concebidos para a predominância de geradores síncronos. Nesse cenário, entidades como o WECC e o EPRI desenvolveram modelos dinâmicos genéricos que permitem representar, em estudos de estabilidade eletromecânica, o comportamento dessas usinas e também de sistemas de armazenamento (BESS), possibilitando análises mais realistas e subsidiando a evolução dos procedimentos de rede. Do ponto de vista dinâmico, destacam-se características comuns a usinas eólicas, fotovoltaicas, BESS e que também permeiam os SEPs nos quais aqueles se conectam, tais como: redução da inércia equivalente e da potência de curto-circuito do SEP, rápida resposta dos inversores e capacidade de prover inércia sintética por meio de recursos baseados em IBGs. Neste contexto, a presente dissertação investiga avaliações transitórias do tipo Root Mean Square (RMS) em sistemas elétricos, aplicando os modelos dinâmicos genéricos do WECC e enfatizando na resposta em frequência do sistema, com foco no uso de inércia sintética em um caso real. O estudo de caso é estruturado a partir de um sistema de subtransmissão real, cujas simulações foram feitas no programa ANATEM, considerando-se a liberdade metodológica acadêmica.

Palavras-chaves: ANATEM, BESS, fast frequency response, inércia sintética, modelos genéricos dinâmicos, usinas fotovoltaicas, sistemas de armazenamento, WECC, EPRI.

ABSTRACT

The growing integration of wind and photovoltaic power plants into electrical power systems has transformed the global and national energy matrix, bringing new challenges to the planning of the operation and expansion of Bulk Power Systems (BPS). The high participation of these non-dispatchable sources, known as Inverter-Based Generators (IBGs), requires the adaptation of grid procedures and expansion criteria, originally designed for the predominance of synchronous generators. In this scenario, entities such as WECC and EPRI have developed generic dynamic models that allow the behaviour of these plants and also of storage systems (BESS) to be represented in electromechanical stability studies, enabling more realistic analyses and supporting the evolution of network procedures. From a dynamic point of view, there are characteristics common to wind, photovoltaic, and BESS plants that also permeate the SEPs to which they are connected, such as: reduction of equivalent inertia and short-circuit power of the SEP, rapid response of inverters, and ability to provide synthetic inertia through IBG-based resources. In this context, this dissertation investigates Root Mean Square (RMS) transient evaluations in electrical systems, applying the WECC's generic dynamic models and emphasising the system's frequency response, with a focus on the use of synthetic inertia in a practical case. The case study is structured based on a real subtransmission system, whose simulations were performed in the ANATEM programme, considering academic methodological freedom.

Keywords: ANATEM, BESS, fast frequency response, virtual inertia, generic dynamic models, photovoltaic power plants, storage systems, WECC, EPRI.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Escalas de tempo em sistemas de potência	7
Figura 2 – Diagrama de blocos dos controles de geradores síncronos e sua interação com o SEP	9
Figura 3 – Esquema do sistema de potência e dos controles	9
Figura 4 – Classificações dos tipos de estabilidade - interpretação de 2004 — anterior aos IBGs	10
Figura 5 – Classificações dos tipos de estabilidade - interpretação de 2020 — considera os CIGs	11
Figura 6 – Atuação dos controles sobre a frequência frente a um grande distúrbio .	13
Figura 7 – curvas de carga e patamares de carga (a) curva do pato - (b) patamares de carga	16
Figura 8 – Sistema elétrico de 3 barras	17
Figura 9 – Perfil de variação da carga com a frequência	17
Figura 10 – Topologia de usinas eólicas e fotovoltaicas - (a) eólica tipo 1 - (b) eólica tipo 2 - (c) eólica tipo 3 - (d) eólica tipo 4 - (e) fotovoltaica	18
Figura 11 – Diagrama de blocos geral de um inversor	19
Figura 12 – Diagrama de blocos de um inversor com maior detalhamento que da Figura 11	20
Figura 13 – Diagrama elétrico simplificado de uma UFV de grande porte	21
Figura 14 – Diagrama de blocos de um VSI controlado por corrente, com o controlador de corrente repetitivo H_∞ na referência abc	25
Figura 15 – Diagrama de blocos de um VSI controlado por tensão, com o controlador de corrente repetitivo H_∞ na referência abc	25
Figura 16 – Curvas FRT - (a) curva adotada em Israel - (b) curva adotada no Brasil	28
Figura 17 – Operação em modo FFR habilitado para uma UFV	32
Figura 18 – Estrutura geral da modelagem genérica dinâmica de UFVs do WECC .	38
Figura 19 – Topologia usual de um BESS de grande porte	40
Figura 20 – Plano P-Q de Operação de um BESS	42
Figura 21 – Diagrama de blocos do módulo REGC_A	45
Figura 22 – Diagrama de blocos do controle de HVRT	45
Figura 23 – Diagrama de blocos do REGC - enfoque no LVRT	46
Figura 24 – Diagrama de blocos do REEC_C	48
Figura 25 – Diagrama de blocos do REPC_A	50
Figura 26 – Tela do programa Powerworld mostrando a configuração do módulo REGC_A	54
Figura 27 – Sistema teste - (a) sistema no PowerWolrd - (b) sistema no Anarede . .	55

Figura 28 – Comparação das respostas entre o Anatem e o PW frente aos eventos aplicados	56
Figura 29 – Área de concessão da CEMIG D em MG	57
Figura 30 – Sistema de subtransmissão da CEMIG D	58
Figura 31 – Topologia de rede básica interligada a SE Timóteo 2	60
Figura 32 – Croqui esquemático da subtransmissão interligada a SE Timóteo 2	61
Figura 33 – Desempenho de frequência frente a contingência na SE Jaíba	62
Figura 34 – desempenho de frequência frente a contingência na SE Monte Alegre de Minas 2	63
Figura 35 – Desempenho de frequência da PCH Cocais Grande – gerador de 10 MVA	64
Figura 36 – Desempenho de frequência da PCH Cocais Grande – gerador de 30,4 MVA	64
Figura 37 – Desempenho de tensão frente a contingência na SE Jaíba	75
Figura 38 – Desempenho de tensão frente a contingência na SE Monte Alegre de Minas 2	76
Figura 39 – Fluxos no trafo TR1 230/138 kV frente a contingência da SE Jaíba	76
Figura 40 – Fluxos no trafo TR2 230/138 kV frente a contingência da SE Jaíba	77
Figura 41 – Fluxos no trafo TR1 345/138 kV frente a contingência da SE Monte Alegre de Minas 2	77
Figura 42 – Fluxos no trafo TR2 345/138 kV frente a contingência da SE Monte Alegre de Minas 2	78
Figura 43 – Simulação instável da PCH Cocais Grande (10 MVA) e BESS	78
Figura 44 – Carga MT na SE Coronel Fabriciano 1 - resultado instável	79
Figura 45 – Carga MT na SE Coronel Fabriciano 1 - resultado estável	79
Figura 46 – Simulação estável da PCH Cocais Grande (30,4 MVA) e BESS	80
Figura 47 – Tensão de campo da PCH Cocais Grande (30,4 MVA) - resultado estável	80
Figura 48 – Tensões nas barras da área de análise - simulação estável	81
Figura 49 – Carga MT na SE Coronel Fabriciano 1 - GS 85,5 MVA - resultado estável	81
Figura 50 – Tensão de campo da PCH Cocais Grande (85,5 MVA) - resultado estável	82
Figura 51 – Tensões nas barras da área de análise- GS 85,5 MVA - simulação estável	82

Lista de tabelas

Tabela 1 – Diferenças entre GS e IBGs – antes e após evolução nos procedimentos de rede	23
Tabela 2 – Comparação entre estratégias Grid Following (GFL) e Grid Forming (GFM)	27
Tabela 3 – Requisitos de permanência de conexão, conforme a norma IEEE Std 1547 TM -2018	30
Tabela 4 – Tipos de sistemas de armazenamento de energia	39
Tabela 5 – Modos de operação do REEC_C	47
Tabela 6 – Modos de operação conjuntos do REPC_A e REEC_C	51
Tabela 7 – Modos de operação de potência ativa	52
Tabela 8 – Transformações de RBF candidatas a aplicação de BESS	59
Tabela 9 – REGC_A - variáveis internas	97
Tabela 10 – REGC_A - parâmetros de entrada	97
Tabela 11 – REEC_C - variáveis internas	98
Tabela 12 – REEC_C - parâmetros de entrada	99
Tabela 13 – REPC_A - variáveis internas	100
Tabela 14 – REPC_A - parâmetros de entrada	101

Lista de abreviaturas e acrônimos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
AVG	Automatic Voltage Regulator
BDGD	Base de dados geográfica da distribuidora
BESS	Battery energy storage system
BT	Baixa Tensão
CAG	Controle Automático de Geração
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elé- tricos
CCT	Critical Clearing Time
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIGRÉ	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CIGs	Converter Interfaced Generations
CSI	Current Source Inverter
DC	Direct Current, ou corrente contínua
DERs	Distributed Energy Resources
DSP	Digital Signal Processor
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
EAT	Extra Alta Tensão
EOLs	Usinas eólicas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
FFR	Fast Frequency Response
FRT	Fault Ride Through

GS	Gerador Síncrono
IBGs	Inverter-Based Generators
IEC	International Electrotechnical Comission
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
GFL	Grid following
GFM	Grid forming
HVDC	High Voltage Direct Current
HVRT	High Voltage Ride Through
Hz	Hertz
IRPTF	Inverter-Based Resource Performance Task Force
kV	Quilovolts
LD	Linha de distribuição
LVRT	Low Voltage Ride Through
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum-power-point-tracking
ms	Milissegundos
MT	Média Tensão
MW	Megawatts
NERC	North American Eletric Reliability Corporation
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PAMT	Ponto de Acoplamento da Rede de Média Tensão
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCS	Power Conversion System
PCT	Pequena Central Térmica

P&D	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
Pf	Malha de potência ativa e frequência em geradores
PLL	Phase-locked loop
PR	Procedimentos de Rede
PSS	Power System Stabilizer
PW	PowerWorld
QV	Malha de potência reativa e tensão em geradores
RBF	Rede Básica de Fronteira
Rcc	Relação de curto-circuito
REDS	Recursos Energéticos Distribuídos
REEC	Renewable Energy Electrical Controls
REGC	Renewable Energy Generator/Converter
REPC	Renewable Energy Plant Controller
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RMS	Root Mean Square, ou valor eficaz
ROCO	Rate of Change of Frequency
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UFVs	Usinas fotovoltaicas
UHEs	Usinas hidrelétricas
VSI	Voltage Source Inverter
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Relevância do Problema	1
1.2	Trabalho Proposto e Objetivos	4
1.3	Estrutura da Dissertação	4
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1	Diferenciações entre Análises Transitórias e Dinâmicas	6
2.2	Tipos de Análise de Estabilidade	10
2.3	Conceitos Básicos em Análises Eletromecânicas	14
2.3.1	Controle de carga-frequência e controle de tensão	15
2.3.1.1	Funcionamento da Malha Pf	16
2.4	Topologia de IBGs – Foco em UFVs Passando por EOLs	18
2.5	Diferenças Funcionais entre CIGs e Geradores Síncronos e a Aplicabilidade de Modelagens RMS	21
2.6	Aspectos Gerais de Conversores e Principais Diferenças entre Inversores GFL e GFM	24
2.7	Estudos de Estabilidade Eletromecânica para EOLs e UFV – Por Que Fazê-los?	27
2.8	Tipos de Controle de “Fast Frequency Response” – FFR	30
3	INÉRCIA SINTÉTICA, SAEBS E MODELOS GENÉRICOS WECC	34
3.1	Inércia Sintética em Sistemas BESS: Suporte Dinâmico à Estabilidade de Frequência	38
3.1.1	Visão Geral sobre BESS, ou SAEBS	39
3.1.2	Uso de BESS Conectado à Rede Elétrica	40
3.2	Detalhamento dos Módulos Genéricos	43
3.2.1	Controles ao Nível do Gerador e/ou do SAEB	43
3.2.1.1	REGC_A	43
3.2.1.1.1	Controle da Corrente em Condições de Sobretensão	46
3.2.1.1.2	Controle da Corrente em Condições de Subtensão	46
3.2.1.1.3	Módulo REEC_C	47
3.2.1.1.4	Malha de Potência Ativa	48
3.2.1.1.5	Malha de Potência Reativa	48
3.2.2	Controles ao Nível da Planta	49
3.2.2.1	Módulo REPC_A	49
3.3	Aplicação do Modelo WECC no Anatem	52

4	VALIDAÇÃO, ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	54
4.1	Premissas para o Estudo de Caso	57
4.2	Escolha dos Locais para o Estudo de Caso	58
4.3	Resultados das Simulações	61
4.3.1	Aplicações de contingência em transformadores de RBF	62
4.3.2	Subsistema de Subtransmissão Apoiado na SE Timóteo 2	62
5	CONCLUSÕES GERAIS	65
5.1	Trabalhos Futuros	67
	REFERÊNCIAS	69
	APÊNDICES	74
	APÊNDICE A – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO	
		75
A.1	Resultados da Alternativa 1 do Estudo de Caso	75
A.2	Resultados da Alternativa 2 do Estudo de Caso	77
	ANEXOS	83
	ANEXO A – CÓDIGO EM ANATEM DOS MÓDULOS WECC	84
	ANEXO B – PARÂMETROS E VARIÁVEIS DO MODELO GENÉRICO WECC	97

1 INTRODUÇÃO

Análises de estabilidade fazem parte de um conjunto de avaliações cujo objetivo relaciona-se com a confiabilidade e segurança operacional do sistema elétrico. Este tipo de análise insere-se na cadeia produtiva do sistema elétrico nas atividades de operação e expansão. Documentos de critérios e premissas, como a referência clássica brasileira de planejamento da expansão ([CCPE, 2002](#)), de autoria do CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos), e as diretrizes de operação do sistema pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ([ONS, 2025d](#)), apresentam diretivas específicas sobre a estabilidade eletromecânica e sua relação com as macroatividades que as englobam. No contexto contemporâneo, tais análises tornam-se ainda mais relevantes em virtude do processo de transição energética.

Adicionalmente, destaca-se que se empregou nesta dissertação as licenças da CEMIG D de utilização dos programas Anarede e Anatem.

1.1 Relevância do Problema

Na década de 80 até por volta dos anos 2000, grandes Usinas Hidrelétricas (UHEs) foram construídas no país, muitas delas na região sudeste do Brasil. Energeticamente, todas essas usinas agregaram garantia física ao sistema elétrico e, além disso, prestaram e continuam prestando serviços de grande importância para a operação estável do sistema elétrico.

De meados dos anos 90 até metade da década de 2000, houve o projeto RESEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), que definiu diversas medidas para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, tais como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que constituiu um marco para o início do processo de diversificação de fontes na matriz de energia elétrica. A partir do PROINFA, fontes de energia renováveis passaram a figurar na matriz energética de maneira mais significativa, tornando-a um pouco menos dependente da fonte de energia hidráulica. Esse movimento inicial representou um dos primeiros passos a nível nacional alinhados ao que hoje se reconhece globalmente como transição energética, caracterizada pela ampliação da participação de fontes renováveis e pela eletrificação de setores com presença energética relevante de combustíveis fósseis.

Desde o PROINFA, pode-se citar alguns fatores que induziram a viabilidade econômica das fontes de energia renováveis, dentre os quais mencionam-se:

- Regulamentação da comercialização de energia por geração distribuída;
- Distinção entre fontes de energia convencionais (hidráulicas de grande porte e térmicas) e especiais (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, Pequenas Centrais Térmicas - PCTs, a biomassa, eólicas e fotovoltaicas), com incentivos para as especiais;
- Realização de leilões de energia de reserva e de energia nova direcionados para as fontes renováveis, e;
- Crescimento do mercado livre de energia.

Aliado aos fatores citados, o avanço tecnológico no setor de geração de energia elétrica é outro motivador que trouxe protagonismo para as fontes renováveis de energia elétrica, com enfoque nas eólicas e fotovoltaicas, tanto em escala mundial quanto nacional. Tais fontes já figuram energeticamente como a terceira e a quarta fontes com maior participação no suprimento elétrico no planeta ([OUR WORLD IN DATA, 2025](#)). Nacionalmente, as fontes citadas são as que mais cresceram percentualmente na matriz nos últimos dez anos ([SECRETARIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL, 2024](#)). T tamanha mudança impôs, e tem imposto, grande desafio no que tange ao planejamento da operação e expansão do sistema elétrico. A transição de uma matriz elétrica despachável (hidráulica/térmica) para uma matriz com participação significativa de fontes renováveis não despacháveis (eólicas/fotovoltaicas), demonstra-se em ações de planejamento operativo e de expansão como: redespacho de geração para atender as altas taxas de variação energética horária de geração centralizada fotovoltaica e Mini e Micro Geração Distribuídas (MMGDs) solares ([ONS, 2024a](#)) e a necessidade de lidar com o desconhecimento de informações técnicas detalhadas sobre projetos de futuras usinas — tanto eólicas quanto fotovoltaicas ([SILVA et al., 2022](#)) —, o que dificulta sua modelagem nas bases de dados utilizadas em estudos de estabilidade eletromecânica.

Uma denominação comumente utilizada para as gerações eólicas e fotovoltaicas é chamá-las de gerações baseadas em inversores, ou, em inglês, “Inverter-Based Generators” (IBGs), a qual será amplamente usada nesta dissertação. Adianta-se já neste capítulo que o termo IBG refere-se a plantas de geração deste tipo com funcionalidades mínimas e sem recursos avançados. Quanto ao desconhecimento das características técnicas dos projetos de IBGs, essa é uma preocupação que o “Western Electricity Coordinating Council” (WECC) externou há algum tempo e, além disso, trouxe à tona propostas de soluções que datam da década de 2010. Sobre o WECC, tal organização é oriunda dos Estados Unidos da América e trata-se de uma corporação sem fins lucrativos que trabalha pela confiabilidade do sistema elétrico da costa oeste do país mencionado. Almejando que análises dinâmicas representassem de forma mais fidedigna o comportamento de usinas eólicas e fotovoltaicas, o WECC divulgou o estudo ([WECC, 2012](#)) em 2012, o qual apresentou os primeiros modelos dinâmicos genéricos de usinas fotovoltaicas para estudos de estabilidade eletromecânica.

Seguidamente à referência (WECC, 2012), o WECC publicou outros estudos (WECC, 2014a; WECC, 2019) com aprimoramentos na modelagem dinâmica para geradores fotovoltaicos. Paralelamente aos trabalhos do WECC de desenvolvimento de modelos dinâmicos de IBGs, o CIGRÉ publicou em 2018 um extenso trabalho (CIGRÉ, 2018) sobre o assunto retromencionado, o qual abordou desde as principais características de inversores de frequência, a modelagem destes para estudos de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, ações de conferência para validação dos modelos, dentre outros aspectos.

No Brasil, alguns trabalhos de pesquisa acadêmica e científica já foram realizados utilizando os modelos genéricos do WECC; dentre estes, citam-se:

- A dissertação de mestrado (GOMES, 2019), que investigou a atuação dos modelos WECC utilizando o “software” Simulight em sistemas teste;
- O artigo (SILVA et al., 2022) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL);
- O artigo (SCHIOCHET et al., 2023) que implementou a modelagem genérica no “software” Anatem, demonstrou sua eficácia em sistemas teste;
- O artigo (TORRES et al., 2023) vinculado ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) que construiu o primeiro sistema de armazenamento de baterias de larga escala no sistema elétrico brasileiro (ISA CTEEP, 2025), que na fase de pesquisa utilizou os modelos genéricos do WECC.
- O artigo (MIRANDA et al., 2023), assim como a referência (SCHIOCHET et al., 2023), implementou os modelos genéricos em Anatem, realizando simulações em sistemas de teste.

Esses desenvolvimentos, tanto nacionais quanto internacionais, alinham-se às necessidades emergentes impostas pela transição energética, que exige modelagens precisas o suficiente das fontes renováveis para garantir confiabilidade em um sistema gradativamente mais baseado em gerações conectadas ao sistema elétrico por meio de conversores eletrônicos de potência.

Complementarmente ao que já foi falado até aqui nesta introdução, e face ao uso contemporâneo esporádico do termo subtransmissão, considera-se relevante rememorar a compreensão de tal palavra. Fazendo um parêntese atinente a esta temática, atribui-se que, direta ou indiretamente, a desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição no início dos anos 2000 contribuiu para o uso esporádico do termo subtransmissão. Posto isso, elucida-se que tal vocábulo compreende os sistemas elétricos que operam nas tensões abaixo de 230 kV e iguais ou superiores a 69 kV, ou seja, abarca a parte de alta tensão do segmento de distribuição.

1.2 Trabalho Proposto e Objetivos

Face a vocação de Minas Gerais (MG) para abrigar geração renovável do tipo fotovoltaica, cuja afirmação se baseia em números de 2023 do estudo (ONS, 2023b) realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), estima-se que, de 2020 até 2027, um montante de aproximadamente 22,2 GW de potência instalada de geração fotovoltaica estará conectado ao sistema elétrico de transmissão e distribuição. A maior concentração desses empreendimentos ocorrerá nas regiões Norte e Triângulo do estado, com participação menos expressiva nas demais regiões. A partir deste contexto, diretamente vinculado aos desafios da transição energética, e considerando eventos como o ocorrido no Brasil em agosto de 2023, em que o desempenho das fontes eólicas e fotovoltaicas ficou aquém do esperado, torna-se relevante a realização de uma pesquisa sob a ótica da estabilidade dinâmica no sistema elétrico de MG. Desta forma, busca-se identificar situações de desempenho relacionadas à estabilidade eletromecânica no estado que justifiquem a aplicação de sistemas de armazenamento integrados a recursos de energia renovável, de modo a explorar os benefícios que a inércia sintética pode proporcionar ao sistema elétrico analisado.

A utilização da propriedade de inércia sintética proporciona para os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) maior funcionalidade para estes em relação ao controle de frequência do sistema elétrico. Para usinas eólicas com potência instalada maior que 10 MW, a propriedade de inércia sintética é um requisito exigido pelo submódulo 2.10 (ONS, 2025e) dos Procedimentos de Rede. Desta forma, como tornou-se uma realidade a exigência do atributo de inércia sintética para usinas eólicas maiores que 10 MW, a implantação inicial de sistemas de armazenamento a baterias abre uma porta para que estes, em conjunto com UFVs, possam contribuir com o controle de frequência do sistema elétrico através da implantação da propriedade citada. Assim sendo, a partir do referencial teórico e da pesquisa inerente ao tema, este trabalho propõe utilizar a propriedade de inércia sintética, associando um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB) a um sistema real de subtransmissão, em que tal aplicação seja justificada por meio da análise de estabilidade de frequência. Adianta-se que o autor utilizou empirismo próprio para a escolha de partes do Sistema Elétrico de Potência (SEP) em que aplicar-se-á a propriedade de inércia sintética.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está estruturada em seis capítulos, incluindo este primeiro capítulo introdutório, além de conter apêndices e anexos que complementam o desenvolvimento do trabalho.

O Capítulo 2 é dedicado à revisão bibliográfica, reunindo e discutindo contribuições

relevantes da literatura técnica e científica que fundamentam o estudo. Este capítulo tem como propósito oferecer uma base conceitual sólida, permitindo compreender os principais tópicos relacionados à pesquisa e situando o leitor no estado da arte da área investigada.

O Capítulo 3 aborda os modelos desenvolvidos pelo “Western Electricity Coordinating Council” (WECC). São apresentados os diferentes tipos de modelos existentes, suas características e o princípio de funcionamento dos módulos que os compõem, destacando sua importância para estudos de estabilidade dinâmica em sistemas elétricos de potência.

No Capítulo 4, são descritos os testes de validação realizados com os modelos do WECC, utilizando os programas Anatem e PowerWorld. Nesse contexto, são detalhados os procedimentos empregados, as análises realizadas e os resultados obtidos, buscando evidenciar a adequação dos modelos às ferramentas de simulação utilizadas. Também é apresentado o estudo de caso conduzido nesta dissertação. Nele, são expostos os dados considerados, as etapas metodológicas adotadas e as análises realizadas, de modo a ilustrar a aplicação prática dos conceitos e modelos discutidos ao longo do trabalho.

O Capítulo 5 reúne as principais conclusões da pesquisa, discutindo os resultados alcançados frente aos objetivos propostos. Além disso, são apontadas limitações do estudo e sugeridas possibilidades para trabalhos futuros, a fim de contribuir para o avanço contínuo da área.

Complementando a dissertação, o Apêndice reúne dados de simulações do estudo de caso que, por questões de organização e fluidez textual, não foram incluídos no corpo principal do trabalho.

Por fim, os Anexos fornecem materiais adicionais de caráter técnico: o Anexo A apresenta o código em Anatem referente aos módulos do WECC, enquanto o Anexo B contém as tabelas de parâmetros de entrada e das variáveis internas desses módulos, oferecendo suporte detalhado às análises realizadas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, pretende-se abordar aspectos teóricos inerentes ao tema desta dissertação, dos quais se citam:

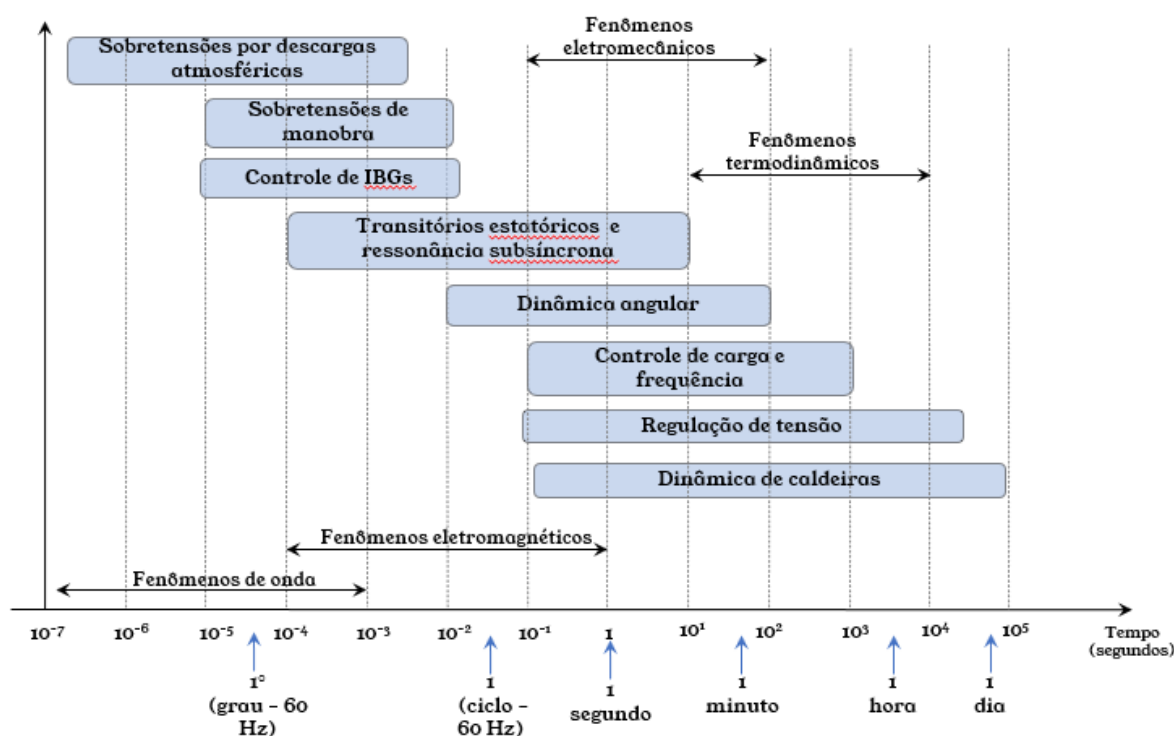
- Diferenciações entre análises transitórias e dinâmicas;
- Tipos de análise de estabilidade;
- conceitos básicos relacionados à análise de estabilidade eletromecânica;
- Topologia de funcionamento de usinas eólicas e fotovoltaicas;
- Aspectos considerados na modelagem de usinas fotovoltaicas em estudos com modelagem do tipo “*Root Mean Square*” (RMS);
- Diferenças principais entre inversores de frequência, seguidores de rede e formadores de rede;
- A necessidade da realização de estudos de estabilidade eletromecânica para usinas eólicas do tipo IBGs e fotovoltaicas, que, intrinsecamente, são do tipo IBGs.

Como mencionado na introdução deste capítulo, adiante abordar-se-á cada um dos tópicos conceituais inerentes a esta dissertação.

2.1 Diferenciações entre Análises Transitórias e Dinâmicas

Quando se trata de fenômenos temporais em Sistemas Elétricos de Potência (SEP), cíclicos ou não, distinguem-se diferentes tipos. A Figura 1 mostra as várias análises comumente estudadas em SEP, conforme a necessidade do que se pretende investigar.

Figura 1 – Escalas de tempo em sistemas de potência



Fonte: elaboração própria, adaptado de [IEEE Power & Energy Society \(2020\)](#)

Na disciplina de transitórios em sistemas de transmissão/subtransmissão de energia elétrica, os tipos estudados são essencialmente os eletromagnéticos e eletromecânicos. Nesse sentido, a Figura 1 mostra a janela temporal dos diversos tipos de eventos comumente observados nos SEPs, sendo que ocorrências eletromagnéticas ocorrem entre milésimos de segundo e alguns segundos; já eventos eletromecânicos acontecem entre discretizações de décimos de segundo e alguns minutos. Nesta dissertação, abordar-se-ão essencialmente os transitórios eletromecânicos, cujos eventos são mais lentos que os eletromagnéticos e cuja modelagem para análise pode ser um pouco mais simplificada. A justificativa para a simplificação baseia-se na completa, ou quase completa, dissipação dos efeitos transitórios de alta frequência no instante de início dos fenômenos eletromecânicos e na economia de esforço computacional nos cálculos a serem realizados.

Adentrando-se na análise, estratifica-se o estudo dos transitórios eletromecânicos, tanto neste contexto quanto em análises dinâmicas. Dentre as características de ambas as abordagens, está a cronologia da investigação, em que se pode dizer que não há diferença; outro aspecto é em relação ao referencial de observação, ou seja, o que acontece em determinada parte do circuito ou em partes do circuito frente ao mesmo evento. Do ponto de vista prático, sistemas dinâmicos são aqueles que envolvem a transformação da energia de uma forma para outra, o que ocorre na geração de energia elétrica. De maneira formal, cita-se uma definição de sistemas dinâmicos, cuja explicação é, na verdade, obtida pela comparação com um sistema que não é dinâmico, conceito este dado por LATHI:

[...] um sistema é considerado instantâneo (ou sem memória) se sua saída em qualquer instante t depender, no máximo, da intensidade de sua(s) entrada(s) no mesmo instante t , e não de quaisquer valores passados ou futuros da(s) entrada(s). Caso contrário, o sistema é considerado dinâmico (ou um sistema com memória) (LATHI, 2005).

A ideia elaborada por LATHI é perfeitamente aplicada ao SEP, sobretudo aos geradores síncronos. Neste sentido, resgata-se a definição de estabilidade dada por KUNDUR, a qual diz:

é a capacidade de um sistema de energia elétrica, para um dado ponto de operação, de recuperar seu estado de equilíbrio após ser submetido a um distúrbio físico, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de modo que praticamente todo o sistema permaneça intacto (KUNDUR, 1993).

Aliado a este conceito e considerando a relação entre transitórios e dinâmica, cabe recapitular o sentido dado para estabilidade dinâmica dado por MELO, o qual é reproduzido a seguir: “é baseada nas propriedades dinâmicas linearizadas do sistema, as quais podem ser descritas pelas raízes da equação característica do sistema inteiro, incluindo controles (MELO, 1983a)”. Conforme esta última referência, a expressão “equação característica do sistema inteiro” refere-se às interações que existem entre as diversas partes de um sistema elétrico, as quais podem ser segmentadas:

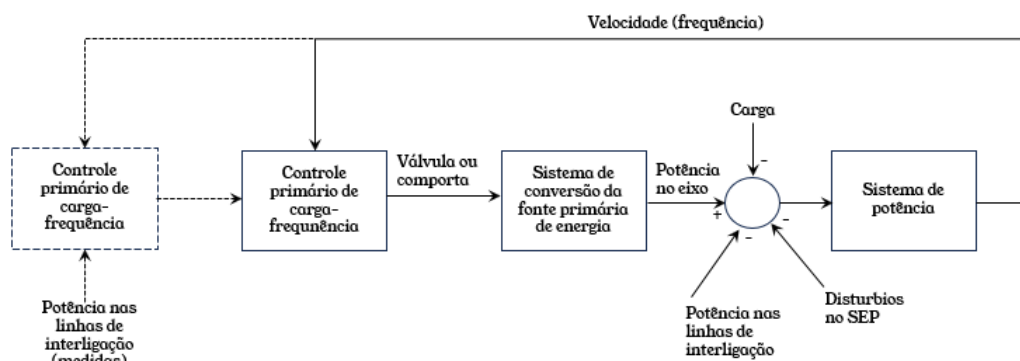
- no sistema elétrico de potência propriamente dito;
- no sistema de conversão (turbina a vapor, turbina hidráulica) da fonte primária de energia;
- no controle de regulação de velocidade das fontes com inércia;
- nos controles suplementares.

Dando sequência à compreensão deste tema, recorre-se novamente ao autor MELO, que acrescenta ao conceito de dinâmica os recursos matemáticos usados na modelagem desse tipo de sistema:

*[...] é a **representação através de equações diferenciais** que relacionam as variáveis do sistema. Em muitos casos, estas equações são, ou podem ser aproximadas por equações diferenciais lineares (MELO, 1983a) (grifo do autor).*

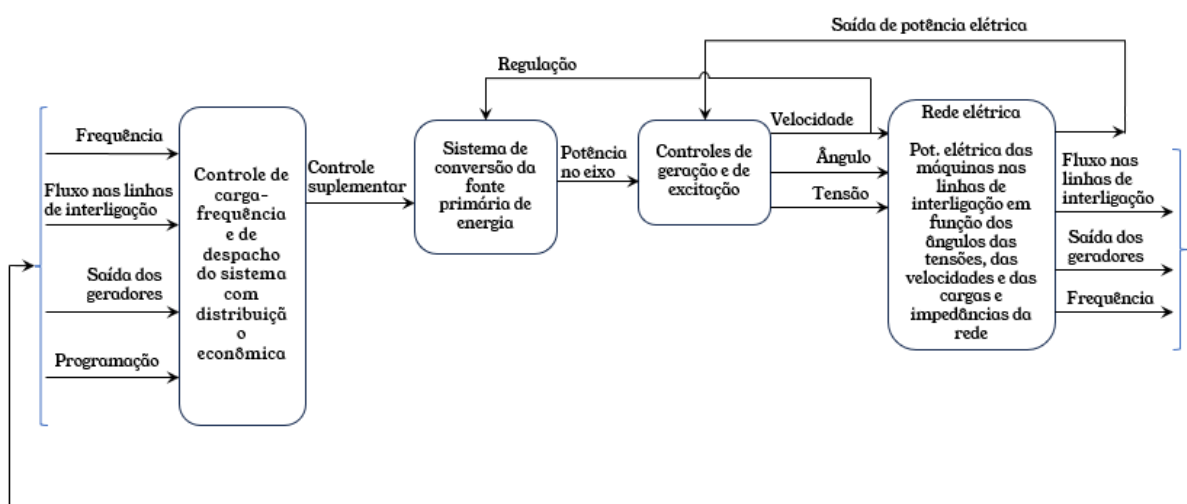
Já finalizando o entendimento geral sobre dinâmica, as Figuras 2 e 3 ilustram as interações entre os variados controles do SEP.

Figura 2 – Diagrama de blocos dos controles de geradores síncronos e sua interação com o SEP



Fonte: elaboração própria, adaptado de Melo (1983b)

Figura 3 – Esquema do sistema de potência e dos controles



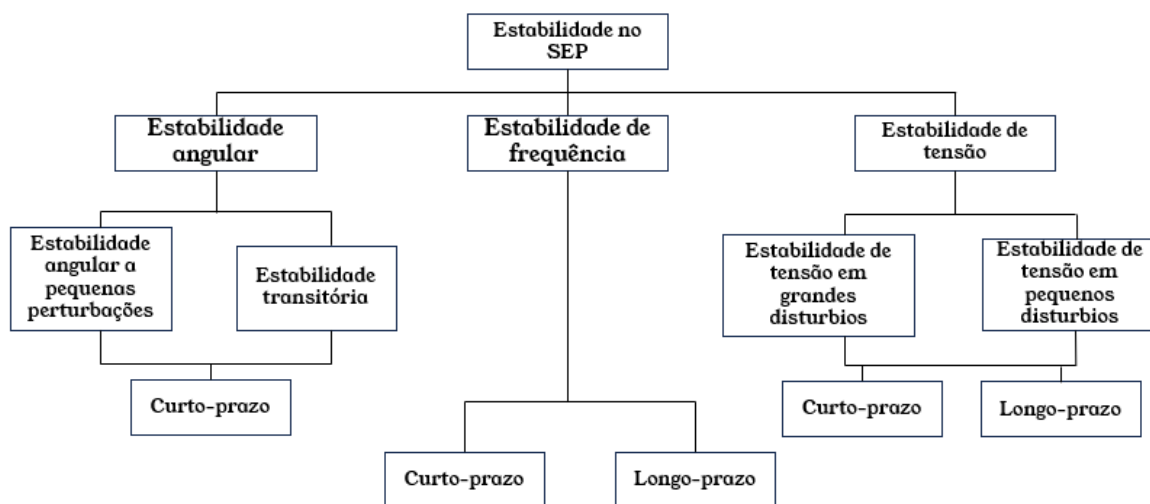
Fonte: elaboração própria, adaptado de Melo (1983b)

A partir das Figuras 2 e 3, depreende-se que o estudo da dinâmica está estreitamente ligado a regulação de velocidade e ao controle carga-frequência do sistema elétrico, no que tange à estabilidade de frequência, como será visto adiante. Além da correlação entre o controle de velocidade e a frequência, outro fator observado através da Figura 2 são os eventuais distúrbios que frequentemente recaem sobre o SEP e cujo sistema deve estar apto a amortecer apropriadamente as oscilações eletromecânicas oriundas destes (KUNDUR, 1993).

2.2 Tipos de Análise de Estabilidade

Desde os primórdios do sistema elétrico até meados dos anos 2000, não houve grandes evoluções tecnológicas na geração de energia elétrica em larga escala. Da época inicial até cerca de 20 anos atrás, havia uma predominância tecnológica dos geradores síncronos, tanto para os geradores de fonte hidráulica quanto para os de fonte térmica. Por volta da década de 2000, houve de forma crescente a instalação de geradores eólicos (EOLs) e fotovoltaicos (UFVs) mundo afora, os “*Inverter-Based Generators*” (IBGs), ou também chamados de “*Converted Interfaced Generation*” (CIGs). Frente a gradual construção de usinas do tipo IBGs e outros equipamentos do SEP com eletrônica de potência embarcada, com significativa presença neste, o Comitê de Desempenho Dinâmico do Sistema de Potência do IEEE e o Comitê de Estudos do CIGRE de Desempenho Técnico do Sistema – SC C4 – revisitaram um extenso trabalho sobre estabilidade de sistemas de potência (KUNDUR et al., 2004) e os diferentes tipos de estabilidade, produzindo um novo estudo (IEEE Power & Energy Society, 2020). Agora, considerando a influência das fontes renováveis baseadas em CIGs no SEP. A Figura 4 e a Figura 5 posicionadas adiante sintetizam o contexto de estabilidade na conjuntura anterior e posterior aos IBGs.

Figura 4 – Classificações dos tipos de estabilidade - interpretação de 2004 — anterior aos IBGs

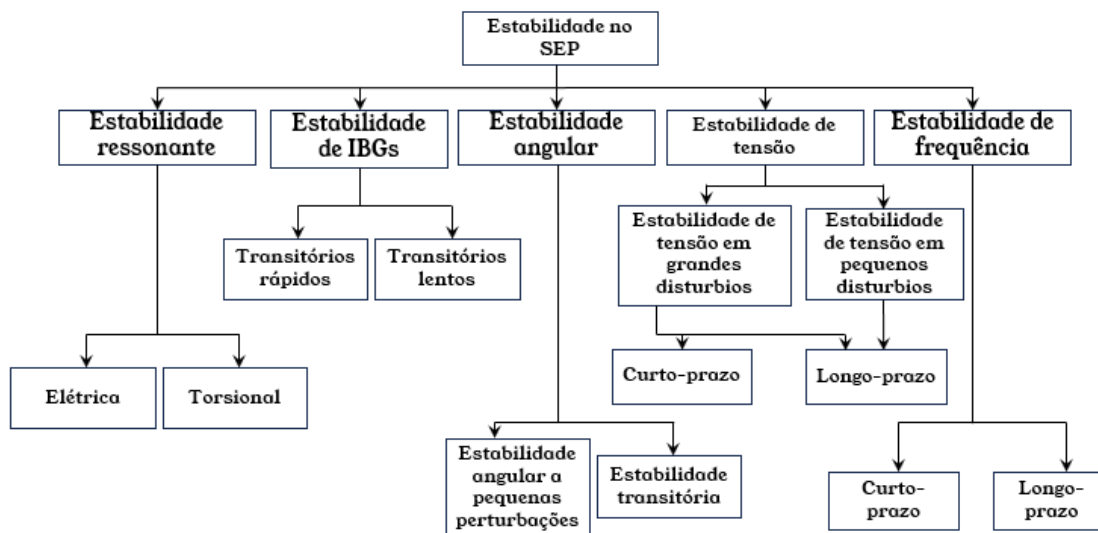


Fonte: elaboração própria, adaptado de Kundur et al. (2004)

Pela comparação entre a Figura 4 e a Figura 5, observa-se que foram adicionadas duas novas categorias aos tipos de estabilidade: estabilidade de IBGs e estabilidade ressonante. Em relação à estabilidade ressonante, esta não havia sido incluída em (KUNDUR et al., 2004) pelo fato da discretização deste tipo de evento não ter sido tratada no referido trabalho. Já quanto a “estabilidade de IBGs”, referindo-se a transitórios lentos, é possível, com a modelagem de aproximação fasorial, representá-los de forma adequada em estudos dinâmicos. Neste trabalho, não serão abordados em profundidade cada um dos subtemas

de estabilidade apresentados na Figura 5. O leitor pode obter maiores detalhes acerca desta temática em (IEEE Power & Energy Society, 2020) ou em (HATZIARGYRIOU et al., 2021), cujo trabalho baseou-se na citação anterior e foi publicado pela “*IEEE Transactions on Power Systems*”.

Figura 5 – Classificações dos tipos de estabilidade - interpretação de 2020 — considera os CIGs



Elaboração própria, adaptado de IEEE Power & Energy Society (2020)

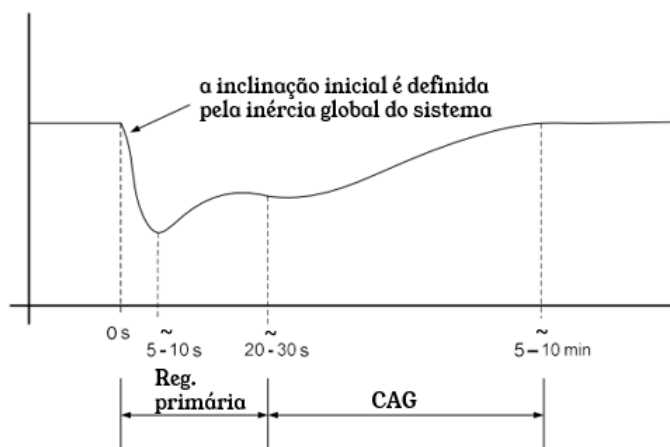
A seguir, são abordadas superficialmente as subdivisões do estudo da estabilidade, ilustradas pela Figura 5, conforme se segue:

- Estabilidade angular: o aumento da participação de fontes do tipo IBGs nos SEP e/ou a substituição de geradores síncronos no fim de sua vida útil por IBGs diminuem a inércia total do sistema elétrico; isso afeta negativamente a capacidade de amortecimento do SEP de absorver os modos de oscilações oriundos de grandes ou pequenos distúrbios. A mensuração desses efeitos depende de diversos fatores, como a localização das perturbações, as topologias de rede e os controles ativos dos CIGs. Por outro lado, embora haja fatores inequívocos que sinalizam os impactos desfavoráveis para a estabilidade angular frente ao aumento da penetração de CIGs, ainda não existe consenso científico sobre isso. Há opções de controle ainda por investigar nos CIGs que podem contribuir para a capacidade de absorção de oscilações, como já é feito para equipamentos FACTS (GIBBARD; POURBEIK; VOWLES, 2015);
- Estabilidade de tensão: este aspecto da estabilidade é fundamental tanto do ponto de vista da estabilidade dinâmica de curto prazo quanto da estabilidade de longo prazo. As tensões em níveis adequados em todas as barras dos SEPs dependem preponderantemente do suporte de potência reativa que as cargas trocam com os

elementos shunts e séries (capacitivos e indutivos) do sistema, assim como com as fontes, linhas, transformadores e equipamentos de suporte de reativos com ajustes finos (compensadores estáticos, stacoms). Dentre os equipamentos presentes no SEP, especialmente durante grandes perturbações, estão as fontes que essencialmente detêm a reserva de potência reativa necessária para que o sistema de transmissão e/ou distribuição permaneça estável. No caso de IBGs, existem as curvas “*Low Voltage Ride-Through*” (LVRT) e “*High Voltage Ride-Through*” (HVRT), que definem valores limítrofes de tensão nos quais os CIGs devem permanecer conectados, fornecendo suporte de potência reativa ao sistema elétrico. De forma geral, quando se trata de distúrbios de subtensão ou sobretensão envolvendo as EOLs e UFVs, é comum referir-se a estes por meio da expressão “*Fault Ride Through*” (FRT).

- Estabilidade de frequência: a estabilidade, segundo esta perspectiva, está relacionada ao equilíbrio entre geração e carga. Tendo igualdade entre essas duas grandezas, a frequência do sistema se mantém constante. Nos SEPs, o controle carga-frequência é feito em quatro estágios distintos: a resposta inercial (RAHMANN; CASTILLO, 2014), a regulação primária, a secundária e a terciária. A resposta inercial é um tipo de resposta inerente aos Geradores Síncronos (GSs), que consiste basicamente no aproveitamento da energia cinética dos GSs. Pode-se dizer que a resposta inercial é uma resposta natural do GS, cujo assunto será abordado mais detalhadamente adiante. Após a resposta inercial, inicia-se a regulação primária, que é o primeiro nível em termos de sistemas de controle e é exercida pelos reguladores de velocidade e turbina dos geradores síncronos; pode se dizer que é uma resposta ativa do sistema. Esta resposta ativa entra em ação nos primeiros instantes logo após uma grande perturbação no SEP. Cada gerador e os controles dos reguladores de velocidade e turbina agem individualmente, não existindo uma ação coordenada entre um conjunto de geradores. A regulação secundária é realizada por um conjunto de geradores, sendo ajustada para atuar de forma coordenada após determinado intervalo de tempo — geralmente após algumas dezenas de segundos — de modo que a ação da regulação primária sobre o SEP já tenha findado. A regulação secundária é comumente chamada de Controle Automático de Geração (CAG). A Figura 6 ilustra os momentos em que a atuação da regulação primária e secundária ocorre no SEP, posteriormente a um grande distúrbio.

Figura 6 – Atuação dos controles sobre a frequência frente a um grande distúrbio



Fonte: elaboração própria, adaptado de [IEEE Power & Energy Society \(2020\)](#)

Sobre a regulação terciária, esta não é feita de forma automática, como ocorre com a primária e a secundária. A fase terciária está relacionada ao despacho econômico de geração e é realizada de forma analítica pelos operadores de geração e transmissão dos SEPs, após o restabelecimento integral causado pelo distúrbio de grande proporção. Aprofundando a análise sobre as regulações primária e secundária, um fator essencial para viabilizar a resposta de recuperação do SEP diante de um grande distúrbio é a existência de geradores síncronos estrategicamente selecionados, com capacidade remanescente de geração. Isto quer dizer que a programação da geração é feita de forma que certas usinas hidrelétricas e/ou termelétricas estejam gerando abaixo de sua capacidade nominal, para que, na eventualidade da ocorrência de uma perturbação, tais geradores possam atuar no restabelecimento do SEP. A prática operativa de deixar uma “folga” nas usinas é habitualmente chamada de reserva girante. Ao leitor interessado em aprofundar o conhecimento sobre o assunto, ela é muito bem explorada nas referências ([KUNDUR, 1993](#)) e ([ANDERSON; FOUAD, 2003](#)). Em relação aos CIGs, como mencionado em ([IEEE Power & Energy Society, 2020](#)), estes não fornecem, de maneira inerente, resposta inercial ao SEP devido a fatores econômicos relacionados ao despacho de geração. Isto se deve à estratégia do “*Maximum-power-point-tracking*” (MPPT) ([ZHONG; HORNIK, 2013](#)) aplicada a produção de energia a partir de fontes renováveis, cuja fonte primária de energia é não despachável, como, por exemplo, as usinas eólicas e fotovoltaicas. A aplicação da técnica pura do MPPT prioriza, a todo instante, que seja extraída da fonte primária de energia a máxima geração possível, de forma que não há possibilidade de haver reserva potencial de geração, análoga à reserva girante. Utilizou-se a expressão “aplicação da técnica pura do MPPT” porque já existem esquemas aplicáveis a eólicas e fotovoltaicas que possibilitam a reserva de geração por meio da técnica de “*Fast Frequency Response*” (FFR), a qual será explicada em mais detalhes adiante.

- estabilidade ressonante (subsíncrona): este aspecto da estabilidade está relacionado à manifestação da ressonância subsíncrona de origem eletromecânica ou puramente elétrica. A ressonância de origem eletromecânica está associada a interações entre a rede e o eixo turbina-gerador de uma máquina síncrona, o qual vibra em um ou mais modos de oscilação naturais, ameaçando a integridade desses componentes. As interações do eixo turbina-gerador podem ocorrer com linhas de transmissão com compensação série ou com dispositivos de controle de atuação rápida, como linhas em corrente contínua (“*High Voltage Direct Current*” – HVDC), compensadores estáticos, statcoms e estabilizadores de geradores síncronos (“*Power System Stabilizer*” – PSS). Sobre a ressonância de origem elétrica, esta ocorre envolvendo geradores eólicos do tipo “*Doubly Fed Induction Generator*” (DFIG); há interações entre estes e compensações série presentes no SEP. No que tange às plantas de geração do tipo IBG, especificamente EOLs do tipo DFIG, o presente aspecto da estabilidade deve ser investigado a fim de mitigar situações em que possam ocorrer ressonâncias subsíncronas.
- estabilidade pelo desempenho de conversores eletrônicos: como um CIG é composto por dispositivos eletrônicos com tempos de chaveamento bem rápidos, seu comportamento dinâmico é determinado por um controle chamado “*Phased Locked Loop*” (PLL) e outras malhas de corrente interna. Nesse sentido, há uma ampla escala de tempo relacionada aos controles dos CIGs que podem interagir com a dinâmica eletromecânica dos GSs e os transientes eletromagnéticos da rede, o que pode levar a oscilações instáveis no SEP em uma ampla faixa de frequências. Os fenômenos que apresentam frequências relativamente baixas são chamados de estabilidade afetada por interações lentas de conversores, cuja frequência de oscilação é de até 10 Hz. Já os fenômenos com frequências relativamente altas são classificados como estabilidade afetada por interações rápidas de conversores, normalmente de dezenas a centenas de Hz, sendo possível ter uma ordem de grandeza na casa de kHz. Investigações de estabilidade dessa natureza não serão exploradas neste trabalho.

2.3 Conceitos Básicos em Análises Eletromecânicas

Frente ao tema central deste trabalho, faz-se necessário abordar a teoria acerca de alguns conceitos relacionados à estabilidade eletromecânica, quais sejam:

- Controle de carga-frequência;
- Regulação primária;
- Regulação secundária – Controle Automático de Geração (CAG).

2.3.1 Controle de carga-frequência e controle de tensão

Durante a vigília operativa do SEP, para que os geradores síncronos operem satisfatoriamente, realiza-se o monitoramento de quatro parâmetros, os quais são agrupados em pares, e cujo pareamento leva em consideração a interdependência deles e sua influência sobre o desempenho elétrico do sistema. Esses parâmetros são:

- geração de potência ativa e frequência, e;
- geração de potência reativa e tensão.

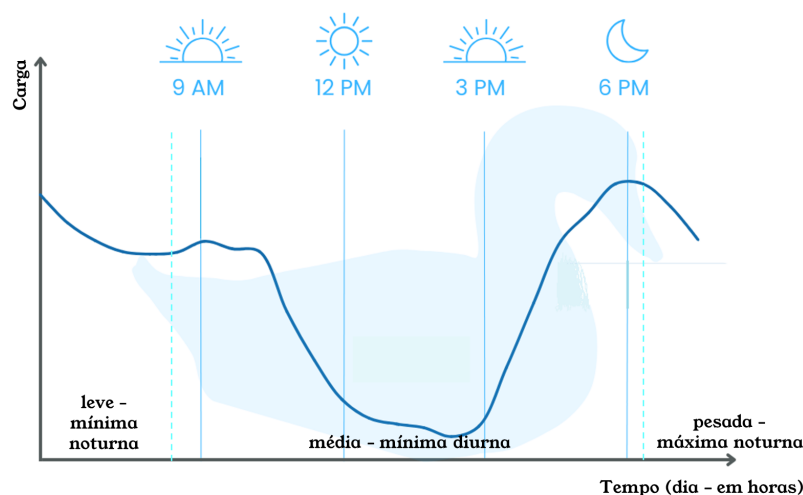
Os citados controles servem à adequada supervisão da operação do SEP, para que, ao longo da modulação da carga diária, haja o equilíbrio entre geração e carga, e também níveis de tensão adequados nas diversas barras do sistema elétrico. As Figuras 7a e 7b ilustram o comportamento geral (típico) da carga diária nos sistemas de subtransmissão/distribuição de energia, onde há uma presença significativa de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) ou “*Distributed Energy Resources*” (DERs), sendo esta curva conhecida como “curva-de-carga”. Uma particularidade da Figura 7a é o formato da curva, semelhante ao contorno das formas de um pato; tal semelhança motivou o batismo desta de “curva-do-pato”. Durante muitos anos e ainda atualmente, as curvas de carga são segmentadas em três momentos distintos e, por conseguinte, com o advento dos REDs, começou-se a denominar as fases das curvas de carga por outras classificações, conforme mostrado na Figura 7a. Em relação ao horário de ocorrência desses patamares, também houve mudanças recentes (EPE, 2025d), oriundas de alterações nos hábitos de consumo e em razão dos DERs.

Em alguns estudos brasileiros institucionais, os momentos de carga leve, média e pesada têm recebido os nomes descritos a seguir.

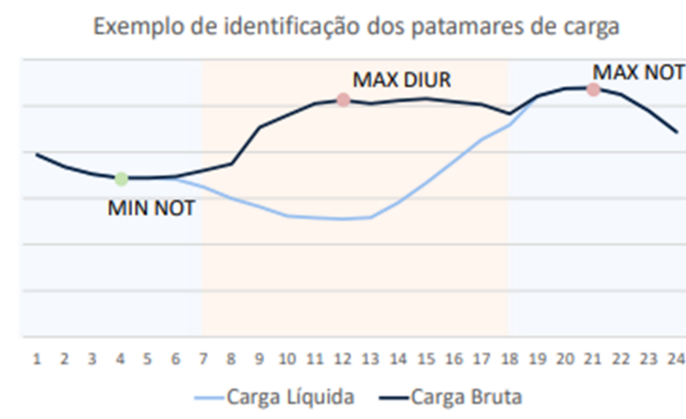
- leve → carga mínima noturna (min. not.);
- média → carga mínima diurna (min. diur.), ou máxima diurna (max. diur.);
- pesada → carga máxima noturna (máx. not.).

A metodologia de análise de fluxo de potência em regime permanente toma como base os cenários de carga leve, média e pesada, que são cenários estáticos de carga. Contudo, a todo instante ocorrem variações de carga, conforme ilustrado pelas curvas-de-carga típicas. Os sistemas de controle de geradores, em especial as malhas de Potência ativa e frequência (Pf) e Potência reativa e tensão (QV), devem ser sensíveis o suficiente para captar as modulações de carga e modificar seus ajustes, regulando-os para o valor nominal de frequência e faixa de tensão. Excetuando-se as fontes referenciadas nas figuras

Figura 7 – curvas de carga e patamares de carga (a) curva do pato - (b) patamares de carga



(a)



(b)

Fonte: 7a adaptado de SINERTICS (2025), 7b EPE (2025b)

desta subseção, toda a teoria explanada aqui é baseada na referência (MACHADO JR, 2019).

2.3.1.1 Funcionamento da Malha Pf

A fim de exemplificar o princípio de funcionamento da malha P_f , recorre-se ao sistema de três barras mostrado na Figura 8.

Considerando um aumento de carga ΔP_c na barra 3, no que tange à estabilidade à pequenos sinais, verifica-se um déficit de potência ativa; contudo, o acréscimo de carga é prontamente atendido pela energia cinética contida nas massas girantes dos geradores G1 e G2. Transitoriamente, na transformação da energia cinética em elétrica, ocorre a redução da velocidade das máquinas G1 e G2, resultando em um novo estado de equilíbrio, onde há a diminuição da frequência do SEP e, conseqüentemente, uma redução das cargas indutivas ligadas à barra 3. Esta característica do sistema elétrico de autorregulação é conhecida

como *regulação própria do sistema* e é expressa através do parâmetro D , nomeado como *coeficiente de amortecimento*. A Equação 2.1 expressa matematicamente o cálculo do coeficiente de amortecimento:

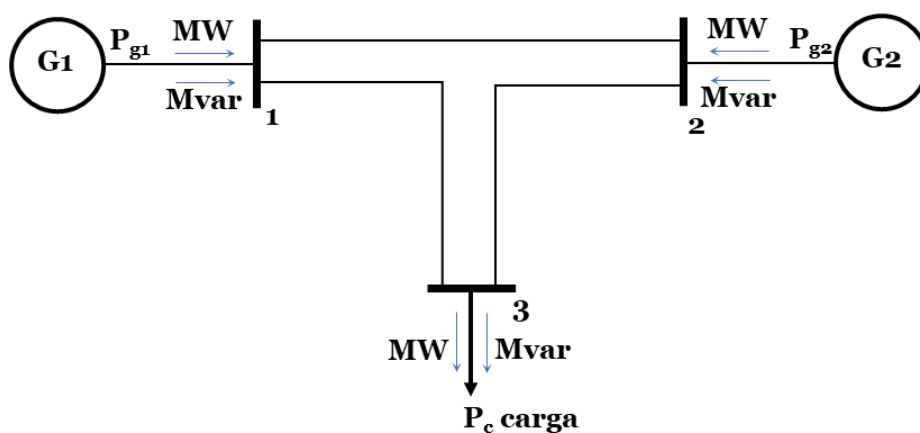
$$D = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \tag{2.1}$$

onde,

Δf = variação da frequência, e;

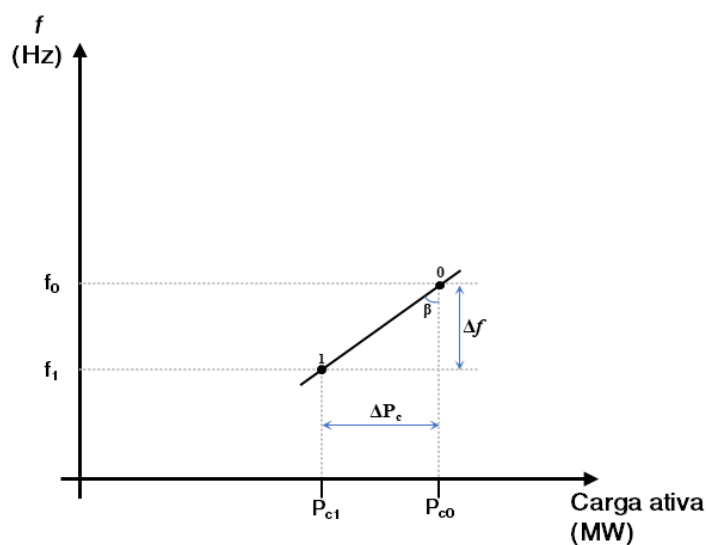
ΔP_c = variação da carga com a variação da frequência.

Figura 8 – Sistema elétrico de 3 barras



Fonte: elaboração própria, adaptado de MACHADO JR (2019)

Figura 9 – Perfil de variação da carga com a frequência



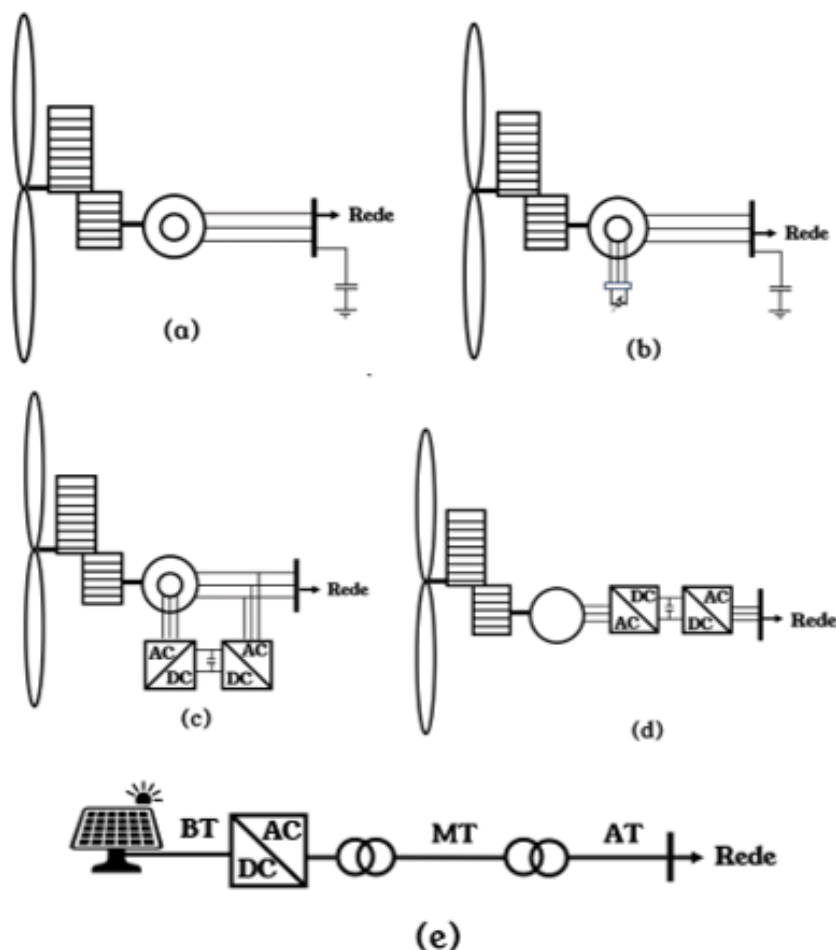
Fonte: elaboração própria, adaptado de MACHADO JR (2019)

Graficamente, a Figura 9 mostra o comportamento linear que existe entre a variação da frequência.

2.4 Topologia de IBGs – Foco em UFVs Passando por EOLs

Um fator preponderante para o SEP diz respeito à forma de ligação entre os diversos equipamentos que compõem o sistema elétrico. No que tange às usinas de fontes primárias hidráulicas e térmicas, estas estão conectadas diretamente ao sistema de corrente alternada (“*Alternate Current*” – AC), diferentemente das EOLs e UFVs. As usinas eólicas atuais e todas as usinas fotovoltaicas são conectadas ao sistema AC por meio de conversores de potência. Um conversor de corrente contínua (Direct Current – DC) para corrente alternada (AC), também chamado de inversor de frequência, gera uma saída AC a partir de uma fonte DC. Para ilustrar a forma de conexão de usinas deste tipo ao SEP, a Figura 10 mostra a disposição conectiva de alguns dos equipamentos principais das EOLs e UFVs.

Figura 10 – Topologia de usinas eólicas e fotovoltaicas - (a) eólica tipo 1 - (b) eólica tipo 2 - (c) eólica tipo 3 - (d) eólica tipo 4 - (e) fotovoltaica



Fonte: elaboração própria, adaptado de WECC (2014b), CIGRÉ (2018) e WECC (2019)

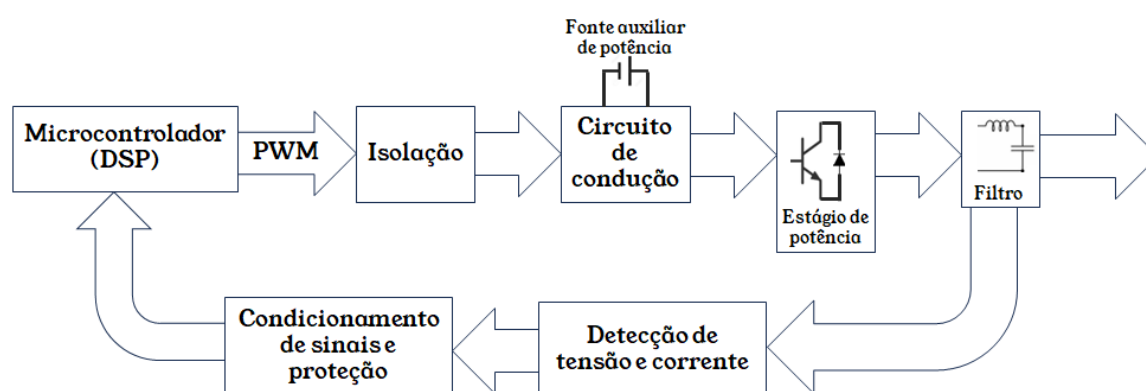
Resumidamente, dentre os tipos de usinas apresentados na Figura 10, tem-se:

- eólicas tipo 1 e 2: este tipo de gerador utiliza uma máquina de indução acoplada diretamente à rede elétrica, sendo que tal gerador necessita da rede para produzir o campo magnético necessário para o rotor. Estes modelos de geradores foram utilizados em uma fase preliminar de utilização desta fonte de energia. Na atualidade, esses tipos não costumam ser mais aplicados em gerações de larga escala;
- eólicas tipo 3 e 4 e usina fotovoltaica: estes tipos de usinas utilizam conversores de potência, de modo que não existe uma conexão direta em corrente alternada entre o gerador e a rede.

Nesta dissertação, abordar-se-á mais detalhadamente a forma de geração fotovoltaica. As eólicas do tipo 3 e 4 foram citadas por terem a característica em comum com as UFVs de conexão a rede AC por meio de conversores de potência. Ao leitor interessado em conhecer detalhadamente a tecnologia de geração eólica, recomenda-se a referência (BURTON et al., 2001).

Complementando as informações já mencionadas, a Figura 11, extraída de (ZHONG; HORNIK, 2013), ilustra de maneira macro o funcionamento de um inversor de frequência. Tal figura mostra que existe uma separação entre os circuitos de comando e potência, cuja isolamento é conseguida por meio de optoacopladores instalados nos circuitos de comando (ZHONG; HORNIK, 2013).

Figura 11 – Diagrama de blocos geral de um inversor



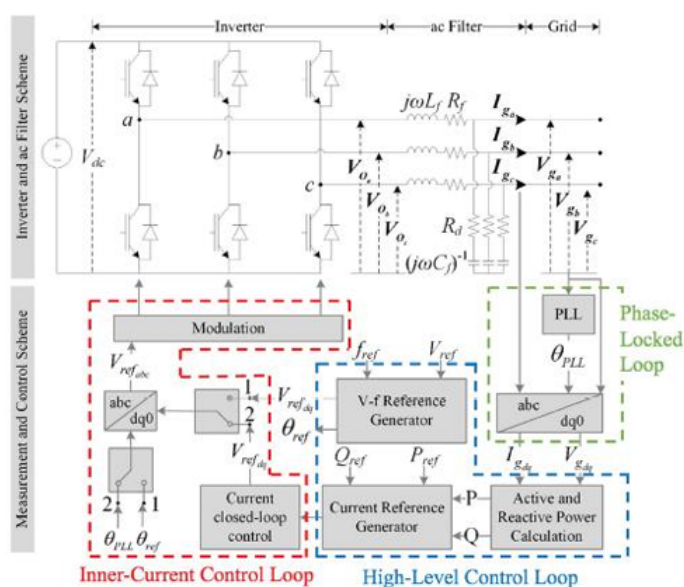
Fonte: elaboração própria, adaptado de Zhong e Hornik (2013)

Expandindo o grau de compreensão sobre o funcionamento do inversor de frequência, apresenta-se a Figura 12, que divide este equipamento em quatro partes:

- “*phased locked loop*” (PLL): parte do inversor onde se processam os sinais para a sincronização da geração baseada em IBG com a rede;

- “*high level control loop*”: módulo do inversor que controla a potência ativa e reativa produzida pela usina no ponto de conexão desta com o sistema elétrico;
- “*inner current control loop*”: componentes responsáveis pelo controle elétrico ao nível da unidade geradora, seja da turbina eólica ou do gerador fotovoltaico. Atua sobre os sinais de saída do módulo precedente, entregando sinais para o estágio de potência do inversor; e,
- Inversor propriamente dito: faz a conversão da energia gerada em corrente contínua para alternada, baseada nos sinais de controle dos módulos predecessores.

Figura 12 – Diagrama de blocos de um inversor com maior detalhamento que da Figura 11



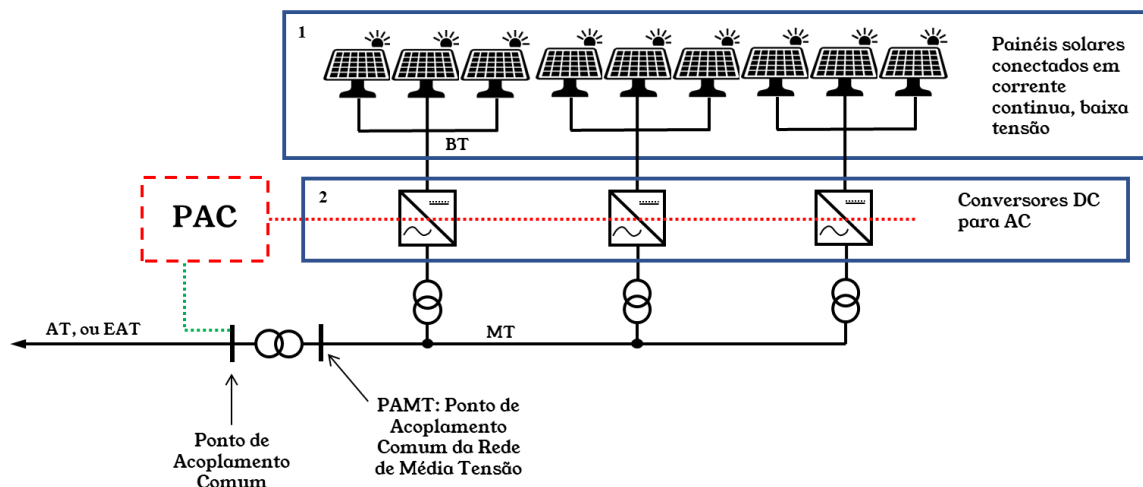
Fonte: IEEE Power & Energy Society (2023)

Como será visto adiante nesta dissertação, o modelo do conversor de potência construído para o programa Anatem é segmentado em módulos semelhantes aos ilustrados pela Figura 12.

Entrando na constituição construtiva de uma usina fotovoltaica, apresenta-se a Figura 13, que detalha as ligações elétricas entre os diversos equipamentos que compõem este tipo de planta de geração.

Algumas partes da figura logo acima merecem destaque. O nó elétrico que faz a conexão da usina com a rede é habitualmente chamado de Ponto de Acoplamento Comum (PAC), que, em relação ao nível de tensão, é o ponto que está em Alta Tensão (AT). Outro ponto notável na Figura 13 é o nó elétrico que agrega toda a potência gerada em Média Tensão (MT) e está a jusante do transformador elevador da UFV. Este ponto é denominado Ponto de Acoplamento de Média Tensão (PAMT). Serão feitas recorrências a essas denominações mais adiante.

Figura 13 – Diagrama elétrico simplificado de uma UFV de grande porte



Fonte: elaboração própria, adaptado de CIGRÉ (2018)

2.5 Diferenças Funcionais entre CIGs e Geradores Síncronos e a Aplicabilidade de Modelagens RMS

Como já dito neste trabalho, o suprimento de energia aos sistemas elétricos ao redor do mundo ainda é predominantemente baseado em geradores síncronos (OUR WORLD IN DATA, 2025). Dado este fato, o estágio de evolução dos SEP e o aumento gradual das fontes do tipo IBGs nos sistemas, a comparação deste tipo de fonte com os geradores síncronos é algo natural e relevante para a melhoria do SEP, com a participação significativa dos IBGs. Levando isso em consideração e inspirando-se na referência (CIGRÉ, 2018), foi criada a Tabela 1, um comparativo de desempenho entre as gerações baseadas em IBGs e as máquinas síncronas. Tal tabela levou em consideração um apanhado geral dos procedimentos de rede (PR - *grid codes*) à época da elaboração do trabalho (CIGRÉ, 2018), bem como, em âmbito nacional, o fato de que os procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) passaram por revisões em 2020 (ANEEL, 2025a). Essas revisões foram fruto do trabalho (EPE, 2025a) coordenado pela EPE em 2019, cujo objetivo foi avaliar os impactos da integração na matriz energética brasileira de um montante expressivo de fontes do tipo IBGs e a proposição de melhorias metodológicas e procedimentais tanto nas práticas de planejamento da expansão quanto no planejamento operativo.

A Tabela 1 mostra que, antes das melhorias nos requisitos implementadas nos PRs, das quatorze características/propriedades constantes da tabela, os IBGs contribuíam apenas em duas. Após a evolução dos PRs, modificaram-se os requisitos para que os IBGs prestem serviços ancilares ao SEP, restando ainda duas características relacionadas a capacidade de sincronismo, que pode-se dizer que não são aplicáveis aos IBGs.

Outro aspecto das características/propriedades/serviços ancilares mencionados na Tabela 1 é que, embora os IBGs contribuam com tais utilidades para o SEP, é necessário que os modelos usados nas simulações eletromecânicas representem adequadamente essas contribuições. Como citado na referência (SILVA et al., 2022), a não representação aderente ao comportamento real dos modelos pode resultar em medidas de planejamento da expansão um tanto conservadoras, uma vez que, na simulação computacional, o SEP não contará com certos recursos de EOLs e UFVs. Diante disso, é oportuno explicitar um pouco da teoria acerca das simulações eletromecânicas, cuja modelagem baseia-se em análises do tipo RMS.

Estudos do tipo RMS, ou de valores eficazes, são amplamente utilizados em programas computacionais para dimensionamento e manipulação de sistemas elétricos de grande porte, servindo para avaliar o desempenho destes em relação ao fluxo de potência, curtos-circuitos e estabilidade eletromecânica. Este tipo de exame é utilizado quando o comportamento do sistema na frequência fundamental é o que se deseja investigar. Nesta metodologia de análise, não é necessário resolver as equações diferenciais de componentes indutivos e capacitivos; ao invés disso, utiliza-se um conjunto de equações diferenciais algébricas que relacionam os fasores de tensão e corrente. Desta forma, os parâmetros de impedância da rede em análise são mantidos constantes, tendo como referência a frequência fundamental em que o SEP opera.

Quando geradores do tipo IBGs estão envolvidos, é importante destacar certos pontos das análises do tipo RMS que dizem respeito à relação entre a potência de curto-circuito do SEP, comparada à potência de curto-circuito do gerador em análise. Ao longo desta dissertação, tal relação será chamada de Relação de Curto-Circuito (R_{cc}). Essa comparação deve ser feita no ponto de interconexão do gerador com a rede, no PAC. Assim como se faz a comparação anterior, também se utiliza a relação de curto-circuito no PAMT. Tais redes que compõem a UFV costumam ser classificadas da seguinte forma:

- $R_{cc} < 5$ no PAC e/ou $R_{cc} < 4$ no PAMT \rightarrow rede fraca;
- $R_{cc} < 3$ no PAC e/ou $R_{cc} < 3$ no PAMT \rightarrow rede muito fraca.

É recomendável que, em análises eletromecânicas, quando surgirem situações de redes fracas ou muito fracas, seja feita uma análise de sensibilidade dos resultados encontrados com os modelos RMS em comparação com os modelos para simulações eletromagnéticas, com a finalidade de verificação/validação. A explanada nesta seção é abordada em profundidade na referência (CIGRÉ, 2018). A Tabela 1 resume as principais diferenças existentes e/ou potenciais entre os IBGs e os GSs.

Tabela 1 – Diferenças entre GS e IBGs – antes e após evolução nos procedimentos de rede

Diferenças de Desempenho entre IBGs e Geradores Síncronos, Antes e Depois da Evolução nos Procedimentos de Rede (PR) - <i>grid codes</i>				
Serviço ancilar / Propriedade / Característica de desempenho	Característica observável	Gerador síncrono + AVR + regulador de velocidade	Requisitos p/ IBGs - antes da evolução dos PRs	Requisitos p/ IBGs - após a evolução dos PRs
Inércia	Estabilidade de frequência	Sim	Não	Sim, com a aplicação de técnicas de FFR
Controle carga-frequência	Estabilidade de frequência	Sim	Não	Sim, com a aplicação de técnicas de FFR
Sobrefrequência	Estabilidade de frequência (sobrefrequência)	Sim	Não	Sim
Controle V/Q (tensão induzida interna)	Estabilidade de tensão	Sim	Não	Sim, se for seguidor de rede
Suporte de tensão e potência reativa em regime permanente	Estabilidade de tensão	Sim, de acordo com a curva de capacidade	Não	Sim, de acordo com a curva PQ do IBG
Suporte de potência reativa durante distúrbios na rede	Estabilidade angular e estabilidade de tensão	Sim	Não	Sim, conforme curva FRT do IBG
Torque sincronizante	Estabilidade angular	Sim	Não	Não
Capacidade de amortecimento de oscilações	Estabilidade angular	Sim, enrolamentos, amortecedores e adição de PSS	Não	Sim, funcionalidade de “ <i>power oscillation damping</i> ”
Perda de sincronismo	Proteção da estabilidade angular	Sim	Não aplicável a IBGs	Não aplicável a IBGs
Capacidade FRT	Estabilidade angular e estabilidade de frequência	Sim	Não	Sim, conforme curva FRT do IBG
Emissão harmônica	Qualidade da energia	Baixa	Sim, conforme a tabela de correntes harmônicas do fabricante do IBG	Sim, conforme a tabela de correntes harmônicas do fabricante do IBG
Redução de tensões harmônicas	Qualidade da energia	Sim, para harmônicos de baixa ordem	Sim	Sim
Contribuição para faltas simétricas e assimétricas	Proteção, e afundamentos de tensão	Sim	Não	Sim, limitada a capacidade de sobrecarga do inversor de frequência
Tempo de reposta	Estabilidade de tensão e frequência	Rápido, depende das constantes de tempo envolvidas	Mais rápido do que os geradores síncronos	Mais rápido do que os geradores síncronos

Fonte: elaboração própria, adaptado de CIGRÉ (2018)

Em termos de modelos de simulação para IBGs, podem ser destacados os seguintes pontos:

- No Brasil, desde o trabalho coordenado pela EPE (EPE, 2025a) e a consulta pública (ANEEL, 2025a), muitas novas capacidades apontadas na Tabela 1, que antes não existiam nos IBGs, já são exigidas pelos Procedimentos de Rede do ONS. De maneira que, atualmente, já se extrai dos IBGs o suporte que estes podem propiciar à rede, conforme mostrado na última coluna da Tabela 1.
- Do ponto de vista dos modelos de IBGs e GSs, destaca-se o fato de que estes últimos têm características inerentes, por princípios físicos, ao equipamento, enquanto para os

IBGs as características possíveis de serem implementadas precisam ser desenvolvidas construtivamente, como, por exemplo, os requisitos de permanência de conexão (FRT) e de inércia sintética através de técnicas de FFR .

- O escopo de aplicação de qualquer modelo deve ser avaliado cuidadosamente. Por exemplo, uma capacidade específica (suporte de frequência, suporte de tensão, etc.) pode ser representada em um modelo Root Mean Square (RMS) para análise de estabilidade, mas o modelo só é válido sob certas condições. A título ilustrativo, o modelo RMS para uma usina fotovoltaica só é válido se a Rec mínima for seguida.

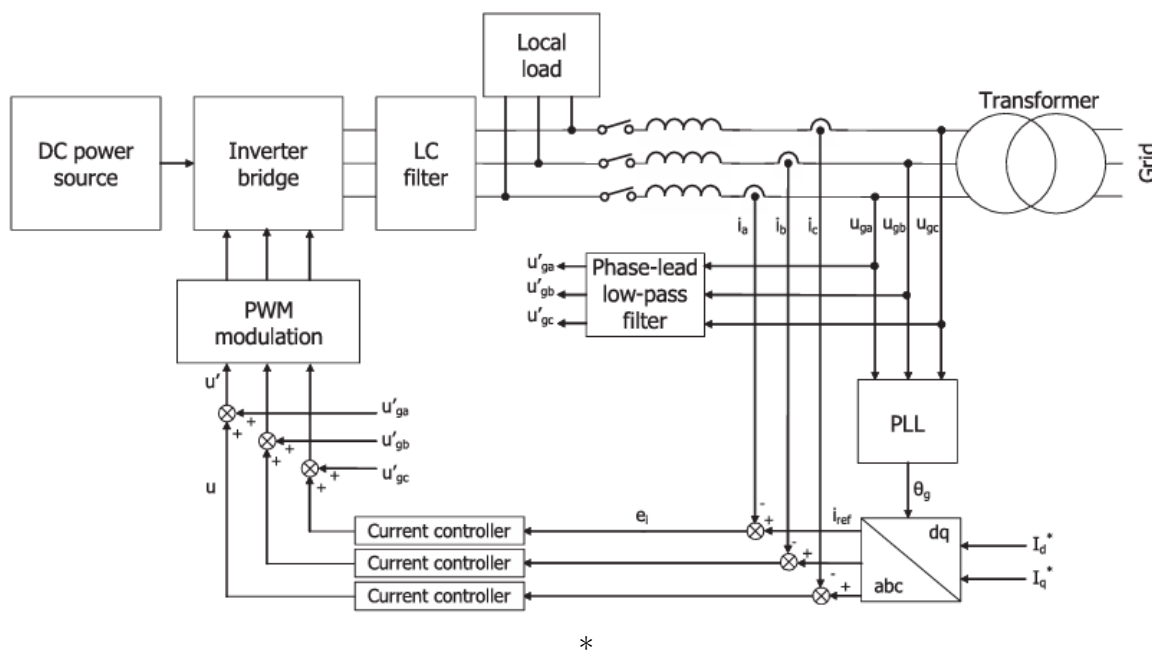
2.6 Aspectos Gerais de Conversores e Principais Diferenças entre Inversores GFL e GFM

Para entender as diferenças entre conversores seguidores de rede, ou “*Grid Following*” (GFL), e formadores de rede, ou “*Grid Forming*” (GFM), abordar-se-á antes os diferentes tipos de inversores que existem. Os conversores DC-AC são diferenciados a partir da topologia do circuito de alimentação DC. Este é denominado como inversor fonte de corrente ou “*Current Source Inverter*” (CSI) se houver um grande indutor em série com a fonte DC. Já um inversor fonte de tensão, ou “*Voltage Source Inverter*” (VSI), possui um grande capacitor no barramento CC. De acordo com o tipo de saída do inversor, este é chamado de controlado por corrente se a saída for ajustada para ser uma fonte de corrente, e controlado por tensão se a saída for uma fonte de tensão. Portanto, existem VSIs controlados por corrente e VSIs controlados por tensão; também existem CSIs controlados por corrente e CSIs controlados por tensão. Os tipos de inversores mais comumente aplicados em associação com geradores eólicos e fotovoltaicos são do tipo VSI. Este registro sobre os tipos de inversores baseou-se na referência (ZHONG; HORNİK, 2013). O leitor interessado em saber mais sobre conversores do tipo CSI pode consultar a referência (BOSE, 2001).

Em se tratando das diferenças entre VSIs controlados por corrente (GFL) e por tensão (GFM), as Figuras 14 e 15 mostram os diagramas de blocos de cada tipo de conversor. Em cada um desses tipos de conversores, há controladores individuais para cada fase — de corrente para o GFL e de tensão para o GFM — cujos sinais estão na referência abc . Em ambos os tipos de conversores VSI, o PLL está presente. No tipo GFL, ele é usado para fornecer as informações de fase da tensão da rede necessárias para gerar a corrente de referência i_{ref} , mostrada na Figura 14. De maneira semelhante ao que ocorre no VSI fonte de corrente, no VSI fonte de tensão o PLL também fornece as informações de fase da tensão da rede; entretanto, o módulo de potência (“power controller”) gera a referência de tensão u_{ref} . Em ambos os tipos de conversores VSI, os sinais I_d^* e I_q^* são

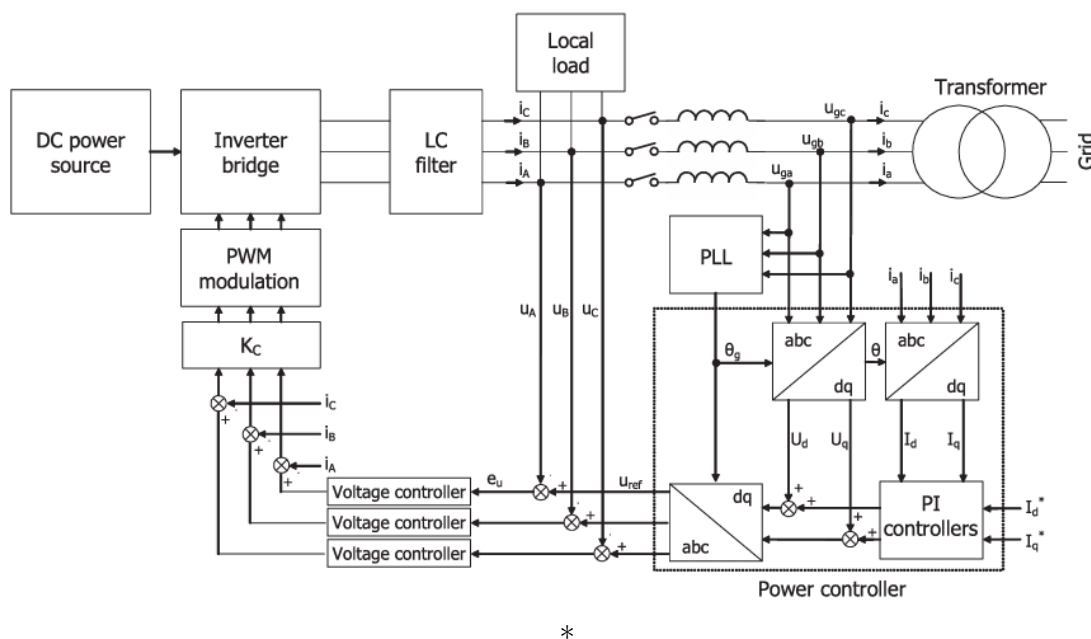
oriundos dos controles internos do inversor, provenientes, respectivamente, do MPPT e do controle de potência reativa e/ou tensão.

Figura 14 – Diagrama de blocos de um VSI controlado por corrente, com o controlador de corrente repetitivo H_∞ na referência abc



Fonte: elaboração própria, adaptado de Zhong e Hornik (2013).

Figura 15 – Diagrama de blocos de um VSI controlado por tensão, com o controlador de corrente repetitivo H_∞ na referência abc



Fonte: elaboração própria, adaptado de Zhong e Hornik (2013).

Ainda de acordo com a referência [NREL \(2014\)](#), o inversor VSI GFL utiliza a corrente de referência, i_{ref} , para gerar o sinal de corrente que aciona os drivers de base dos transistores e emprega uma realimentação de corrente para comparar e corrigir os erros dessa variável, definindo, assim, precisamente as correntes de saída do inversor de frequência. Desta forma, a indutância na saída deste tipo de conversor não precisa ser incluída nas equações usadas para gerar as correntes de saída. Já o inversor do tipo GFM controla indiretamente a corrente de saída; ele usa a realimentação de tensão no PAC e a queda de tensão correspondente na indutância na saída do conversor para determinar a realimentação de tensão que produz as correntes de saída desejadas. Assim, a indutância em série com o inversor deve ser incluída nas equações usadas para gerar a tensão u_{ref} . Complementarmente a exposição já feita sobre aspectos inerentes ao tipo de conversor VSI, a Tabela 2 exibe diferenças comparativas das características dos equipamentos do tipo GFL e GFM.

Complementarmente a exposição já feita sobre aspectos inerentes ao tipo de conversor VSI, a Tabela 2 exibe diferenças comparativas das características dos equipamentos do tipo GFL e GFM.

Tabela 2 – Comparação entre estratégias Grid Following (GFL) e Grid Forming (GFM)

Comparação entre Estratégias Grid Following (GFL) e Grid Forming (GFM)		
Aspecto	Grid Following – GFL	Grid Forming – GFM
Princípio de controle	Sincroniza com a tensão da rede externa usando um PLL	Atua como fonte de tensão, estabelecendo sua própria referência de tensão e frequência.
Função no sistema elétrico	Depende da referência de tensão e frequência da rede	Fornecer referência de tensão e frequência para a rede, oferecendo maior suporte à estabilidade.
Durante operação	Opera como uma fonte de corrente	Opera como uma fonte de tensão.
Resposta a perturbações na rede	Segue a rede e contribui conforme a robustez do sistema; tende a acompanhar a rede em faltas severas	Contribui ativamente para a estabilização do sistema, aumentando a robustez da rede.
Contribuição para energia	Depende de estratégias para regulação de potência ativa e reativa	Depende de estratégias para prover potência ativa e reativa.
Funções no suporte à tensão e corrente elétrica	Contribui com potência ativa e reativa; forte controle de tensão; controla fator de potência; compensa harmônicos; possui FRT	Contribui com potência ativa e reativa; forte controle de tensão; compensa harmônicos; o FRT pode ser limitado (“bloqueado”).
Requer conexão com a rede	Requer uma rede forte para operar	Pode operar em microrredes, ilhamento e redes fracas.
Sensibilidade do PLL	Sensível à distorção de tensão, saltos de fase e baixa Bcc	Mais robusto em redes fracas ou com distorções.
Aplicações típicas	UVA, EOL e BESS	UVA, EOL, BESS, microrredes e sistemas <i>off-grid</i> .
Impacto no sistema	Não melhora significativamente a Bcc	Também não melhora a Bcc.
Complexidade de controle	Implementação mais simples	Exige controle mais complexo, emulando máquina síncrona.
Difusão da tecnologia	Tecnologia madura e amplamente utilizada	Tecnologia emergente com rápida adoção em novas arquiteturas de microrredes.
Capacidade de contribuição para tensão	Contribui para o controle de tensão	Regula ativamente a tensão e a frequência da rede.

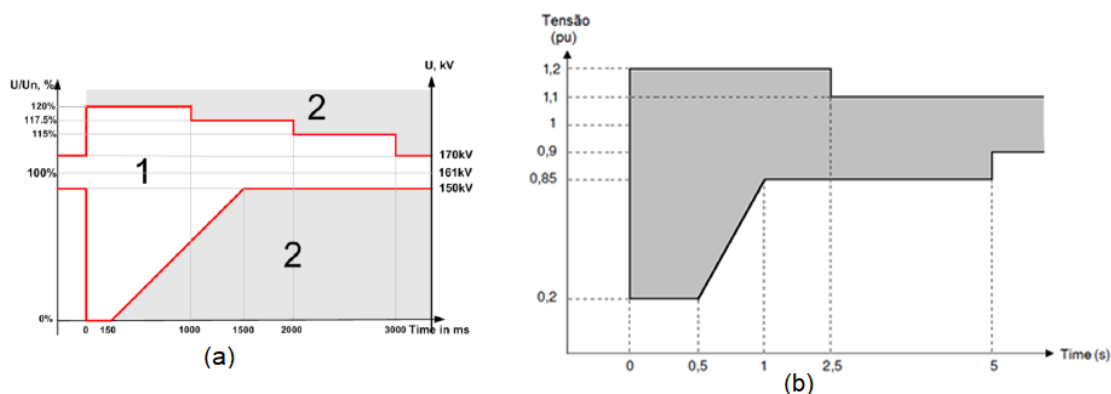
Fonte: elaboração própria, adaptado de [Ribeiro \(2025\)](#)

2.7 Estudos de Estabilidade Eletromecânica para EOLs e UFV – Por Que Fazê-los?

Antes de entrar no tema central deste tópico, é oportuno falar sobre a motivação para o desenvolvimento de estudos das mais diversas naturezas na área de transmissão e subtransmissão. Previamente a este motivo, há outra questão que permeia os serviços de eletricidade que são objetos de regulação do poder concedente, que é o grau requerido de qualidade dos mesmos. Cabe destacar que o setor elétrico é englobado pelas áreas de geração, transmissão e distribuição. Em cada uma dessas áreas, há graus de confiabilidade

definidos pelo órgão regulador, sendo que tais níveis estão ligados ao conceito de estabilidade dado por KUNDUR na seção 1.1, cuja definição refere-se à recuperação do estado de equilíbrio anterior a um distúrbio. Para ser possível retornar a um estado de equilíbrio equivalente ao anterior a perturbação, é necessário testar, por meio de simulações, diversas situações operativas e avaliar o comportamento antes, durante e após certo evento. Desta forma, retornando ao tema central desta parte, o motivador geral para a realização de estudos de estabilidade eletromecânica envolvendo EOLs e UFVs está relacionado à qualidade do serviço prestado no fornecimento de energia elétrica e à forma como os diversos componentes e equipamentos do SEP interagem entre si em regime normal nos infinitos pontos de operação possíveis, bem como em contingências. Como comentado anteriormente sobre os tipos de estabilidade, na seção 2.3 desta dissertação, e reiterando a interação das usinas renováveis não despacháveis com o SEP, pode-se afirmar que, em relação à estabilidade angular, de tensão e de frequência, as EOLs e UFVs desempenham uma função fundamental na faixa de frequência dos fenômenos eletromecânicos. Neste sentido, citam-se os requisitos de permanência de conexão – FRT – de usinas baseadas em IBGs, ilustrados pela Figura 16.

Figura 16 – Curvas FRT - (a) curva adotada em Israel - (b) curva adotada no Brasil



Fonte: (a): CIGRÉ (2018) e (b): ONS (2025e)

Detalhando a curva FRT, esta é composta pelas envoltórias de duas outras curvas: a LVRT, que é a envoltória inferior, e a HVRT, que é a envoltória superior. As áreas branca e cinza, respectivamente, nas Figura 16 (a) e (b) definem os momentos em que as usinas eólicas e fotovoltaicas devem permanecer conectadas no SEP em caso de distúrbios de tensão que as afetem.

Complementando o rol de motivos que justificam o desenvolvimento de estudos de estabilidade eletromecânica para usinas baseadas em CIGs, cita-se o black-out parcial na história recente nacional, ocorrido em agosto de 2023 (ONS, 2023a). Sintetizando bastante o evento descrito em (ONS, 2023a), a ocorrência iniciou na região nordeste do país, na malha de 500 kV do Sistema Interligado Nacional (SIN), e consistiu em um grande

desligamento, no qual houve um corte de carga da ordem de 23.000 MW. Nas conclusões do relatório (ONS, 2023a) e no trabalho do próprio autor, de seu orientador e coorientador (CATÃO; JUNIOR; PIRES, 2024), citam-se algumas das causas do distúrbio de grandes proporções, dentre as quais se destaca a falta de suporte de potência reativa de EOLs e UFVs na área de influência da ocorrência.

De tempos em tempos, em nível mundial, ouvem-se notícias de ocorrências pelos SEPs de países e/ou continentes envolvendo o desempenho dinâmico de usinas baseadas em IBGs no suporte ao sistema elétrico. Em maio deste ano, houve um desligamento na Europa, envolvendo a Espanha, Portugal e França, sobre o qual existem questionamentos a respeito do suporte das usinas renováveis ao sistema elétrico (CANAL SOLAR, 2025).

À luz desses eventos recentes — tanto no Brasil quanto no exterior — observa-se que a crescente participação de unidades baseadas em IBGs no SEP demanda não apenas análises mais profundas de estabilidade eletromecânica, mas também uma compreensão abrangente dos requisitos normativos internacionais que orientam a integração de DERs aos sistemas elétricos. Nesse sentido, normas como a IEEE Std 1547-2018 desempenham um papel central ao estabelecer critérios mínimos e diferenciados de desempenho, alinhados com o grau de contribuição esperado dessas unidades para a confiabilidade do sistema elétrico de potência. Assim, de forma análoga a Figura 16, a Tabela 3 apresenta alguns dos requisitos FRT desta norma.

Tabela 3 – Requisitos de permanência de conexão, conforme a norma IEEE Std 1547™-2018

Condição	Valores padronizados		Faixa de valores padronizados	
	Tensão (p.u.)	Momento de desligamento (s)	Tensão (p.u.)	Momento de desligamento (s)
Sobretensão crítica 2	1.20	0.16	fixo em 1.20	fixo em 0.16
Sobretensão crítica 1	1.10	2.0	1.10–1.20	1.0–13.0
Subtensão crítica 1	0.70	2.0	0.0–0.88	2.0–21.0
Subtensão crítica 2	0.45	0.16	0.0–0.50	0.16–2.0

Fonte: elaboração própria, adaptado de [IEEE Standards Coordinating Committee 21 \(2018\)](#)

Tendo em vista a Figura 16 e os requisitos de permanência de conexão mostrados na Tabela 3, observa-se que tanto as envoltórias FRT quanto os limites de sobretensão e subtensão previstos no padrão convergem para um mesmo propósito: assegurar que os IBGs apresentem um desempenho mínimo frente a perturbações de tensão, garantindo a permanência de conexão sempre que operacionalmente possível. A comparação entre os perfis ilustrados nas curvas FRT — que estabelecem janelas de tolerância transitória para afundamentos e elevações de tensão — e os tempos de atuação indicados na tabela evidencia a necessidade de coordenação entre o comportamento dinâmico dos inversores e a lógica de proteção associada. Assegurar que os IBGs se comportem como o exigido nas curvas FRT reforça a importância de análises de estabilidade eletromecânica para garantir a confiabilidade do SEP em condições reais de operação.

2.8 Tipos de Controle de “Fast Frequency Response” – FFR

Uma breve complementação de conceitos ainda não abordados nesta dissertação é conveniente ser feita antes do assunto FFR. Primeiramente, é apropriado citar o conceito de inércia adotado pela North American Electric Reliability Corporation (NERC) - Inverter-Based Resource Performance Task Force (IRPTF) – NERC IRPTF: [...] *é frequentemente definida como a capacidade de um sistema de energia de se opor a mudanças na frequência do sistema, devido à resistência fornecida por massas rotativas (NERC, 2020).*

Aliado ao conceito de inércia e baseando-se na referência (RAHMANN; CASTILLO, 2014), resgata-se a exposição feita sobre a resposta inercial, a qual foi comentada na seção

que descreveu a categoria de estabilidade de frequência (seção 2.3). Tal tipo de resposta está relacionada com a limitação física de não ser possível o GS produzir instantaneamente a potência adicional necessária para manter o equilíbrio entre carga e geração. Contudo, a diferença inicial entre a potência gerada e a carga é coberta pela potência adicional retirada da energia cinética dos geradores síncronos. Esta extração energética leva a uma redução da velocidade das máquinas até que a taxa de variação da frequência se torne nula. Essa reação natural das máquinas síncronas é inerentemente imposta pela equação de oscilação:

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad p.u. \quad (2.2)$$

Onde H é a constante de inércia (em segundos), ω é a velocidade de rotação do gerador, T_m é o torque mecânico e T_e é o torque eletromagnético. Após alguns segundos decorridos desde o instante inicial do distúrbio, inicia-se a resposta dependente da atuação de controles. O retardo na atuação deve-se ao atraso de transporte do acionamento dos reguladores de velocidade sobre válvulas e/ou comportas da turbina.

Falando sobre os conceitos acima e amparando-se na referência (NERC, 2020), resta ainda comentar sobre duas definições:

- Rate of Change of Frequency (Rocof): uma medida da rapidez com que a frequência se altera após um desequilíbrio repentino entre geração e carga. O ROCOF é comumente expresso em [Hz/segundo];
- Nadir: em um distúrbio, a velocidade do GS tende a reduzir gradativamente até que a injeção e a retirada de energia do gerador se equilibrem, e a frequência do sistema atinja seu ponto mais baixo, sendo este ponto de equilíbrio conhecido como nadir da frequência.

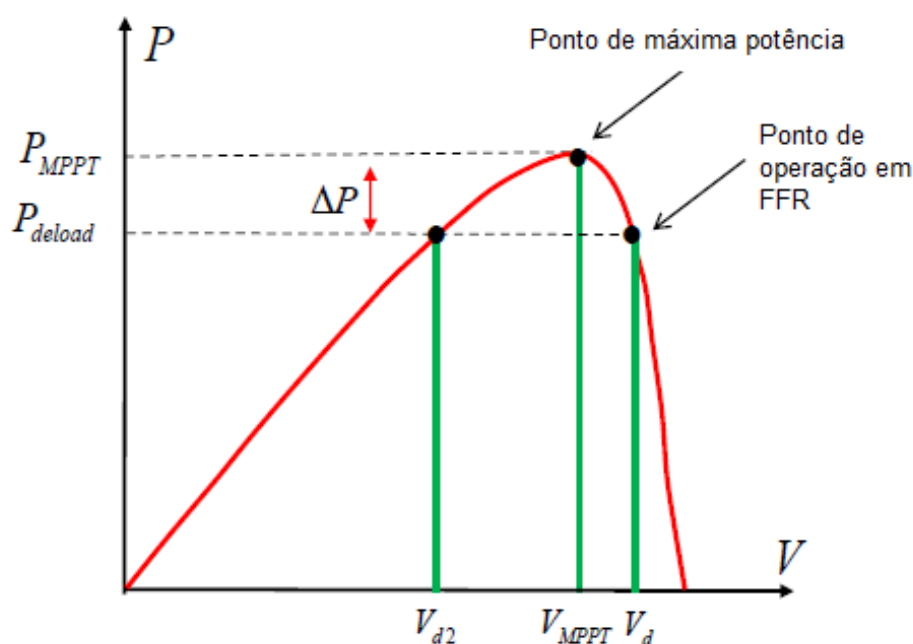
Postos os conceitos precedentes, o comportamento dos SEPs durante a resposta inercial está intimamente relacionado ao comportamento natural dos GSs, governados pela equação de oscilação, não havendo ações de controle ativas neste período. Diante disso, em relação às UFVs, o suporte de frequência fornecido por essas usinas não existe. Uma opção para preencher esta lacuna é utilizar a inércia sintética, como geralmente é proposto para EOLs baseadas em conversores. No caso brasileiro, usinas eólicas com potência instalada superior a 10 MW, em certos casos, com conexão à rede básica, por exemplo, devem dispor do recurso de inércia sintética oriunda das pás dos geradores eólicos (ONS, 2025e). A partir desta conjuntura, criou-se para usinas baseadas em CIGs um novo conceito, que é o FFR, que, segundo RAHMANN, significa:

[...] FFR corresponde à resposta de frequência de todos os tipos de tecnologias de geração que não respondem à Equação de oscilação imediatamente

após grandes desequilíbrios de potência. A FFR é determinada pela potência ativa adicional injetada por essas unidades de geração em resposta a um loop de controle adicional. O intervalo de tempo envolvido pode durar até vários segundos após a contingência, dependendo dos parâmetros de controle. (RAHMANN; CASTILLO, 2014)

Numa UFV, para ser possível aplicar o conceito de FFR, esta deve gerar energia abaixo do ponto de máxima potência (“*Maximum Power Point*” - MPP), de maneira que analogamente a um gerador síncrono, na eventualidade de acontecer alguma ocorrência envolvendo déficit de potência ativa, a usina fotovoltaica possa injetar potência ativa adicional no SEP. Conforme mostrado na Figura 17, para uma temperatura e irradiância determinadas, as UFVs podem operar intencionalmente abaixo do ponto de máxima potência, em uma tensão DC reduzida e/ou aumentada em relação à tensão DC ideal no MPP. Em ambos os pontos V_{d2} e V_d , há redução da potência de saída.

Figura 17 – Operação em modo FFR habilitado para uma UFV



Fonte: Rahmann e Castillo (2014), adaptado pelo autor

Baseando-se na referência (NERC, 2020), o FFR pode ser implementado tanto para recursos que injetam potência ativa quanto para cargas. No caso de cargas, estas devem ser sensíveis ao ROCOF. As formas de atuação do FFR podem ser implementadas por meio da medição de frequência na instalação geradora ou na carga, para que o controle tome medidas rápidas para fornecer energia ativa ou, no caso da carga, desconecte-a. Os diferentes métodos de FFR incluem uma ou mais das opções a seguir:

- Injeção de potência ativa proporcional ao desvio de frequência medido – resposta proporcional;

- Injeção de quantidade constante de potência ativa assim que a frequência atinge um ponto de disparo predefinido – resposta em degrau;
- Injeção de potência ativa proporcional ao ROCOF calculado – resposta derivativa;
- Injeção de quantidade constante de energia ativa assim que um ROCOF predefinido for atingido – resposta escalonada;
- Redução controlada da carga proporcional ao desvio de frequência medido ou ROCOF – resposta proporcional ou derivada;
- É alcançada a redução controlada de uma quantidade constante de carga em uma frequência predefinida ou ROCOF — resposta em degrau.

3 Inércia Sintética, SAEBs e Modelos Genéricos WECC

Nos últimos anos, os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEBs), também conhecidos como Battery Energy Storage Systems (BESS), têm ganhado destaque em diversos países, tanto em economias desenvolvidas quanto em nações emergentes. Esse crescimento está diretamente relacionado à transição energética em curso, impulsionada pela integração de fontes renováveis variáveis aos sistemas elétricos, como a eólica e a fotovoltaica. Diferentemente das usinas termelétricas e hidrelétricas convencionais, que tem a característica de controlabilidade de sua geração, as fontes renováveis estão sujeitas as variações das condições ambientais, o que introduz flutuações na energia gerada por essas usinas.

Nesse cenário, os SAEBs emergem como elementos estratégicos para garantir flexibilidade operacional, estabilidade e confiabilidade ao sistema de potência. Em países como os Estados Unidos e a China, tais soluções tecnológicas e outras, incluindo supercapacitores, armazenamento térmico e usinas hidrelétricas reversíveis, vêm sendo aplicadas tanto em níveis de transmissão quanto de distribuição. Em alguns casos, estão integradas diretamente a parques geradores, desempenhando funções essenciais na regulação de frequência, no controle de tensão e na gestão de energia.

Paralelamente à evolução tecnológica dos sistemas de armazenamento, os modelos dinâmicos genéricos utilizados para representar essas tecnologias também têm passado por aprimoramentos. Como discutido no capítulo introdutório desta dissertação, os primeiros modelos genéricos foram desenvolvidos há cerca de 15 anos e, desde então, melhorias têm sido propostas em intervalos discretos, acompanhando o avanço das aplicações e das necessidades do setor elétrico. Esta dissertação tem como objetivo explorar esses modelos de forma abrangente, com ênfase especial nos que foram aplicados na pesquisa desenvolvida.

Antes de abordar os modelos específicos utilizados, será apresentada uma visão geral da estrutura de modelagem adotada. Para facilitar o entendimento, essa modelagem é organizada em três módulos interligados, capazes de representar diferentes tipos de geração e armazenamento, incluindo usinas eólicas, fotovoltaicas e SAEBs (WECC, 2012). Essa abordagem modular permite maior flexibilidade e precisão na simulação do comportamento dinâmico dos sistemas de potência modernos. Dentre outros objetivos e premissas (WECC, 2012) da representação deste modelo, destaca-se:

- O modelo é aberto e não proprietário, de maneira que o código do mesmo é acessível

aos operadores e planejadores de rede;

- Representação minimamente satisfatória do ponto de vista eletromecânico em relação ao ponto de conexão com o sistema elétrico, de forma que nem todo o circuito completo e detalhado da usina precise ser representado. Dentre alguns fatores dispensáveis de representação, estão as placas fotovoltaicas, cuja premissa considera que, ao longo das simulações dinâmicas, a irradiação solar é constante. Além disso, outro pressuposto simplificador é que toda a parte de corrente contínua da usina pode ser desconsiderada. A justificativa para tal modelagem é que, em muitos casos, a dinâmica associada ao lado de corrente contínua é dominada por conteúdo de alta frequência (WECC, 2019), o qual está fora do escopo da análise eletromecânica, enquanto as perturbações de interesse estão compreendidas entre 3 e 9 ciclos. Quanto aos sistemas BESS, estes podem ser modelados através de um gerador único para cada conjunto de baterias.
- O modelo genérico deve ser capaz de representar os comportamentos particulares de diferentes modelos de inversores e fabricantes distintos através de ajustes de parâmetros e “*flags*” de operação;
- As simulações através dos modelos genéricos devem ser fidedignas para intervalos de integração entre 1 e 10 milissegundos e faixas de frequência de fenômenos elétricos que estejam entre zero e 10 Hertz (Hz);
- A representação abrangente de UFVs contempla as proteções que desligam a usina em caso de necessidade, seja incluindo essas funcionalidades dentro do próprio modelo ou externamente a este;
- O modelo deve ser inicializado a partir de um caso de fluxo de potência, de maneira que a intervenção do usuário seja mínima nesse processo;
- A representação RMS da UFV deve corresponder satisfatoriamente para despachos entre, pelo menos, 25% e 100% da sua capacidade.
- Em relação a R_{cc} , os modelos devem estar aptos a funcionar adequadamente para R_{cc} s iguais ou maiores do que dois;
- Compensações *shunts* além da capacidade da curva PQ do inversor devem ser feitas separadamente do modelo.

Dados os requisitos estabelecidos para o modelo RMS de simulações dinâmicas, caracterizam-se os módulos que o compõem:

- Renewable Energy Generator/Converter (REGC*): modela o gerador propriamente dito e/ou o conversor e faz a interface deste com o sistema elétrico. Este módulo atua sobre as saídas de corrente reais e imaginárias do gerador para a rede;
- Renewable Energy Electrical Controls (REEC*): responsável pelos controles elétricos no nível da unidade geradora, seja da turbina eólica ou do inversor fotovoltaico. Atua sobre os sinais de saída do módulo REPC, utilizando também o sinal de realimentação negativa da tensão terminal e da potência de saída do gerador, entregando sinais de corrente real e imaginária intermediários ao módulo REGC;
- Renewable Energy Plant Controller (REPC*): controla a potência ativa e reativa produzida pela usina no ponto de conexão desta com o sistema elétrico. Para realizar sua função, o módulo utiliza sinais de tensão e potência reativa de saída para processar o controle Volt/Var e também utiliza sinais de frequência e potência ativa para o controle da geração da usina.

O asterisco no final da sigla de cada módulo significa o subtipo de cada um; tais subtipos referem-se a diferenciações nos recursos disponíveis nos modelos. Dentre os subtipos de cada módulo, detalham-se a frente as subdivisões de cada um (WECC, 2021). Em relação ao REGC, são os seguintes:

- REGC_A: este foi o primeiro modelo desenvolvido, que funciona como uma fonte de corrente e não é aplicável a redes fracas. A Rcc adequada para a utilização deste módulo deve ser pelo menos maior do que 2. Este modelo tem sua aplicação aprovada e implementada nos “*softwares*”: GE PSLF, PTI PSS/E e PowerWorld Simulator (WECC, 2025);
- REGC_B: diferentemente do modelo anterior, este é do tipo fonte de tensão e é aplicável a redes fracas. Se este for parametrizado apropriadamente, pode ser aplicado em sistemas com Rcc próximo a 1. Assim como a versão do REG_A, o presente modelo está disponível para utilização nos programas GE PSLF, PTI PSS/E e PowerWorld Simulator (WECC, 2025);
- REGC_C: este é um novo modelo do tipo fonte de tensão, com melhorias em comparação aos anteriores; ele incorpora uma representação genérica do PLL e dos circuitos de controle da corrente interna. Conforme os testes desenvolvidos pelo EPRI, a performance deste mostrou-se representativa para Rcc muito baixas; contudo, este modelo ainda não está disponível em softwares comerciais (WECC, 2021).

Quanto ao módulo REEC, tem-se três versões (WECC, 2021) deste, sendo todas elas disponíveis nos programas mencionados quando se comentou do REGC (WECC, 2025), as quais são:

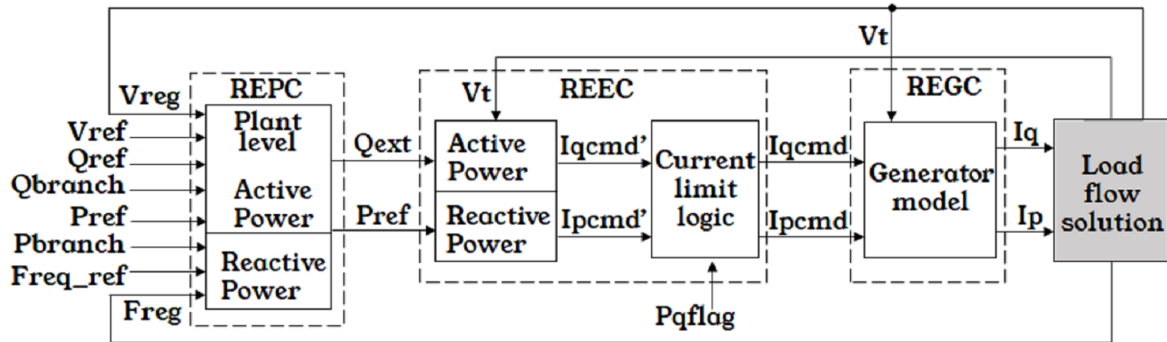
- REEC_A: este foi o primeiro modelo desenvolvido; ele é apropriado tanto para EOLs quanto para UFVs, se ajustado adequadamente;
- REEC_C: este tipo foi construído especificamente para sistemas de armazenamento de energia (“*Battery Energy Storage System*” – BESS, ou SAEBs), podendo ser utilizado também para sistemas híbridos de usinas fotovoltaicas associadas a BESS, particularmente quando este e a UFV compartilham o lado de corrente contínua (DC) do circuito.
- REEC_D: este é o modelo mais recente desenvolvido, com aplicação em eólicas, fotovoltaicas e sistemas de armazenamento. Neste tipo, implementaram-se melhorias; o mesmo apresenta uma tabela de limites de corrente com uma maior quantidade de pontos.

Por fim, o módulo REPC possui os subtipos a seguir descritos:

- REPC_A: este subtipo data da época em que foram feitos os primeiros desenvolvimentos de modelos genéricos; ele inclui controles do tipo volt/var e controle de potência ativa. Neste modelo, não está incluído o controle baseado no fator de potência.
- REPC_B: complementarmente ao REPC_A, este módulo apresenta os controles de seu antecessor e também o fator de potência, o qual pode ser usado para diferentes tipos de turbinas eólicas e fotovoltaicas. Este modelo possibilita o controle de mais de um gerador, de maneira que o controle centralizado da usina gerencie todos os geradores que compõem a determinada usina. No entanto, sua modelagem tem algumas limitações que foram abordadas em seu sucessor, o modelo REPC_D.
- REPC_C: este modelo apresenta recursos adicionais significativos e flexibilidade; inclui o controle do fator de potência no PAC, a capacidade de ter dispositivos shunt coordenados e comutados automaticamente no ponto de conexão, e recursos extras para controle de potência ativa;
- REPC_D: este modelo é baseado no modelo REPC_C e, como citado na explicação sobre o modelo REPC_B, o presente modelo permite controlar mais de uma planta de geração, ou usinas híbridas. por exemplo, um gerador fotovoltaico associado a um sistema de armazenamento ou um complexo eólico da planta pode controlar várias unidades agregadas (EPRI, 2023).

Todos os modelos apresentados do módulo REPC* estão disponíveis comercialmente nos programas GE PSLF, PTI PSS/E e PowerWorld Simulator (WECC, 2025). A Figura 18

Figura 18 – Estrutura geral da modelagem genérica dinâmica de UFVs do WECC



Fonte: elaboração própria, adaptado de WECC (2012)

mostra a visão geral do modelo genérico criado pelo WECC, a partir dos módulos RECG_A, REEC_A e REPC_A.

Para a representação genérica de usinas eólicas, há o módulo WTG, cujo uso é exclusivo para este tipo de usina e não é abrangido pela Figura 18. Na sequência da introdução deste capítulo, detalhar-se-á cada uma das partes do modelo genérico apresentado na Figura 18.

Os parâmetros, variáveis de entrada e saída do modelo genérico WECC são mostrados na seção de anexos desta dissertação, assim como o código da modelagem em Anatem.

3.1 Inércia Sintética em Sistemas BESS: Suporte Dinâmico à Estabilidade de Frequência

A inércia sintética consiste em dispor de alguma forma de energia (cinética ou armazenada) para que, em conjunto com conversores eletrônicos de potência, possibilite emular a resposta inerente às máquinas síncronas frente a variações rápidas de frequência. Isso é obtido por meio de algoritmos implementados nos conversores, que monitoram a taxa de variação da frequência (RoCoF) e modulam, de maneira extremamente rápida, a potência ativa do BESS.

Quando ocorre uma perturbação de frequência no sistema, um BESS com controle de inércia sintética detecta tal evento e, quase instantaneamente, injeta potência ativa proporcional à variação da frequência, ajudando a conter o afundamento inicial e a reduzir o RoCoF. Desta forma, a flexibilidade dos controles de conversores permite ajustar a magnitude, a duração e a dinâmica da resposta inercial. Assim, um BESS dotado de inércia sintética pode ser configurado para diferentes requisitos operacionais, como apoiar regiões com baixa inércia, compensar a variabilidade de renováveis e atuar utilizando técnicas de

fast frequency response.

A capacidade de resposta rápida decorre do fato de que os sistemas de armazenamento BESS, ou SAEBS, podem alterar o fluxo de potência em escalas de tempo muito menores do que as tecnologias convencionais. Assim, os sistemas BESS tornaram-se equipamentos muito úteis em sistemas modernos, particularmente naqueles com alta penetração de fontes renováveis.

3.1.1 Visão Geral sobre BESS, ou SAEBS

Os SAEBS podem ser classificados de acordo com a forma de armazenamento da energia, suas características operacionais, ciclo de vida, densidade de energia e eficiência. A Tabela 1 apresenta uma síntese dos principais tipos:

Tabela 4 – Tipos de sistemas de armazenamento de energia

Classe	Exemplos
Armazenamento Químico	Bateria de Íons de Lítio; Bateria de Fluxo; Hidrogênio com Células Combustíveis...
Tipo Elétrica/Magnética	Supercapacitor de Energia (SCES); Supercondutor de Energia Magnética (SMES)...
Armazenamento Mecânico	Volantes de Inércia (<i>FlyWheels</i>); Ar Comprimido
Armazenamento Térmico	Gelo; Sal Derretido; Água Quente
Armazenamento Gravitacional	Usina Hidrelétrica Reversível

Fonte: elaboração própria, adaptado de ([MACHADO JR, 2023](#))

Cada classe de armazenamento possui benefícios e limitações específicas. Os armazenamentos mecânicos, por exemplo, podem fornecer altas potências por curtos períodos, enquanto os térmicos são amplamente utilizados para a gestão de energia em usinas solares concentradas. No entanto, a tecnologia que atualmente tem alcançado maior difusão comercial é a de armazenamento químico, baseada em baterias.

Entre as tecnologias de baterias, as de íons de lítio se destacam devido à sua alta densidade de energia, resposta dinâmica rápida, baixa taxa de autodescarga e versatilidade em aplicações. Essas baterias apresentam diferentes formatos de células, como cilíndricas, prismáticas e laminadas, que influenciam aspectos como densidade volumétrica, custo e dissipação de calor. Algumas características, conforme o tipo de formato da célula, são:

- As células cilíndricas apresentam maior capacidade de armazenamento, custo relativamente menor e boa resistência mecânica

- Células prismáticas ocupam um volume menor, sendo, por isso, preferidas em situações onde o espaço é limitado, como em smartphones.
- Células laminadas oferecem maior flexibilidade e tendem a apresentar melhor segurança em comparação às demais configurações. Entre suas principais vantagens estão a elevada densidade de energia, alta potência, boa eficiência, baixa taxa de autodescarga, ausência de efeito memória e rápida resposta operacional. Em contrapartida, ainda enfrentam alguns desafios, como vida útil reduzida, custo elevado, exigências mais rigorosas de controle térmico, risco de inflamabilidade e uma faixa operacional de temperatura mais restrita.

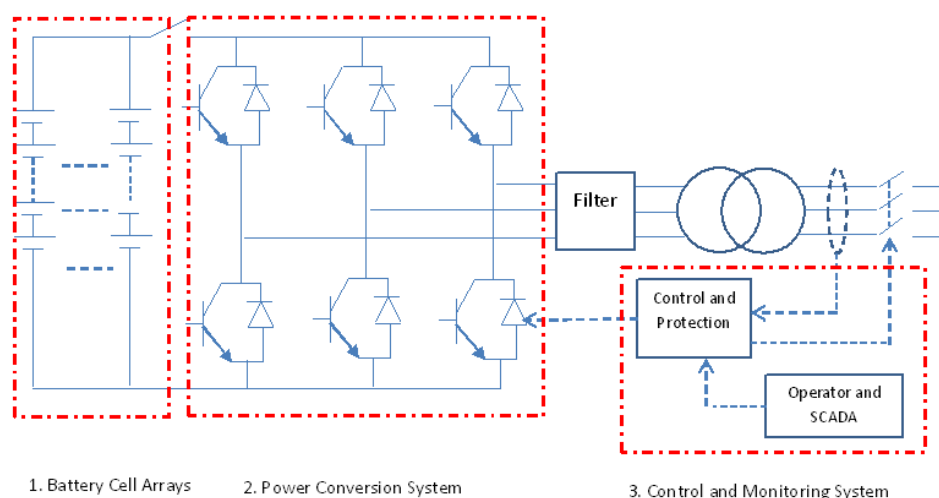
Com o avanço tecnológico e a redução progressiva de custos, sistemas BESS com potências superiores a 1 MW já são amplamente utilizados em serviços auxiliares, estabilização de microrredes e compensação de flutuações rápidas provenientes de parques eólicos e usinas fotovoltaicas.

Além disso, normas de confiabilidade, como as emitidas pelo NERC (MACHADO JR, 2023), exigem que as instalações de armazenamento incorporadas ao sistema elétrico sejam modeladas de maneira adequada em termos de regime permanente e resposta dinâmica.

3.1.2 Uso de BESS Conectado à Rede Elétrica

Assim como ocorre nos geradores eólicos tipo 4 e nas usinas fotovoltaicas, um BESS está conectado ao sistema elétrico por meio de um inversor de frequência. Em geral, um BESS típico é formado por três blocos principais, conforme a figura 19.

Figura 19 – Topologia usual de um BESS de grande porte



Fonte: MACHADO JR (2023)

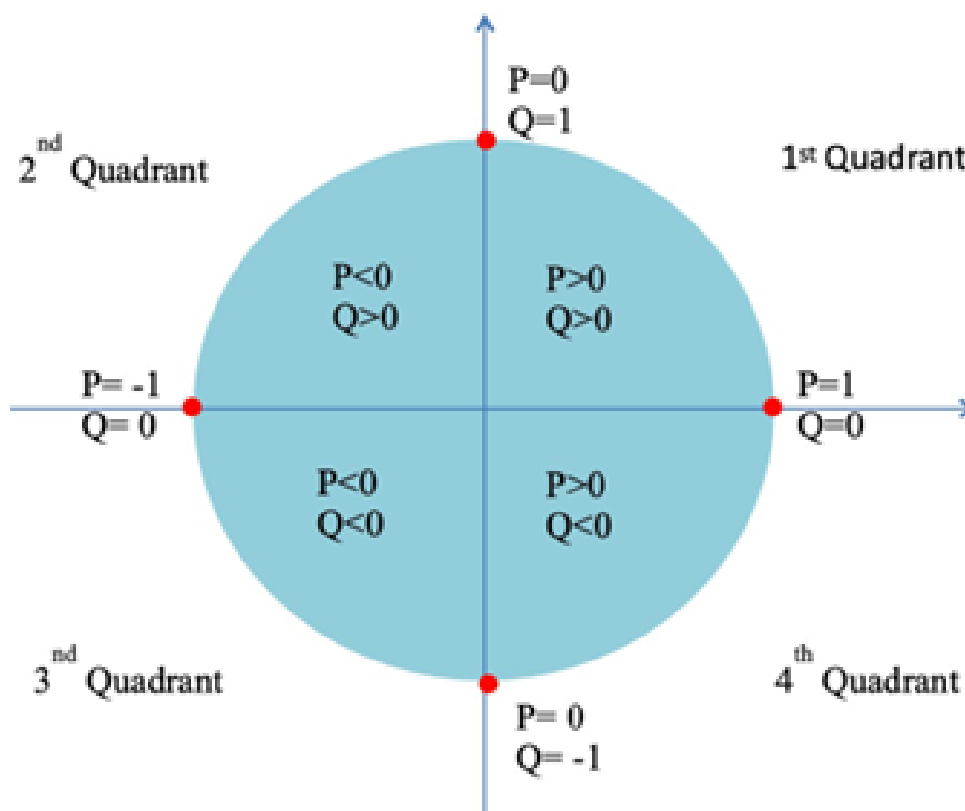
- Arranjo das Células de Bateria (Battery Cell Arrays): Nesta etapa, inúmeras células de bateria são associadas em série e em paralelo, formando módulos que são montados dentro de um invólucro apropriado. A cadeia de baterias inclui módulos conectados em série, acompanhados por circuitos de monitoramento, circuitos de balanceamento, dispositivos de conexão elétrica, interfaces de comunicação e componentes destinados ao gerenciamento térmico.
- Sistema de Conversão de Energia (Power Conversion System – PCS): O PCS corresponde, basicamente, a um conversor eletrônico capaz de transformar a energia CC proveniente do banco de baterias em energia CA para a alimentação da carga ou da rede, assim como realizar o processo inverso ao retificar a energia CA recebida da rede para o carregamento do sistema de baterias. A operação do PCS ocorre de acordo com os comandos emitidos pelo sistema de supervisão e controle.
- Sistema de Controle e Monitoramento (Control and Monitoring System): O circuito de controle representa o elemento central do PCS. Geralmente, emprega-se um chipset DSP (Digital Signal Processor) de alta velocidade, próprio para aplicações industriais, como núcleo de processamento. Suas funções abrangem a amostragem de sinais, cálculos, execução das lógicas de controle do PCS, ajustes, proteção contra anomalias e comunicação com a interface homem-máquina. Do ponto de vista da modelagem, constitui o centro funcional do BESS, sendo nele implementados os controles de regulação de tensão, regulação de frequência e compensação das variações de potência ativa em MW.

Como comentado no capítulo anterior sobre os tipos de conversores, VSI e CSI, os conversores utilizados em BESS são do tipo fonte de tensão (VSI), possibilitando controle completo em quatro quadrantes, de acordo com a Figura 20. Esses conversores conseguem regular de forma independente as correntes ativa e reativa, respeitando os limites de corrente impostos pelos transistores de potência. O controle em quatro quadrantes significa que as direções reais da corrente podem indicar situações de carga ou descarga do sistema, enquanto os fluxos de corrente reativa representam a injeção ou absorção de potência reativa simultaneamente.

Por meio da implementação de diferentes estratégias de controle, o BESS pode desempenhar diversas funções, tais como:

- controle e suporte de tensão, realizando o controle de tensão nos terminais do próprio BESS, no PAC ou em nível de planta, quando instalado em conjunto com uma usina de geração.
- Estabilização da frequência, fornecendo ou absorvendo rapidamente potência ativa, ou ainda participando do controle automático de geração (CAG).

Figura 20 – Plano P-Q de Operação de um BESS



Fonte: MACHADO JR (2023)

- Atuar como reserva girante, não girante ou suplementar. Parte da capacidade disponível é mantida para situações de contingência, como interrupções inesperadas. Diversas tecnologias de armazenamento conseguem sincronizar rapidamente com a frequência do sistema por meio do controle eletrônico, oferecendo um serviço equivalente às reservas rotativas, com perdas reduzidas. Além disso, o armazenamento também é uma reserva do tipo não rotativa (black-start), podendo ser acionado sob demanda após um desligamento não programado para agilizar o restabelecimento ou suplementar, assumindo o papel da regulação terciária.
- Melhoria da confiabilidade operacional, contribuindo para o amortecimento das oscilações de potência. Embora essa não seja, em geral, sua aplicação principal, o BESS pode auxiliar no amortecimento quando controladores suplementares adequados são empregados e o equipamento está localizado estrategicamente no sistema de transmissão. Oscilações interáreas de baixa frequência, tipicamente abaixo de 2 Hz, surgem entre blocos de geradores síncronos conectados por meio de interligações fracas ou carregadas de forma significativa, podendo comprometer a estabilidade, caso não sejam adequadamente amortecidas.
- Controle de picos de carga, também chamado de *peak shaving*, diminui a variabilidade associada às fontes de geração variável quando instalado em conjunto com parques

eólicos ou fotovoltaicos.

3.2 Detalhamento dos Módulos Genéricos

Conforme a referência (NREL, 2014), o detalhamento sobre os módulos do modelo genérico WECC será dividido em duas partes: a primeira, intitulada “controles ao nível do gerador”, composta pelos módulos REGC e REEC, e a segunda, “controles ao nível da planta”, composta pelo módulo REPC.

A abordagem a seguir se referirá à dinâmica do módulo específico que está sendo descrito. Quanto as variáveis de entrada nos diferentes tipos de modelos genéricos, não havendo grandes alterações de um modelo para outro, a dinâmica de determinado módulo pode ser extrapolada para a compreensão de modelos mais avançados.

Quanto as referências para as explicações adiante, estas basearam-se nas referências (WECC, 2012; WECC, 2014a; WECC, 2019; GOMES, 2019; TORRES et al., 2023; NREL, 2014; EPRI, 2023).

3.2.1 Controles ao Nível do Gerador e/ou do SAEB

Vinculado aos controles ao nível do gerador e fazendo um paralelo com a Figura 13, que mostra a topologia de uma UFV de grande porte, reitera-se o fato de que uma instalação fotovoltaica de médio ou grande porte é composta por um conjunto de unidades de inversores de frequência que trabalham em paralelo. Desta forma, a descrição dos módulos a seguir refere-se a modelagem do conversor de potência individualmente. Assim, os cálculos destes módulos usam como referência a base de potência de uma única unidade inversora; por exemplo, se a potência instalada de determinada UFV for 48 MW e a potência de cada uma das unidades inversoras for 2,4 MVA. a potência base de cálculos dos módulos REGC* e REEC* será 2,4 MVA.

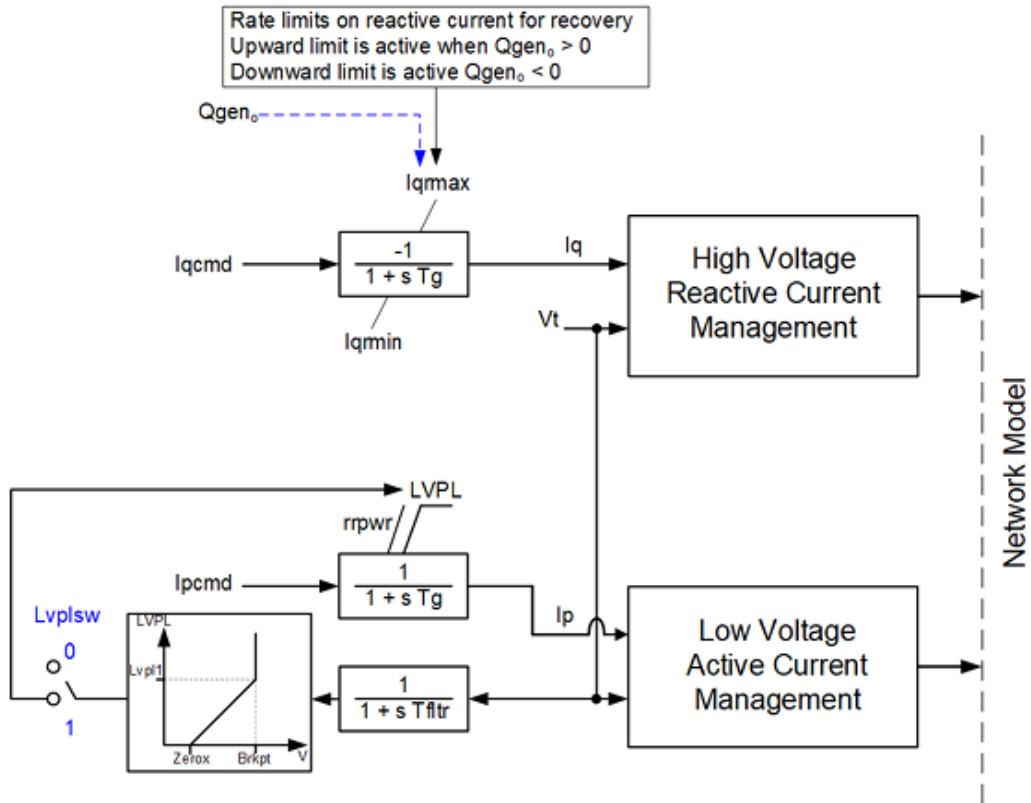
3.2.1.1 REGC_A

As entradas para este módulo são a potência ativa e a potência reativa, desdobradas no produto das tensões (V_t) e das correntes correspondentes (I_{qcmd} e I_{pcmd}) oriundas do módulo REEC*. O sinal de tensão V_t é o valor do módulo da tensão no ponto de conexão da usina com o sistema elétrico e provém da solução de fluxo de potência. A Figura 21 ilustra o diagrama de blocos do módulo em questão. Comparando-se a Figura 22 com a 23, verifica-se a coincidência das variáveis de entrada.

Além de fornecer as saídas de corrente para a rede, I_p e I_q , o REGC tem como objetivo garantir que o conversor de potência tenha capacidade de suportar faltas quando exposto a perturbações locais ou falhas no subsistema elétrico próximo ao gerador. Desta

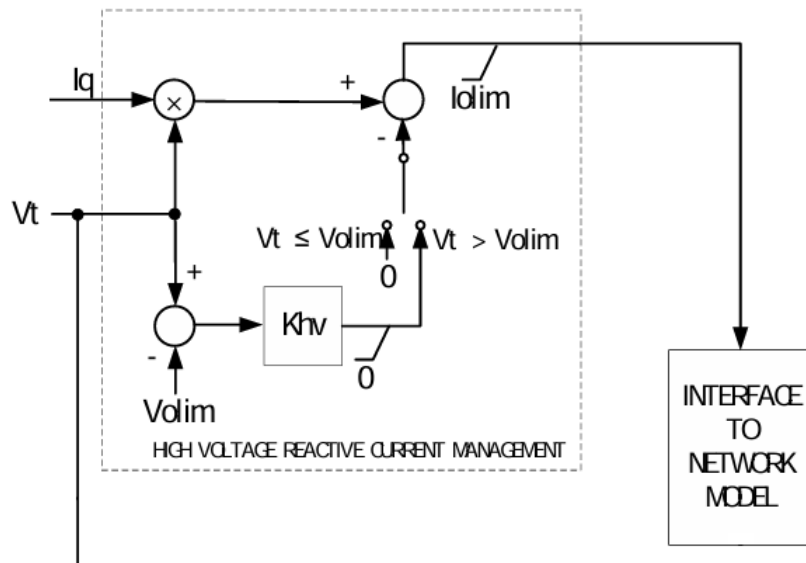
forma, existem sub-módulos denominados “*high voltage reactive current management*” e “*low voltage active current management*”, que fazem o controle da corrente em condições de sub e sobretensão.

Figura 21 – Diagrama de blocos do módulo REGC_A



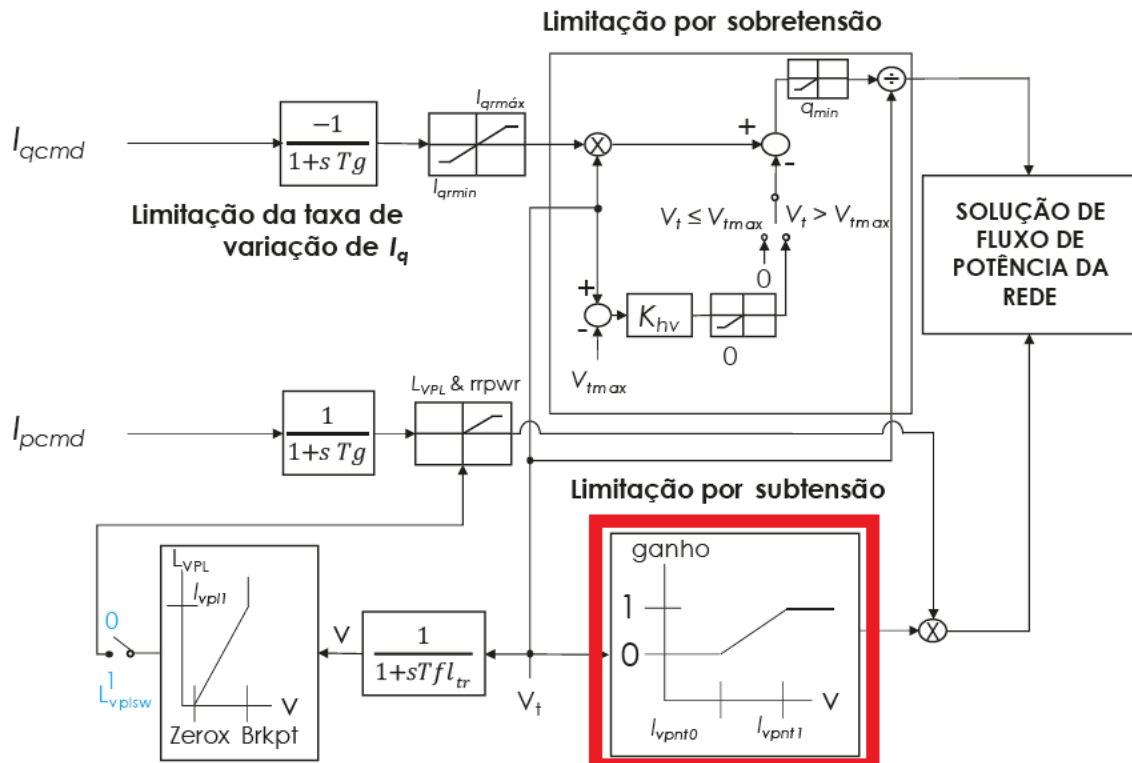
Fonte: WECC (2012)

Figura 22 – Diagrama de blocos do controle de HVRT



Fonte: WECC (2014a)

Figura 23 – Diagrama de blocos do REGC - enfoque no LVRT



Fonte: TORRES et al. (2023), adaptado pelo autor

3.2.1.1.1 Controle da Corrente em Condições de Sobretensão

Este submódulo recebe como entrada a corrente imaginária I_q , cuja natureza pode ser tanto indutiva quanto capacitiva. A Figura 22 mostra seu respectivo diagrama de blocos, que consiste na implementação da curva HVRT, mostrada nas Figuras 16(a) e (b) na modelagem do conversor. O funcionamento deste controle compara a tensão V_t com um parâmetro chamado V_{olim} , cujo valor é igual ao máximo admissível de tensão pelo conversor em condições dinâmicas. Caso V_t esteja abaixo do valor de referência V_{olim} , nenhuma ação é tomada. A constante K_{hv} trata-se de um fator de aceleração para a atuação deste controle, que deve ser ajustado conforme o perfil de tensão habitual da rede onde a usina está instalada.

3.2.1.1.2 Controle da Corrente em Condições de Subtensão

Lógica semelhante a do submódulo anterior é implementada para a componente de corrente real, cuja função deste controle é proporcionar uma redução na injeção de corrente ativa, caso baixos valores de V_t sejam percebidos no PAC.

Na Figura 19, o bloco delimitado pelo contorno vermelho é o que faz as verificações da tensão no PAC e ajusta a corrente real de saída, funcionando da seguinte forma: caso V_t esteja entre L_{vpnt1} e L_{vpnt0} , ocorre uma redução linear da parcela ativa na corrente

real de saída. Há ainda outra limitação para I_p , que é dada por uma curva característica de **LVPL**, caso a variável binária $Lvplsw$ seja igual a 1. Caso V_t filtrada no PAC esteja entre $Brkpt$ e $Zerox$, há uma redução linear de I_p desde **lvpl1** até 0.

3.2.1.1.3 Módulo REEC_C

Este módulo foi desenvolvido para controlar a potência ativa e reativa geradas pelo inversor, tanto em condições de equilíbrio (regime permanente) quanto em condições transitórias. Tal modelo possui os modos de operação mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Modos de operação do REEC_C

Modo de operação	Chaves de controle		
	PF _{flag}	V _{flag}	Q _{flag}
Controle local de fator de potência	1	N/A	0
Controle local de potência reativa	0	N/A	0
Controle local de tensão	0	0	1
Controle coordenado de tensão e potência reativa	0	1	1

Fonte: EPRI (2023)

A Figura 24 mostra o diagrama de blocos do módulo em questão, cujas chaves de controle mencionadas na Tabela 5 podem ser vistas no desenho, destacadas em azul.

Como pode ser visto pela Figura 24, há uma malha de controle para a potência ativa, cuja variável de entrada é P_{ref} , e uma malha de controle para a potência reativa, cujas variáveis de entrada dependem do modo de operação selecionado. Exceto pelo modo de controle local do fator de potência, cujas variáveis de entrada são P_e e P_{faref} , nos demais modos, a variável de entrada é Q_{ext} . As variáveis de saída são I_{pcmd} e I_{qcmd} . Neste módulo, há um bloco de limitação dos valores de corrente, cuja finalidade é proteger as chaves eletrônicas (IGBTs e díodos) de conduzirem uma corrente superior à sua capacidade máxima. Os valores de corrente I_{pcmd} e I_{qcmd} são calculados considerando as equações 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6, a partir da definição do usuário de priorizar a potência reativa ou ativa.

$$I_{pmax} = \sqrt{(I_{max})^2 - (I_{pcmd})^2} \quad P_{qflag} = 0 \quad (3.1)$$

$$I_{pmax} = I_{max} \quad P_{qflag} = 1 \quad (3.2)$$

$$I_{pmin} = -I_{pmax} \quad (3.3)$$

$$I_{qmax} = \sqrt{(I_{max})^2 - (I_{qcmd})^2} \quad P_{qflag} = 1 \quad (3.4)$$

$$I_{qmax} = I_{max} \quad P_{qflag} = 0 \quad (3.5)$$

$$I_{qmin} = -I_{qmax} \quad (3.6)$$

A explicação sobre o funcionamento da malha de controle deste módulo será dividida em potência ativa e reativa para facilitar a compreensão.

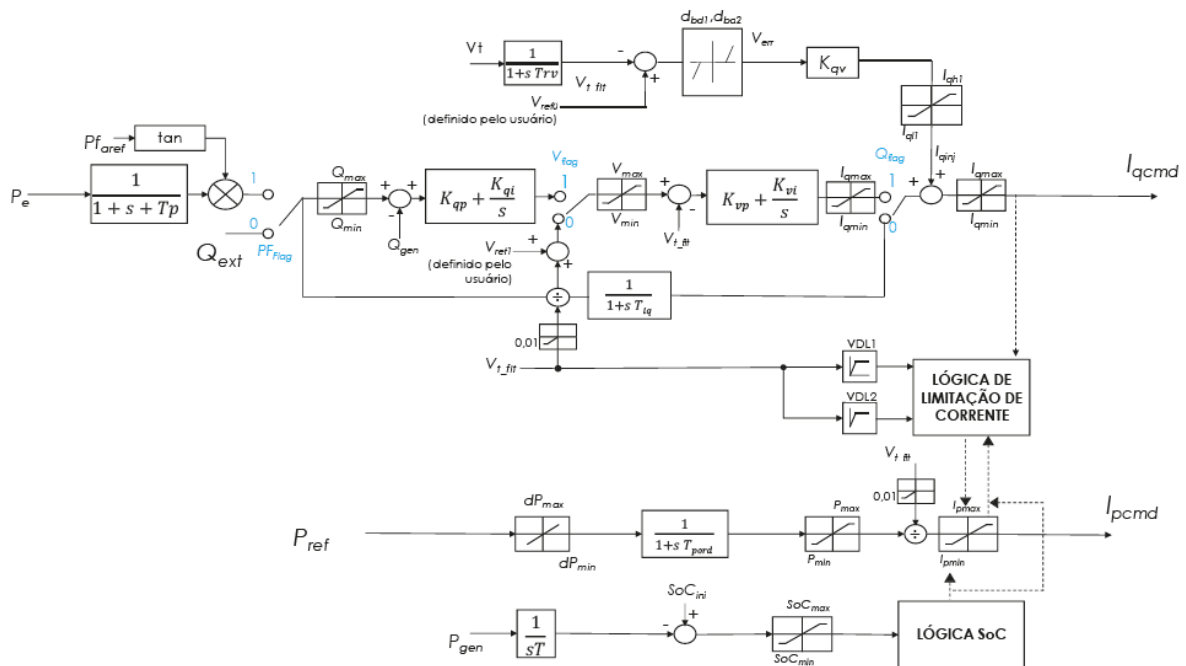
3.2.1.1.4 Malha de Potência Ativa

O primeiro bloco pelo qual P_{ref} passa é um limitador de taxa de variação de potência, que tem como parâmetros dP_{max} e dP_{min} . Após esta etapa, este sinal é filtrado, direcionando-se a um bloco de limites e é dividido pelo sinal V_{t_filt} . O sinal resultante da divisão é limitado entre os valores de I_{pmax} e I_{pmin} , obtendo-se o sinal de saída I_{pcmd} , cujo nível pode ser limitado em função do estado de carga do BESS associado a este módulo. Do ponto de vista dinâmico, a atuação do BESS, em muitos casos, ocorrerá em períodos transitórios, na escala de segundos, de forma que essa malha de controle pode ficar inativa. Inclusive o módulo sucessor deste, o REEC_D, não possui a malha de monitoramento do estado de carga do BESS (EPRI, 2023).

3.2.1.1.5 Malha de Potência Reativa

Nesta malha de controle, há dois estágios de controle, ambos do tipo proporcional e integral, com parâmetros de ganho definidos por K_{qp} e K_{qi} no primeiro estágio, e K_{vp} e K_{vi} no segundo estágio. O sinal de controle somente passa pelos dois estágios caso o modo de operação selecionado seja o coordenado de tensão e potência reativa. No caso

Figura 24 – Diagrama de blocos do REEC_C



Fonte: TORRES et al. (2023)

da escolha da operação em controle local de tensão, o sinal controlado passa apenas pelo segundo estágio de controle.

Em relação a V_{ref0} , este é um parâmetro de tensão de referência definido pelo usuário, cujo objetivo é determinar o valor da corrente reativa, I_{inj} , que é limitado pelos valores de referência máximo I_{qh1} e mínimo I_{ql1} . I_{inj} passa por um bloco do tipo uma banda morta, com limites d_{bd1} e d_{bd2} , que em seguida é multiplicado pelo ganho K_{qv} e limitado entre os valores de I_{qh1} e I_{ql1} .

Caso seja selecionado o modo de controle do fator de potência, o parâmetro P_{faref} definirá o valor de referência de potência reativa a ser comandado a partir do valor de P_e no PAC. O sinal resultante é filtrado, sendo direcionado a um bloco de limites e dividido pelo sinal V_{t_filt} . O sinal resultante da divisão é limitado entre os valores de I_{pmax} e I_{pmin} .

3.2.2 Controles ao Nível da Planta

Dentre os módulos que compõem a modelagem WECC, o REPC* está vinculado a planta de geração como um todo. Desta forma, diferentemente dos módulos anteriores, cuja base de potência para os cálculos era a potência do equipamento inversor individualmente, a base de potência nos cálculos refere-se a potência total da usina.

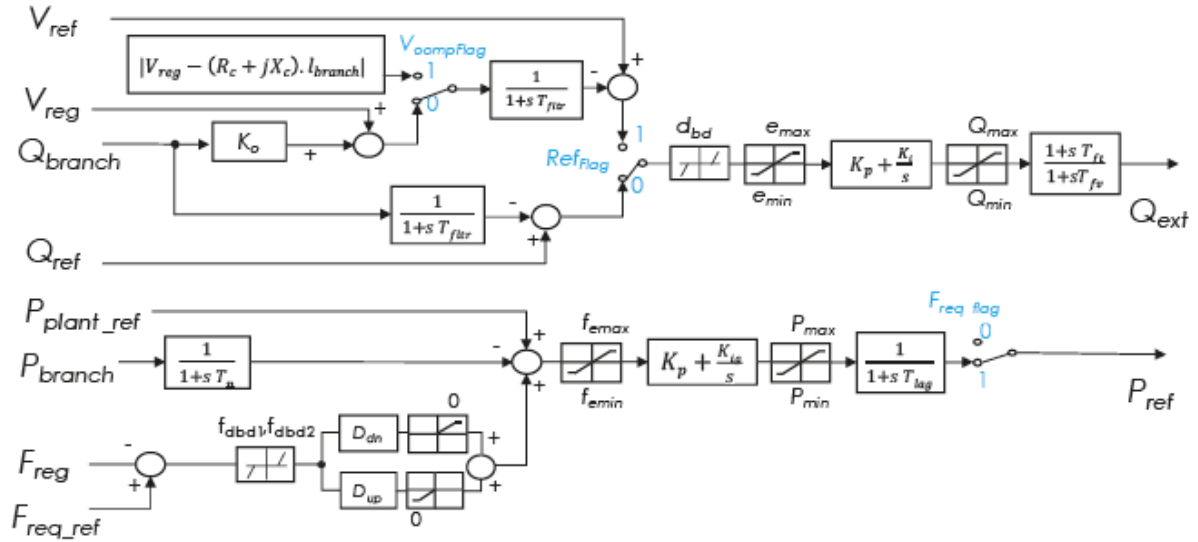
3.2.2.1 Módulo REPC_A

Este módulo opera realizando o controle da planta de geração por meio do monitoramento no PAC das grandezas: tensão, frequência, potências ativa e reativa geradas, e potências ativas e reativas de referência. Tal módulo possui três chaves de controle, citadas e descritas a seguir:

- `refflag`: seleciona entre controle de tensão ou controle de potência reativa, ambos os controles ao nível da planta. Os valores possíveis são: 1 (um) para controle de tensão e 0 (zero) para controle de potência reativa;
 - `vcmpflag`: esta chave de controle é um desdobramento do controle do tipo tensão da chave `refflag`. A chave em questão sinaliza se o módulo REPC_A deve compensar a tensão medida no PAC pela impedância que separa a barra de controle local da barra remota. Os valores possíveis são: 1 (um) para habilitar a compensação e 0 (zero) para desabilitá-la. Caso o valor seja 1, os valores dos parâmetros R_c e X_c serão utilizados no cálculo da compensação.
- `frqflag`: determina se a potência real de saída da planta é modulada para dar suporte a frequência do sistema, ou se será mantido um valor constante para a potência ativa no PAC.

A Figura 25 ilustra o diagrama de blocos do módulo, o qual é constituído por duas malhas principais: uma destinada à determinação do valor de referência de potência reativa e outra dedicada à determinação do valor de referência de potência ativa.

Figura 25 – Diagrama de blocos do REPC_A



Fonte: TORRES et al. (2023)

Na primeira parte, voltada ao cálculo da potência ativa de referência, cuja variável de saída é P_{ref} , há os seguintes parâmetros:

- T_p , constante de tempo associada ao filtro de medição da potência da linha P_{branch} ;
- f_{dbd1} e f_{dbd2} , que estabelecem, respectivamente, os valores mínimo e máximo da banda morta empregada no droop de frequência;
- D_{dn} e D_{up} , coeficientes de droop de descida e subida, correspondentes;
- f_{emax} e f_{emin} , que delimitam os valores máximo e mínimo do erro de frequência utilizados no cálculo de P_{ref} ;
- K_{pg} e K_{ig} , ganhos proporcional e integral aplicados no controlador proporcional-integral de P_{ref} , cuja saída é limitada entre P_{max} e P_{min} ;
- T_{lag} , parâmetro associado ao controlador lag aplicado a P_{ref} ;

Na segunda parte, relacionada ao cálculo da potência reativa de referência (Q_{ext}), destacam-se:

- T_{fltr} , constante de tempo vinculada à medição da potência reativa;

- R_c e X_c , que representam, respectivamente, a resistência e a reatância empregadas na compensação da queda de tensão na linha;
- I_{branch} , corrente da linha;
- K_c , ganho aplicado à compensação da corrente reativa;
- d_{bd} , valor da banda morta que condiciona a atuação do controle de potência reativa;
- e_{max} e e_{min} , limites superior e inferior do erro considerados no cálculo de Q_{ext} ;
- K_p e K_i , ganhos proporcionais e integrais do controlador aplicado na malha de Q_{ext} ;
- T_{ft} e T_{fv} , constantes de tempo dos controladores lead e lag, respectivamente.

Os valores resultantes de saída deste módulo, Q_{ext} e P_{ref} , são fornecidos como entradas ao módulo REEC_C.

Abaixo, apresenta-se a Tabela 6, que descreve os modos de operação possíveis para o REPC_A em conjunto com o módulo REEC_C presente no controle da potência reativa da UFV, cuja chave $RefFlag$ realiza a interseção de controle entre esses dois módulos. A Tabela 7 – Modos de operação de potência ativa apresenta os diferentes modos de operação possíveis para o controle de potência ativa, definidos com base nos parâmetros $Freq_Flag$, D_{dn} e D_{up} .

Tabela 6 – Modos de operação conjuntos do REPC_A e REEC_C

Modos de controle	Módulos necessários	PfFlag	Vflag	Qflag	RefFlag
Controle local de potência reativa	REEC_C	0	N/A	0	N/A
Controle local de tensão	REEC_C	0	0	1	N/A
Controle local coordenado de tensão e potência reativa	REEC_C	0	1	1	N/A
Controle de potência reativa da planta	REEC_C, REPC_A	0	N/A	0	0
Controle de tensão da planta	REEC_C, REPC_A	0	N/A	0	1
Controle da planta em potência reativa + local coordenado de tensão e potência reativa	REEC_C, REPC_A	0	1	1	0
Controle da planta em tensão + local coordenado de tensão e potência reativa	REEC_C, REPC_A	0	1	1	1

Fonte: WECC (2014a), adaptado pelo autor

Tabela 7 – Modos de operação de potência ativa

Modos de operação	Módulos necessários	Freq_flag	Ddn	Dup
Sem resposta primária de frequência	REGC_A, REEC_C	0	N/A	N/A
Resposta primária de frequência apenas p/ subfrequência	REGC_A, REEC_C, REPC_A	1	>0	0
Resposta primária de frequência p/ sub e sobrefrequência	REGC_A, REEC_C, REPC_A	1	>0	>0

Fonte: WECC (2014a), adaptado pelo autor

3.3 Aplicação do Modelo WECC no Anatem

O modelo em Anatem utilizado foi desenvolvido pelos autores do trabalho (TORRES et al., 2023), que exploraram a utilização de um BESS em um sistema elétrico teste para prover serviços ancilares. O modelo desenvolvido foi gentilmente disponibilizado no repositório GitHub e pode ser acessado através do seguinte endereço: <https://github.com/LSF-IEE/SAEB_ANATEM>. A modelagem Anatem (CEPEL, 2025) utilizou três estruturas desse programa, dentre estas:

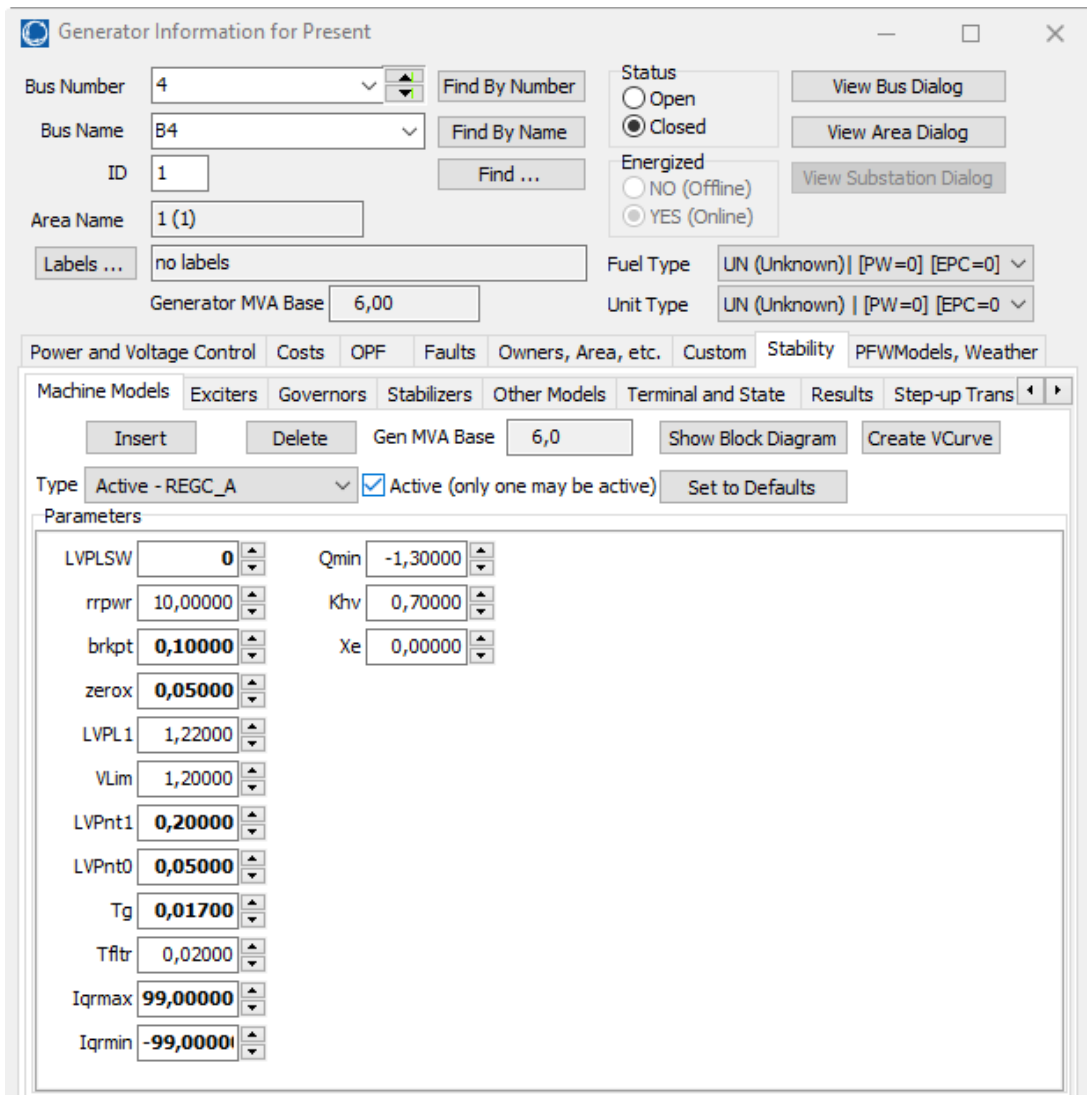
- Modelo de fonte shunt controlada (DFNT): esta estrutura permite simular geradores do tipo fonte de tensão ou de corrente comandada por um controlador modelado separadamente. Tal controlador deve repassar a estrutura DFNT as componentes real e imaginária da variável de interface, tensão ou corrente. Este modelo é usado para encapsular o gerador como um todo, tanto para a modelagem de usinas eólicas, quanto para modelagem de usinas fotovoltaicas e BESS.
- Controlador definido pelo usuário (CDU): esta é uma estrutura muito flexível do Anatem, que permite ao usuário construir modelos personalizados de diversos tipos de equipamentos, por exemplo, os modelos do REGC_*, REEC_*, REPC_*, reguladores de velocidade, reguladores de tensão, estabilizadores, relés de proteção, etc.
- Controlador não específico (CNE): é um tipo de estrutura não associada a um tipo de equipamento específico, que faz cálculos de controle centralizado e está interligado com alguma outra estrutura que possui um modelo específico. por exemplo, para implementação da modelagem WECC, o gerador como um todo é modelado, o que entrega à rede correntes real e imaginária e é modelado por DFNT. Por sua vez, o módulo REGC_A, escrito em CDU, está referenciado ao DFNT, e os módulos

REEC_C e REPC_A, escritos em CDU, interligam-se ao REGC_A via controlador não específico (CNE).

4 Validação, Estudo de Caso e Resultados

Recapitulando parte do que foi falado no capítulo de introdução, nesta seção serão apresentados os testes de validação do modelo WECC utilizado no trabalho. Para isso, foi utilizado o modelo escrito na linguagem Anatem e os modelos nativos no *software* PowerWorld (WECC, 2025; POWERWORLD, 2025) — versão de estudante, que já possui os modelos REPC_A, REEC_C e REGC_A em sua biblioteca. A título ilustrativo, mostra-se a Figura 26, que apresenta a janela de configurações das propriedades de um gerador que utiliza o modelo REGC_A.

Figura 26 – Tela do programa Powerworld mostrando a configuração do módulo REGC_A

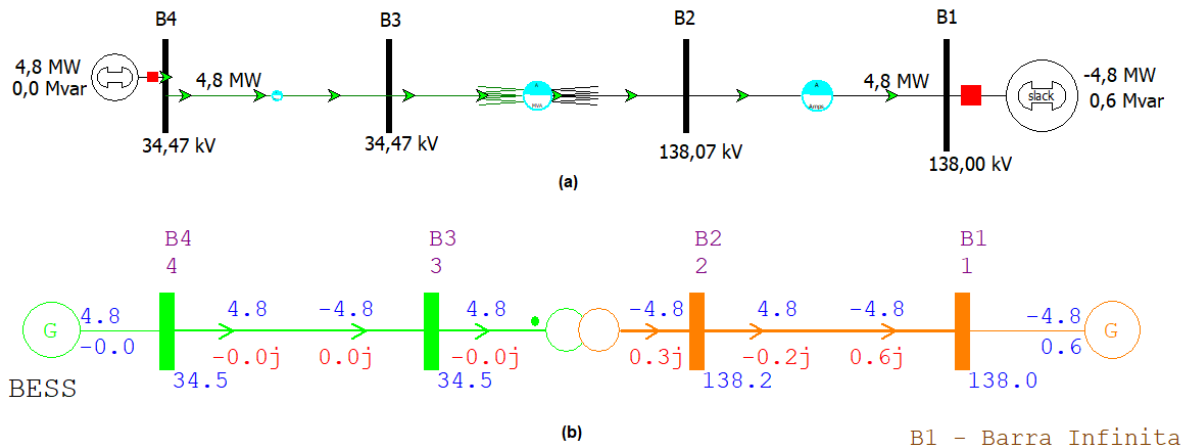


Fonte: próprio autor

A verificação do funcionamento do modelo Anatem utilizou o sistema de teste empregado no trabalho relatado em TORRES et al. (2023), sendo que tal sistema é

ilustrado na Figura 27. O sistema utilizado possui 4 barras, sem cargas conectadas, e simulou-se um BESS com potência instalada de 6,0 MW, injetando uma potência de 4,8 MW, cuja injeção foi absorvida pela barra “swing”.

Figura 27 – Sistema teste - (a) sistema no PowerWorld - (b) sistema no Anarede



Fonte: elaboração própria

Os diagramas apresentados na Figura 27 mostram o fluxo de potência plotado em cada um dos programas utilizados. Para fins de simulação de fluxo de potência, o BESS em ambos os programas usados é representado como um gerador convencional. O resultado do fluxo, tanto no PowerWorld quanto no Anarede, foi idêntico. as diferenças nos níveis de tensão das barras B2, B3 e B4 dizem respeito a limitações do programa Anarede ao apresentar resultados na interface gráfica, cujos resultados, além de estarem sujeitos a questões de arredondamento, estão limitados a apenas uma casa decimal.

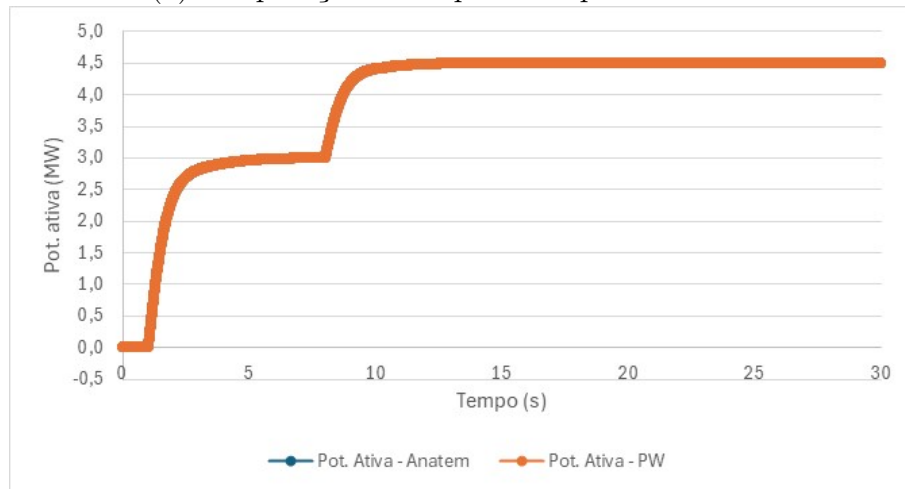
Uma vez feita a simulação de fluxo de potência, realizaram-se as simulações dinâmicas no Anatem e no PowerWorld, cujo tempo total foi de trinta segundos, e aplicaram-se os eventos descritos a seguir:

- em 1,0 segundo → aplicou-se um degrau de 50% na injeção de potência ativa pelo BESS;
- em 5,0 segundos → aplicou-se um degrau de 5% na injeção de potência reativa pelo BESS;
- em 10,0 segundos → aplicou-se uma falta temporária sob impedância na barra “B2”;
- 10,2 segundos → remoção da falta, sem abertura de circuito.

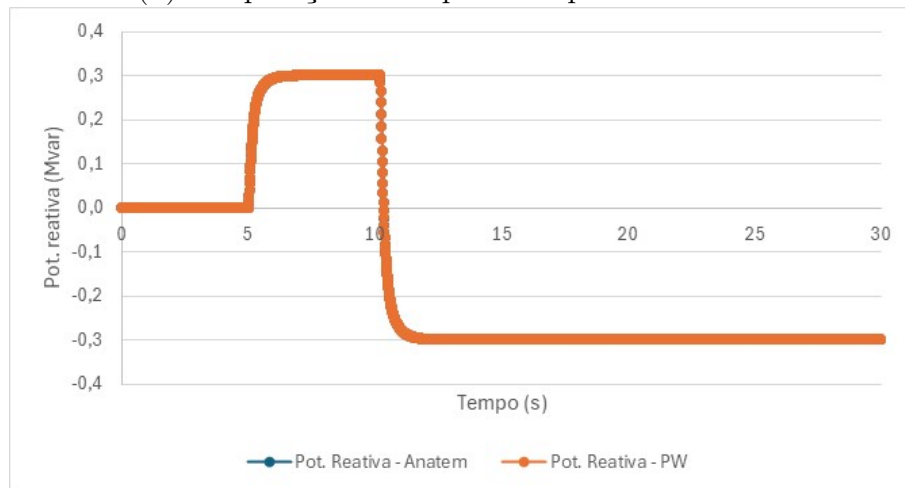
Os resultados obtidos com os testes de alteração de set-point tem o objetivo de demonstrar que o modelo é capaz de reproduzir diferentes estratégias de controle para

Figura 28 – Comparação das respostas entre o Anatem e o PW frente aos eventos aplicados

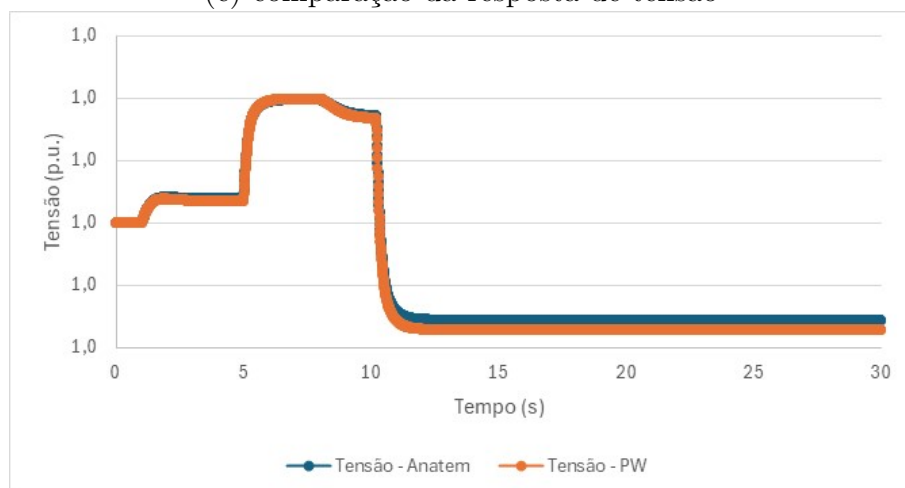
(a) comparação da resposta de potência ativa



(b) comparação da resposta de potência reativa



(c) comparação da resposta de tensão



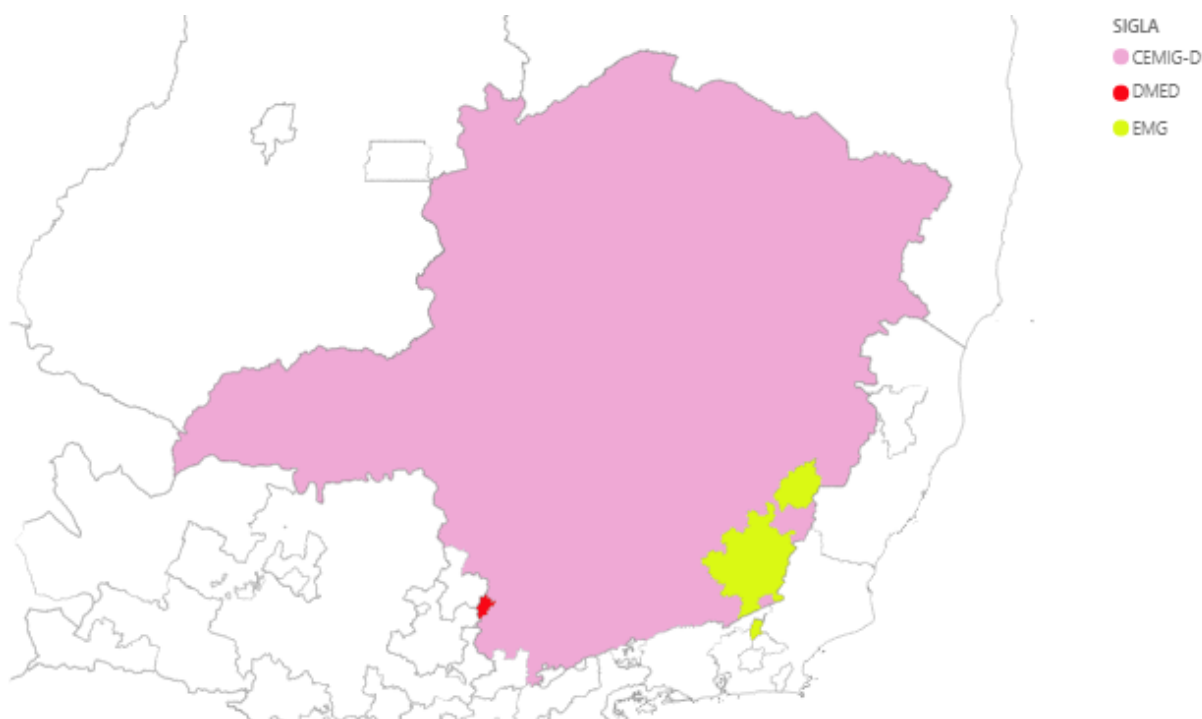
atender a necessidade operativa momentânea. Já os testes relacionados a eventos externos no sistema têm como objetivo avaliar o comportamento do modelo em situações de faltas,

contingências ou modificações de set-point provenientes de outros dispositivos da rede. A coincidência das curvas nos gráficos apresentados evidencia a validade do modelo escrito na linguagem Anatem.

4.1 Premissas para o Estudo de Caso

Para o estudo de caso, utilizou-se sistemas reais de subtransmissão da CEMIG D, cuja área de concessão para distribuição de energia por esta empresa compreende cerca de 97% (noventa e sete por cento) do estado de Minas Gerais, a qual é ilustrada pela Figura 29.

Figura 29 – Área de concessão da CEMIG D em MG



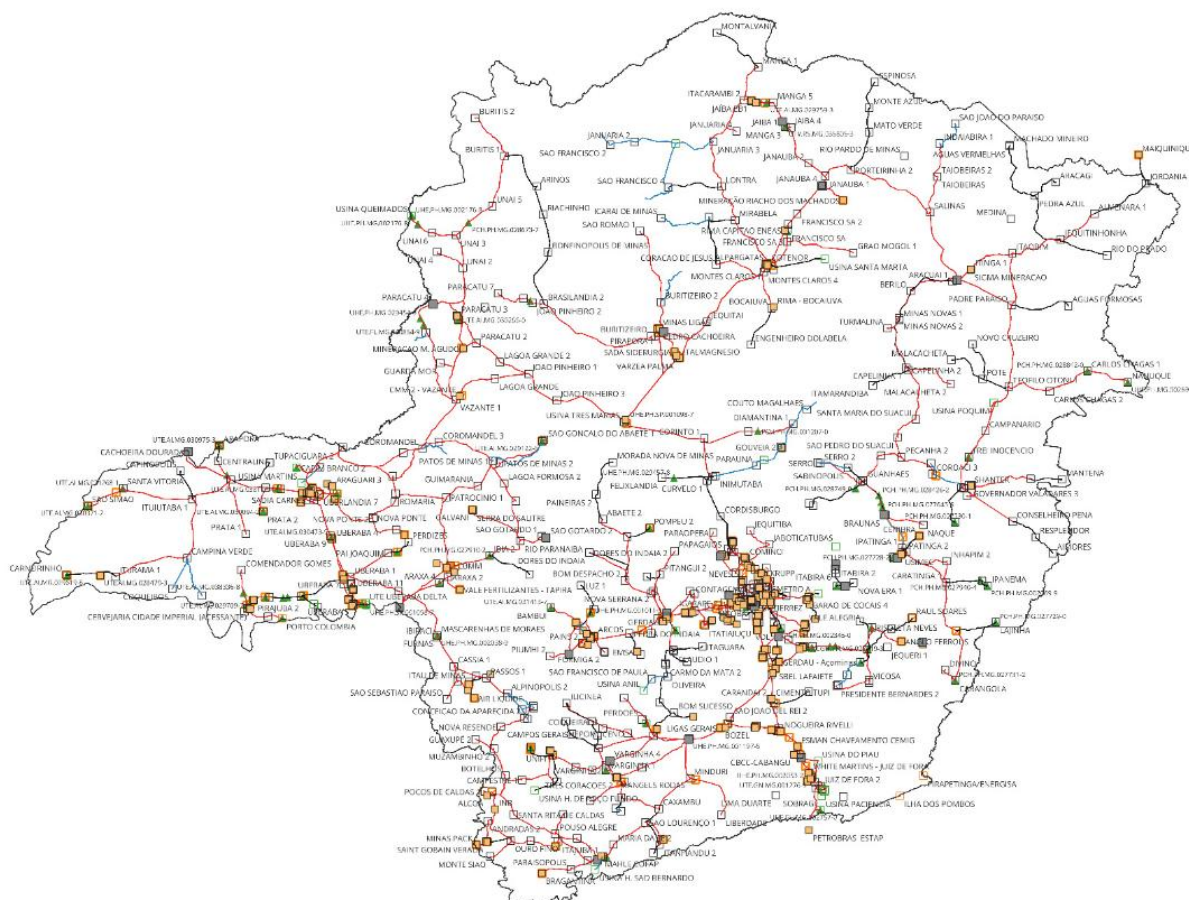
Fonte: Outorgas de distribuição concedidas pelo poder concedente [ANEEL \(2025b\)](#)

Entende-se por subtransmissão o sistema elétrico que opera nas tensões abaixo de 230 kV e igual ou superior a 69 kV. Apenas com fins ilustrativos, sem o intuito de detalhar a malha de subtransmissão da CEMIG D, mostra-se a Figura 30, cujo sistema é predominantemente composto por linhas de distribuição (LD) de 138 e 69 kV, e subestações abaixadoras de alta tensão para média tensão.

Para a realização dos diversos estudos no âmbito do planejamento da expansão e operação do sistema elétrico, este é modelado com base em dados matemáticos. No Brasil, esses bancos de dados são gerenciados e mantidos pela EPE e pelo ONS, cada um com sua própria base de informações. Para o desenvolvimento deste estudo de caso, optou-se por utilizar as bases de dados do ONS, cujas bases foram:

- Base de dados de fluxo de potência:
 - casos de referência do PAR/PEL 2025, ciclo 2026-2030 (ONS, 2025c);
 - casos de referência para análises técnicas de acesso PAR/PEL 2025 (ONS, 2025b).
- Base de dados eletromecânica →: banco de dados de Anatem e Pacdyn (ONS, 2025a).

Figura 30 – Sistema de subtransmissão da CEMIG D



Fonte: elaborado pelo autor a partir da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – ANEEL (2023)

4.2 Escolha dos Locais para o Estudo de Caso

Face a proposta do trabalho de aplicação de inércia sintética através da utilização de BESS, procurou-se, de forma empírica, identificar pontos do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) da CEMIG D em que pudesse haver violações de sub e/ou sobrefrequência, ocasionadas por contingências diversas neste sistema. Frente a esta proposta, inicialmente, pensou-se nas possibilidades descritas a seguir:

1. transformadores de Rede Básica de Fronteira (RBF), que, em situações de contingência simples, apresentam violações de carregamento em regime permanente em relação a capacidade de longa duração (capacidade nominal) destes equipamentos. Casos estes mapeados nos estudos do PAR/PEL 2024 – ciclo 2025-2029 (ONS, 2024b).
2. subsistemas de subtransmissão que, em situações de continência simples, fiquem ilhados, apenas com suprimento local de geração distribuída (conceito amplo) por meio de geração centralizada e/ou MMGD.

Em relação aos locais candidatos referentes a alternativa 1, elencou-se aqueles descritos na Tabela 8. A motivação para a avaliação dos locais constantes da alternativa 1 para a avaliação do BESS tem o intuito de aliviar as sobrecargas dos equipamentos relacionados, sobretudo com foco na melhoria do desempenho dinâmico dessas redes. No P&D 10307-0222/2023 — Pesquisa de Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia de Baterias (BESS) no Sistema de Transmissão; uma das aplicações analisadas teve como objetivo apenas aliviar os congestionamentos da rede estudada (GESEL, 2025).

Tabela 8 – Transformações de RBF candidatas a aplicação de BESS

Ponto de Rede Básica de Fronteira	Tensões (kV)	Potência (MVA)	Sobrecarga?	Solução estrutural?
Jaíba	230/138 – 13,8	2 x 100	sim	não
Monte Alegre de Minas 2	345/138 – 13,8	2 x 200	sim	sim

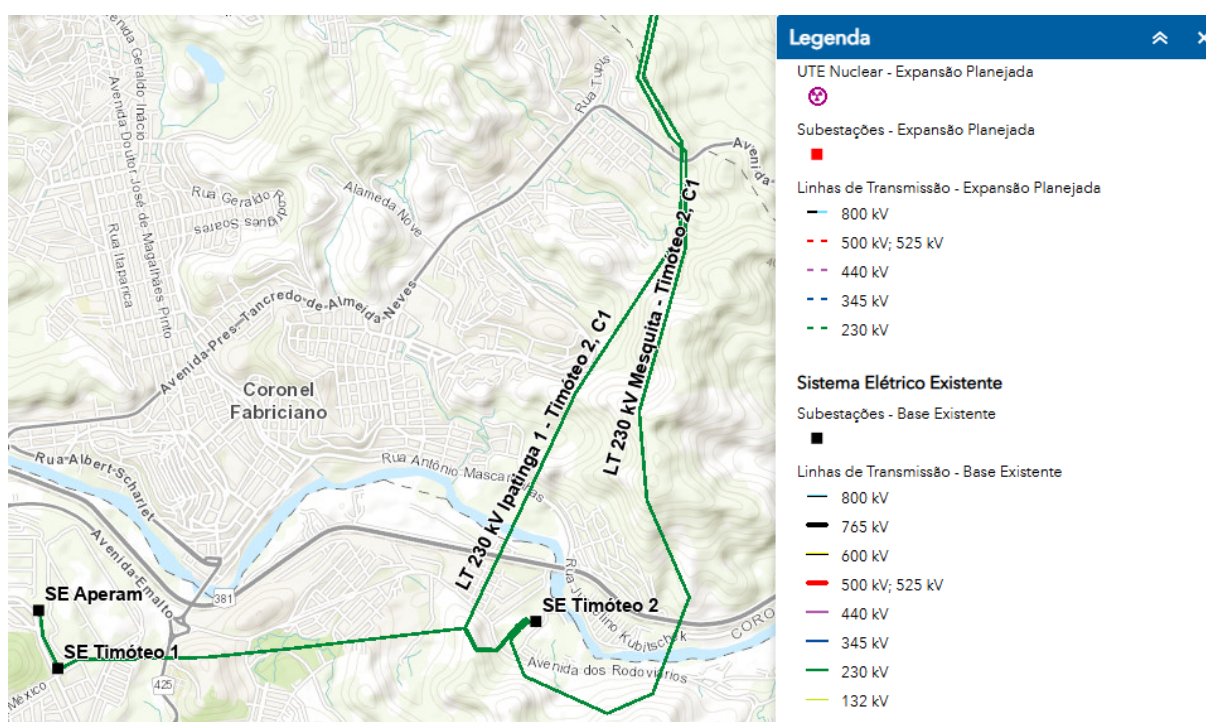
Fonte: elaboração própria

Quanto ao local candidato para a alternativa 2 de aplicação, definiu-se o subsistema apoiado na subestação de RBF de Timóteo 2, cuja subestação possui um banco de transformadores monofásicos 230/69-13,8 kV, sendo que a potência trifásica desta é de 60 MVA. A Figura 31 ilustra a topologia de rede básica deste sistema, que consiste em uma malha de 230 kV na qual a SE Timóteo 2 está interligada. A Figura 32 ilustra o sistema de subtransmissão conectado a SE Timóteo 2, o qual consiste em uma linha de distribuição de 69 kV que interliga esta subestação a SE Coronel Fabriciano 1, que, por sua vez, tem conexão também em 69 kV com a PCH Cocais Grande e, através de transformadores 69-13,8 kV, atende a rede de distribuição MT suprida por Coronel Fabriciano 1. Pelo fato da transformação 230/69 kV da subestação Timóteo 2 ser uma transformação simples, a contingência desta provoca o ilhamento do sistema de subtransmissão apoiado nesta SE RBF. Desta forma, devido a condição de ilhamento nesta opção de aplicação, espera-se haver problemas dinâmicos com maior grau de assertividade, e que justifiquem a aplicação

do BESS. Destaca-se que a PCH Cocais Grande é de pequeno porte; a potência instalada desta usina é de apenas 10 MVA.

Adicionalmente, em ambas as alternativas de aplicação, existem motivadores relacionados a confiabilidade propriamente dita desses sistemas. Isso porque, na alternativa 1, em última instância, a sobrecarga de transformadores pode levar ao corte de carga; o que também ocorre na alternativa 2, acrescido pelo fato de que a LD 69 kV Coronel Fabriciano 1 – Timóteo 2 é uma linha subterrânea. Assim, na eventualidade de falha desta linha, o tempo de reparação é elevado. Cabe destacar que há uma linha de contingência na eventualidade de falha da linha subterrânea; contudo, esta é provisória.

Figura 31 – Topologia de rede básica interligada a SE Timóteo 2

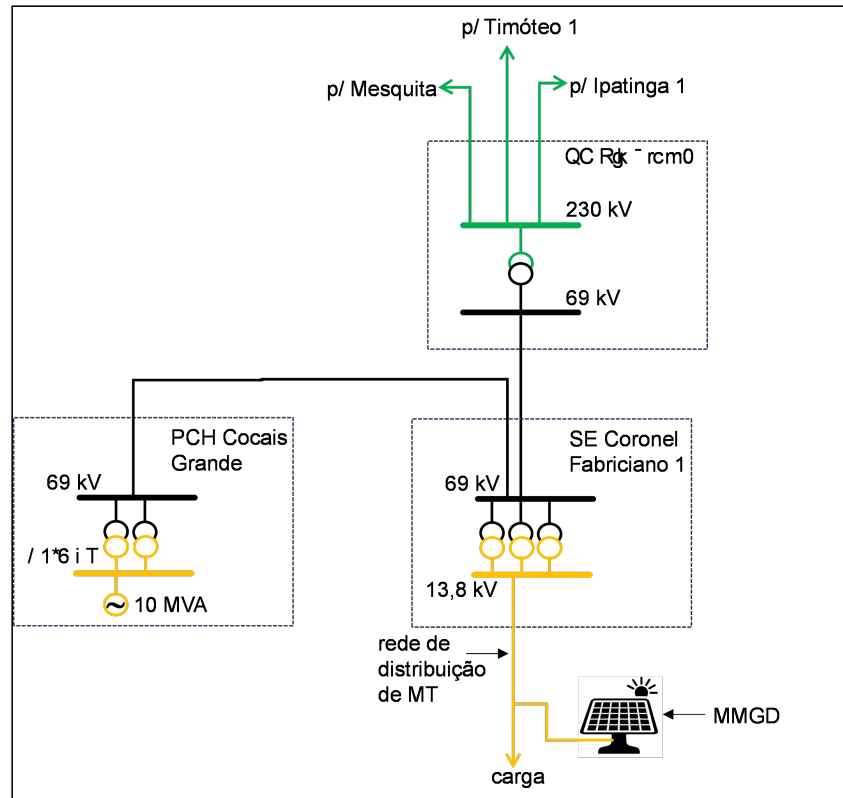


Fonte: WebMap EPE EPE (2025c)

Em relação as simulações, estas consistiram na aplicação de curtos-circuitos monofásicos, seguidos pela isolamento do elemento em falta e a remoção deste. Aplicaram-se curtos-circuitos monofásicos, pois, conforme as diretrizes para o planejamento da expansão (CCPE, 2002; ANEEL, 2025c) e as diretrizes operativas (ONS, 2025d), o sistema elétrico deve ser estável para faltas desse tipo. Os tempos de eliminação de faltas considerados foram baseados no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2025d). Para as simulações envolvendo os transformadores da RBF, adotou-se um tempo de eliminação de faltas de 200 milissegundos (ms). No subsistema de Timóteo 2, por sua vez, aplicou-se 450 ms como medida conservadora na modelagem, uma vez que tempos maiores de eliminação tendem a acentuar a degradação da estabilidade eletromecânica do SEP. O tempo de 450 ms é o recomendado por (ONS, 2025d) para sistemas de subtransmissão não dotados de

teleproteção. Estudos dedicados ao tema investigam o chamado tempo crítico de eliminação de falta, ou "*Critical Clearing Time*" (CCT), conforme demonstrado na referência (CARLETTI, 2020). Assim, a adoção de um tempo de eliminação mais elevado buscou incorporar qualitativamente o conceito de CCT às análises realizadas.

Figura 32 – Croqui esquemático da subtransmissão interligada a SE Timóteo 2



Fonte: elaboração própria

Como pode ser visto pela Figura 32, há um montante de MMGD na rede de distribuição MT da SE Coronel Fabriciano, cujo valor totaliza 5,7 MW. Considerando a liberdade metodológica acadêmica, tal montante de MMGD foi desprezado na simulação dinâmica, para que a atuação do BESS de 10 MW fosse melhor explorada nas simulações, levando em conta o balanço carga-geração deste subsistema. A carga atendida pela SE Coronel Fabriciano soma 24,7 MW e 1,9 Mvar.

4.3 Resultados das Simulações

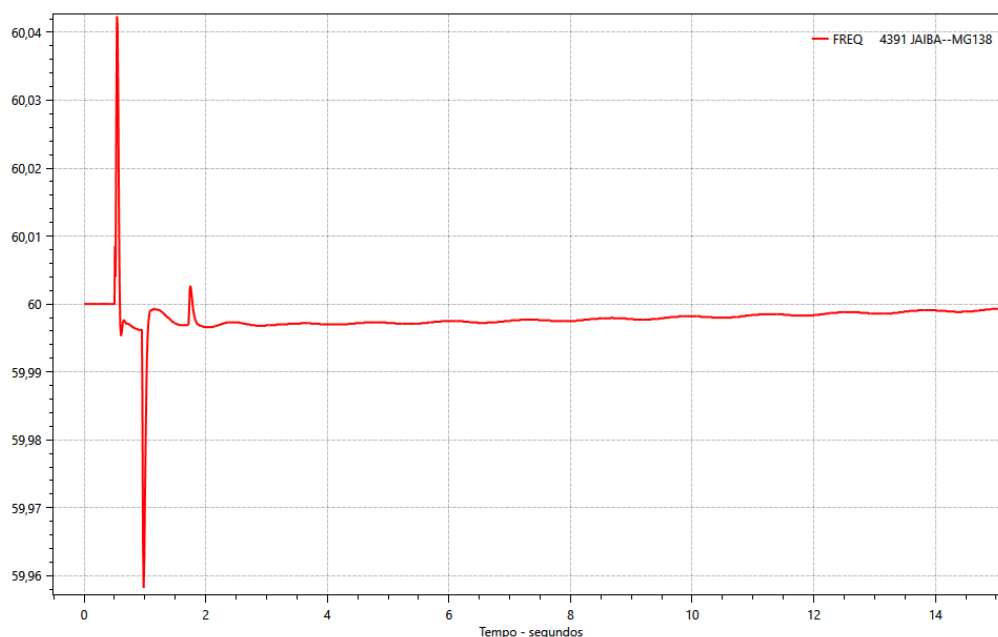
Nesta seção, serão apresentados os resultados das alternativas de aplicação e também serão feitos comentários a respeito das dificuldades enfrentadas e dos resultados bem sucedidos.

4.3.1 Aplicações de contingência em transformadores de RBF

Para essas aplicações, inicialmente, realizaram-se simulações de diagnóstico, a fim de verificar se, na contingência de uma das unidades do banco de transformadores das subestações elencadas, haveria problemas dinâmicos de subfrequência que justificassem a aplicação de um BESS. Conforme pode ser visto nas figuras adiante, não se verificou qualquer abalo na frequência da dinâmica de curto prazo do sistema nas barras de 138 kV das subestações Jaíba e Monte Alegre de Minas 2. A seguir, apresenta-se a justificativa para o fato de não terem ocorrido variações de frequência nos pontos de RBF:

- estes pontos do sistema de RBF são barras muito fortes, o que pode ser evidenciado pela potência de curto-circuito trifásica dessas barras. aliado a isso, as contingências simuladas não chegam a provocar déficit de potência ativa no sistema, de forma que não se percebe nenhum abalo de curto-prazo na frequência.

Figura 33 – Desempenho de frequência frente a contingência na SE Jaíba



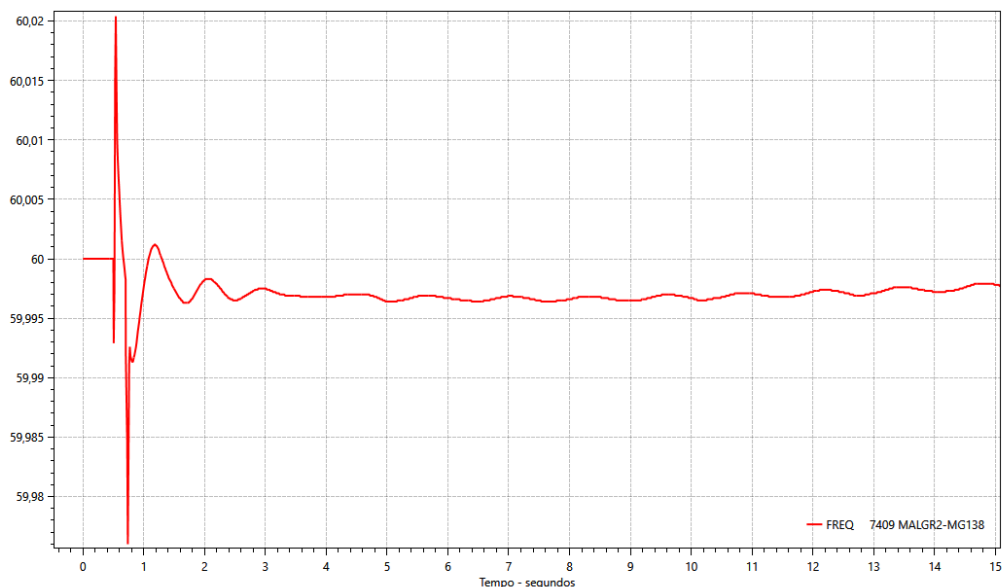
Fonte: elaboração própria

Os demais resultados oriundos das simulações de contingências nos trafo de RBF encontram-se na seção de apêndices.

4.3.2 Subsistema de Subtransmissão Apoiado na SE Timóteo 2

Nesta aplicação, encontrou-se algumas dificuldades para que a mesma fosse bem sucedida. Contudo, identificaram-se os obstáculos que estavam impedindo o desempenho satisfatório do sistema nas condições de ilhamento e conseguiu-se uma aplicação justificável do ponto de vista dinâmico para o BESS.

Figura 34 – desempenho de frequência frente a contingência na SE Monte Alegre de Minas 2



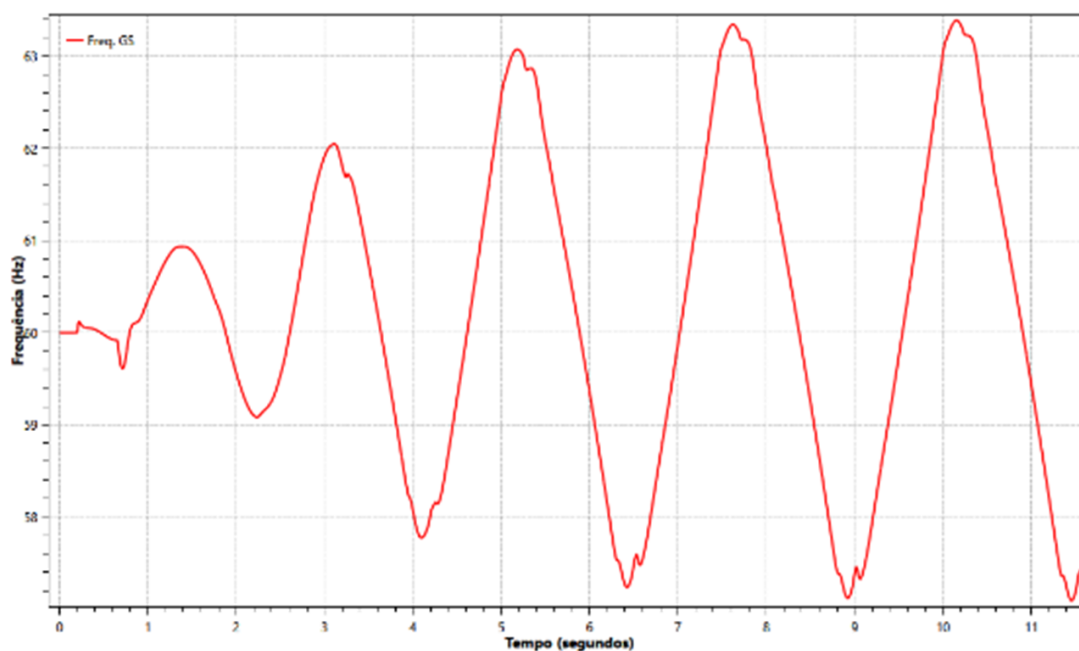
Fonte: elaboração própria

As dificuldades encontradas foram que, devido ao fato de a PCH Cocais Grande ser de pequeno porte, quando ocorria o ilhamento do subsistema onde ela se encontra, havia instabilidade nesse sistema. Para superar esse fato, utilizou-se um gerador de maior porte no lugar da usina de apenas 10 MVA de potência instalada. Adotado este procedimento, a simulação foi bem sucedida.

A Figura 35 mostra o desempenho de frequência na PCH Cocais Grande, onde se nota claramente o resultado instável. A justificativa para o desempenho instável reside no fato de que o subsistema ilhado é demasiadamente fraco, o que é evidenciado pela potência de curto-circuito trifásica do sistema isolado, cujo valor no ponto de conexão da PCH (barra de 69 kV) são 26,3 MVA. Esta potência de curto circuito considerada frente a potência do BESS resulta em uma R_{cc} de 2,63; o 2,63 que, conforme classifica-se, é uma rede muito fraca, em que existe a possibilidade de mal desempenho do modelo WECC, o que de fato se verificou.

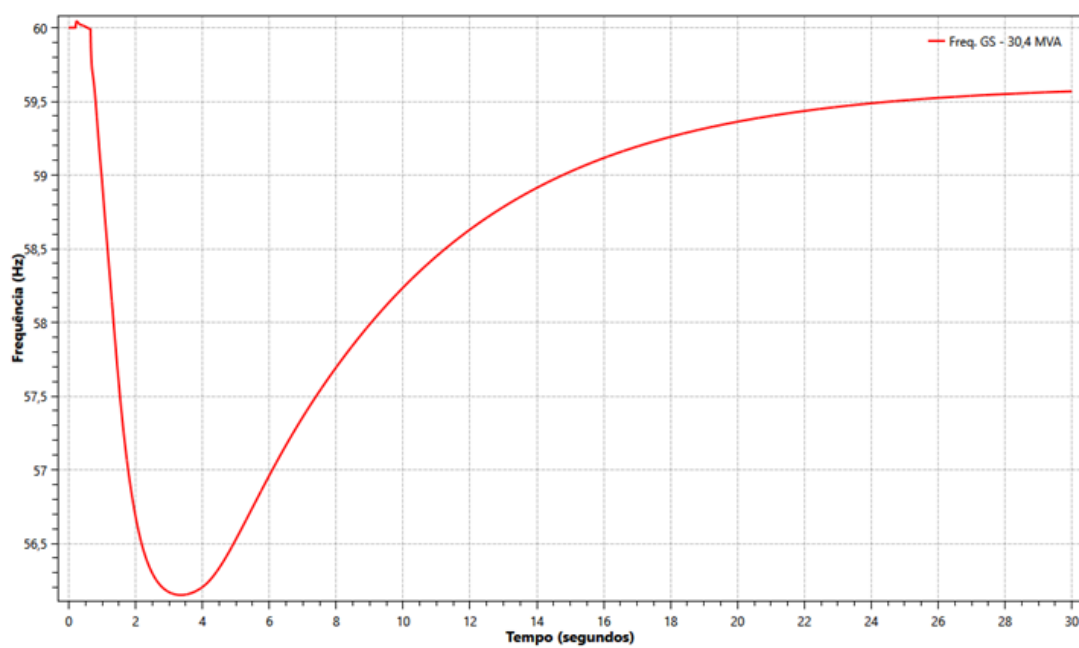
Quando se considerou os parâmetros de um gerador de maior porte no lugar do gerador de 10 MVA da PCH Cocais Grande, a simulação foi bem sucedida. Na simulação com sucesso, considerou-se um gerador com potência de 30,4 MVA, sendo o valor da potência de curto-circuito trifásica 122,7 MVA, resultando numa R_{cc} de 12,7.

Figura 35 – Desempenho de frequência da PCH Cocais Grande – gerador de 10 MVA



Fonte: elaboração própria

Figura 36 – Desempenho de frequência da PCH Cocais Grande – gerador de 30,4 MVA



Fonte: elaboração própria

5 CONCLUSÕES GERAIS

Nesta dissertação, buscou-se tratar de tópicos relevantes e atuais relacionados à estabilidade eletromecânica dos sistemas elétricos de potência, com ênfase na conjuntura nacional de forte crescimento da participação das fontes renováveis, em especial a geração eólica e fotovoltaica. Nesse cenário, os desafios para o planejamento da expansão e da operação do sistema já se encontram evidentes, uma vez que a elevada penetração dessas tecnologias altera a dinâmica do sistema e impõe novas exigências aos operadores e às distribuidoras.

Embora o termo "estabilidade eletromecânica" seja tradicionalmente empregado para designar fenômenos associados à oscilação do rotor das máquinas síncronas, observa-se que sua aplicação direta a sistemas com alta participação de UFVs e EOLs torna-se, progressivamente, menos precisa. Como demonstrado na literatura recente, a dinâmica dos sistemas com presença relevante de inversores envolve uma diversidade de escalas temporais muito mais ampla, abrangendo desde oscilações lentas (da ordem de 1 segundo) até fenômenos de banda larga que se estendem a centenas ou milhares de hertz. Essa constatação é destacada por Hou et al. (2025), ao apontarem que a antiga separação entre fenômenos eletromecânicos e eletromagnéticos deixa de ser adequada, visto que conversores introduzem oscilações em múltiplas escalas e novos modos antes inexistentes em sistemas convencionais. Segundo os autores, "as classificações tradicionais não são plenamente aplicáveis em sistemas dominados por eletrônica de potência" (HOU et al., 2025).

Assim, ainda que o termo continue amplamente utilizado no ambiente técnico e regulatório, é razoável supor que, no futuro, ele dê lugar a nomenclaturas mais adequadas, como "estabilidade de sistemas baseados em conversores" ou expressões similares, refletindo com maior precisão a diversidade de fenômenos introduzidos por inversores. De fato, trabalhos recentes, como Bernal & Milano (2025), enfatizam que a estabilidade em sistemas com alta penetração de IBRs deve levar em conta interações complexas entre controladores, redes e fenômenos de frequência acoplada, destacando que o comportamento dinâmico desses sistemas é substancialmente distinto daquele observado em sistemas síncronos convencionais (BERNAL; MILANO, 2025). Assim, a literatura recente tende a reforçar a ideia de que a nomenclatura clássica precisa ser revista, indicando uma evolução conceitual natural à medida que os sistemas elétricos mudam estruturalmente.

No tocante à modelagem, destacou-se a importância dos modelos genéricos do WECC, que se mostram ferramentas de grande valor para estudos de expansão e conexão de novas usinas. Essa relevância decorre do caráter preliminar dos projetos de geração reno-

vável, ainda na fase de acesso, em que modelos genéricos permitem avaliações consistentes, mesmo na ausência de informações detalhadas fornecidas pelos fabricantes. Ressalta-se que os modelos empregados neste trabalho não correspondem às versões mais recentes desenvolvidas pelo WECC/EPRI; contudo, os resultados obtidos permanecem representativos, pois abarcam modos de controle compatíveis com os efetivamente exigidos pelas normas de distribuição e pelos procedimentos de rede, notadamente aqueles relacionados ao controle de tensão e/ou de potência reativa.

A literatura internacional reforça a relevância da atualização contínua desses modelos. Hou et al. (2025), ao investigarem oscilações de frequência síncrona em conversores GFM, evidenciam que fenômenos importantes podem emergir ou desaparecer conforme a ordem do modelo dinâmico é aumentada ou reduzida, enfatizando a necessidade de representações mais completas e aderentes aos fenômenos reais observáveis em redes modernas (HOU et al., 2025). Da mesma forma, Bernal & Milano (2025) demonstram que controladores avançados baseados em frequência complexa alteram significativamente o comportamento dinâmico do sistema e reduzem a dependência de respostas inerciais clássicas, reforçando a importância de que modelos genéricos incorporem progressivamente esses novos mecanismos de controle (BERNAL; MILANO, 2025).

Quanto à aplicação de *Fast Frequency Response* (FFR) e de inércia sintética, o presente estudo evidenciou que o caminho a ser percorrido ainda é longo. Existem desafios tecnológicos a serem superados tanto no aprimoramento dos conversores de potência quanto na evolução dos modelos matemáticos que os representam. Ademais, a padronização de modelos e requisitos de desempenho será determinante para ampliar a confiabilidade das análises de estabilidade frente à crescente participação das fontes renováveis. A literatura internacional reforça essa visão: Bernal & Milano (2025) destacam que o uso de controladores avançados pode reduzir significativamente a dependência de inércia sintética e melhorar a resposta de frequência, desde que sejam adequadamente projetados para evitar interações indesejadas com os controladores internos dos conversores (BERNAL; MILANO, 2025).

Outro aspecto investigado refere-se às estratégias de operação de inversores, considerando as modalidades *grid-following* (GFL) e *grid-forming* (GFM). Observou-se que a difusão dos inversores GFM ainda é incipiente no contexto brasileiro e internacional, de modo que sua adoção em larga escala dependerá de avanços tanto na maturidade da tecnologia quanto na evolução dos requisitos de rede. Trabalhos recentes mostram que inversores GFM podem apresentar modos de oscilação novos, como as oscilações de frequência síncrona, decorrentes da interação entre controladores, dinâmica das linhas e propriedades intrínsecas de VSCs operando como fontes de tensão (HOU et al., 2025). Por outro lado, controladores avançados capazes de integrar suporte de tensão e frequência — como o η -control de Bernal & Milano — podem conferir maior robustez dinâmica a

sistemas com alta participação de IBRs, ainda que introduzam modos mais rápidos e dependentes dos detalhes de projeto dos controladores (BERNAL; MILANO, 2025).

No estudo de caso realizado nesta dissertação, investigou-se a inserção de inércia sintética em um sistema real de subtransmissão, considerando cenários com a atuação de um BESS do tipo GFL operando em rede ilhada formada a partir de uma geração síncrona. Ainda que tenha sido identificado apenas um caso que justificasse plenamente a aplicação da inércia sintética, considera-se que o objetivo principal foi atingido: explorar uma situação pouco abordada na literatura e avaliar o comportamento de um sistema de armazenamento em condições reais de operação. Ademais, no contexto da malha de subtransmissão da CEMIG D, acredita-se que a contribuição da inércia sintética tende a ser mais significativa em cenários de ilhamento, visto que a rede de distribuição em alta tensão apresenta, em condições normais, robustez suficiente para mitigar grandes oscilações de frequência.

Em síntese, os resultados desta dissertação contribuem para ampliar a compreensão dos impactos da inércia sintética em sistemas de subtransmissão, destacando tanto as oportunidades quanto as limitações da tecnologia no atual estágio de desenvolvimento. Embora o trabalho tenha se restringido a um estudo de caso específico, reforça-se que a metodologia empregada pode ser replicada para outros cenários de análise, fornecendo subsídios relevantes para o planejamento e a operação do sistema elétrico. Da mesma forma, o diálogo com a literatura recente evidencia que a estabilidade dinâmica de sistemas com alta participação de conversores é um campo em transição conceitual, no qual fenômenos clássicos, classificações tradicionais e modelos consolidados precisam ser reinterpretados à luz das novas tecnologias e dos novos modos de interação introduzidos pelas fontes renováveis.

Assim, conclui-se que a inércia sintética, embora ainda em estágio inicial de aplicação prática, apresenta-se como um recurso promissor para a manutenção da estabilidade dinâmica dos sistemas de potência frente ao crescimento expressivo das fontes renováveis, ao mesmo tempo em que a literatura contemporânea aponta para a necessidade de revisões conceituais e metodológicas que reflitam adequadamente a natureza multiescala e altamente controlada das dinâmicas introduzidas por usinas eólicas, fotovoltaicas e BESS.

5.1 Trabalhos Futuros

Por fim, como trabalhos futuros, consideram-se viáveis os seguintes desdobramentos desta dissertação:

- a busca por mais casos de aplicação de inércia sintética no sistema CEMIG D;

- a implementação no Programa Anatem dos modelos dinâmicos genéricos mais recentes do WECC;
- a investigação da aplicação de inversores GFM em condições de operação em rede fraca, explorando seu potencial para a prestação de serviços ancilares;
- a implementação de técnicas de FFR mais complexas nos modelos nativos WECC;
- a avaliação de políticas e requisitos de rede que possam acelerar a adoção de tais tecnologias no Brasil; e
- a investigação dos tipos de estabilidade inerentes a conversores de potência, dentre suas subdivisões, utilizando a base de dados do ONS.

Referências

- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. Hoboken, NJ: Wiley Interscience, 2003. 672 p. Citado na página 13.
- ANEEL. *BDGD*. 2023. Online. Citado na página 58.
- ANEEL. *Consulta Pública para Reestruturação dos Procedimentos de Rede*. 2025. <<https://aneel.gov.br/web/consultas-publicas/reestruracao-procedimentos-de-rede>>. Acesso em: julho de 2025. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- ANEEL. *Outorgas de Distribuição – ANEEL*. 2025. Citado na página 57.
- ANEEL. *PRODIST – Modulo 2*. 2025. Citado na página 60.
- BERNAL, D.; MILANO, F. A complex frequency-based control for inverter-based resources. *arXiv preprint*, 2025. Disponível em: <2501.00448v2>. Citado 3 vezes nas páginas 65, 66 e 67.
- BOSE, B. K. *Modern Power Electronics and AC Drives*. Knoxville: Prentice Hall, 2001. 736 p. Citado na página 24.
- BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons Ltd, 2001. 742 p. Citado na página 19.
- CANAL SOLAR. *Origem do apagão na Espanha é divulgada*. 2025. <<https://canalsolar.com.br/origem-blackout-na-espanha/>>. Acesso em: maio de 2025. Citado na página 29.
- CARLETTI, D. e. a. The virtual synchronous generator control for transient stability support in power systems with large-scale renewable plants. *Revista Principia - Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB*, Instituto Federal da Paraíba (IFPB), João Pessoa, Brazil, n. 53, p. 166–179, 2020. ISSN 1983-2109. Disponível em: </mnt/data/ademarcosta,+ (16)+4289-14486-1-LE.pdf>. Citado na página 61.
- CATÃO, B. H. A.; JUNIOR, Z. S. M.; PIRES, R. Dynamic changes in the models of wind and photovoltaic power plants in the ons electromechanical database: After the partial black-out of august 2023. *CBA*, v. 4, n. 1, p. 4223–4229, 2024. Citado na página 29.
- CCPE. *Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Critérios e Procedimentos para o Dimensionamento de Interligações Entre Submercados, Volume II, p. 15, 2002*. 2002. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/CCPE-volumeII>>. Acesso em: agosto de 2025. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 60.
- CEPEL. *Manual programa Anatem*. [S.l.], 2025. Citado na página 52.
- CIGRÉ. *Modelling of Inverted-based Generation for Power System Dynamic Studies*. [S.l.], 2018. JWG C4-C6.35/CIREN. Citado 6 vezes nas páginas 3, 18, 21, 22, 23 e 28.

- EPE. *Energy Systems of The Future: Integrating Variable Renewable Energy Sources in Brazil's Energy Matrix*. 2025. <<https://www.epe.gov.br/cooperacao-internacional-brasil-alemanha>>. Acesso em: julho de 2025. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- EPE. *Nota Informativa - PDE 2034 - Base de Dados de Fluxo de Potência*. 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/notainformativa_PDE2034>. Acesso em: junho 2025. Citado na página 16.
- EPE. *WebMap EPE*. 2025. <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/webmapepe/>>. Citado na página 60.
- EPE. *Workshop - Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética – Planejamento 2023-2027*. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/workshop>>. Acesso em: junho de 2025. Citado na página 15.
- EPRI. *Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models*. [S.l.], 2023. Citado 4 vezes nas páginas 37, 43, 47 e 48.
- GESEL. *Aplicação de BESS no Sistema Interligado Nacional*. 2025. <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2025/02/02_WS-Final-Coppe-Estudios-de-Regime-Permanente-e-DInamico_-_versaofinal.pdf>. Citado na página 59.
- GIBBARD, M.; POURBEIK, P.; VOWLES, D. *Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems*. Adelaide, Australia: University of Adelaide Press, 2015. 686 p. ISBN 9781925261035. Citado na página 11.
- GOMES, A. E. *Modelagem de sistemas de armazenamento a baterias com aplicação em estudos de estabilidade de frequência em redes com geração fotovoltaica*. 187 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 43.
- HATZIARGYRIOU, N. et al. Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021. Citado na página 11.
- HOU, Z. et al. Synchronous-frequency oscillation in grid-forming converter power grids. *The European Physical Journal Special Topics*, 2025. Disponível em: <[s11734-025-02002-2](https://doi.org/10.1051/epjst/2025/3602002)>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.
- IEEE Power & Energy Society. *Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced Technologies – Power System Dynamic Performance Committee*. [S.l.], 2020. Power System Dynamic Performance Committee. Citado 4 vezes nas páginas 7, 10, 11 e 13.
- IEEE Power & Energy Society. *Simulation methods, models, and analysis techniques to represent the behavior of bulk power system connected inverter-based resources*. [S.l.], 2023. Power System Dynamic Performance Committee. Citado na página 20.
- IEEE Standards Coordinating Committee 21. *Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. [S.l.], 2018. IEEE-SA Standards Board. Citado na página 30.

- ISA CTEEP. *Armazenamento de energia em bateria em larga escala do sistema de transmissão brasileiro*. 2025. <<https://www.isaenergiabrasil.com.br/nosso-negocio/inovacao/>>. Acesso em agosto 2025. Citado na página 3.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. New York, NY: McGraw-Hill Education, 1993. 1176 p. Citado 3 vezes nas páginas 8, 9 e 13.
- KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004. Citado na página 10.
- LATHI, B. P. *Linear Systems and Signals*. New York, USA: Oxford University Press, 2005. 689 p. Citado na página 8.
- MACHADO JR, Z. S. *UNIFEI – CESE 2019 – TRANSMISSÃO, Apostila: Estabilidade e Dinâmica de Sistemas Elétricos*. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- MACHADO JR, Z. S. *Apostila: Estabilidade e Dinâmica de Sistemas Elétricos*. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 42.
- MELO, F. d. *Dinâmica das Máquinas Elétricas – II, Volume 5, Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência, Série P.T.I*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1983. 223 p. Citado na página 8.
- MELO, F. d. *Dinâmica e Controle da Geração, Volume 6, Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência, Série P.T.I*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1983. 242 p. Citado na página 9.
- MIRANDA, R. et al. Application and validation of wecc models for photovoltaic and energy storage systems in anatem software for power system stability studies. 2023. Citado na página 3.
- NERC. *Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs*. [S.l.], 2020. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 32.
- NREL. *User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform*. [S.l.], 2014. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 43.
- ONS. *Relatório de Análise de Perturbação - RAP, Análise da Perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30 minutos*. [S.l.], 2023. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- ONS. *Sumário Executivo PAR/PEL 2023–2027*. [S.l.], 2023. Citado na página 4.
- ONS. *Plano da Operação Energética Nacional 2024 – Apresentação do PEN 2024–2028*. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigital_/Apresentacao_PEN_2024>. Acesso em: abril de 2025. Citado na página 2.
- ONS. *Relatório PAR/PEL 2024 – ciclo 2025–2029*. 2024. Citado na página 59.
- ONS. *Base de dados ANATEM*. 2025. Citado na página 58.
- ONS. *PAR/PEL 2025 – casos de acesso*. 2025. Citado na página 58.
- ONS. *PAR/PEL 2025, ciclo 2026-2030 – fluxo de potência*. 2025. Citado na página 58.

- ONS. *Procedimentos de Rede - Módulo 2 - Critérios e Requisitos - Submódulo 2.3 - Critérios - Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos*. 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/submodulo2.3>>. Acesso em: agosto de 2025. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 60.
- ONS. *Procedimentos de Rede: Submódulo 2.10 - Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão*. [S.l.], 2025. Citado 3 vezes nas páginas 4, 28 e 31.
- OUR WORLD IN DATA. *Renewable Energy*. 2025. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/renewable-energy>>. Acesso em: abril de 2025. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 21.
- POWERWORLD. *Manual do Programa Powerworld*. [S.l.], 2025. Citado na página 54.
- RAHMANN, C.; CASTILLO, A. Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions. *Energies*, v. 7, n. 10, p. 6306–6322, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 12, 30 e 32.
- RIBEIRO, P. F. *Comparing Grid-Following and Grid-Forming Inverters: Key Differences*. 2025. LinkedIn. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/comparing-grid-following-grid-forming-inverters-key-paulo-f-ribeiro-k7tyf/>>. Citado na página 27.
- SCHIOCHET, A. F. B. et al. Representação e validação dos modelos wecc de usinas fotovoltaicas e sistemas de armazenamento em estudos de estabilidade eletromecânica no anatem. 2023. Citado na página 3.
- SECRETARIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL. *Matriz elétrica brasileira registra maior expansão da história em 2024*. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/secom/pt-br/assuntos/noticias/2025/janeiro/matriz-eletrica-brasileira>>. Acesso em: abril de 2025. Citado na página 2.
- SILVA, L. R. d. et al. Modelagem genérica para representação de usinas fotovoltaicas em estudos de estabilidade eletromecânica. In: *XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2022. Citado 3 vezes nas páginas 2, 3 e 22.
- SINERTICS. *Understanding the Duck Curve*. 2025. Disponível em: <<https://synertics.io/blog/72/understanding-the-duck-curve>>. Acesso em: junho de 2025. Citado na página 16.
- TORRES, P. F. et al. Modelo dinâmico de sistemas de armazenamento de energia em baterias para o provimento de serviços ancilares. 2023. Citado 7 vezes nas páginas 3, 43, 46, 48, 50, 52 e 54.
- WECC. *Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification*. [S.l.], 2012. Modeling and Validation Work Group. Citado 6 vezes nas páginas 2, 3, 34, 38, 43 e 45.
- WECC. *WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide*. [S.l.], 2014. Modeling and Validation Work Group. Citado 10 vezes nas páginas 3, 43, 45, 51, 52, 97, 98, 99, 100 e 101.

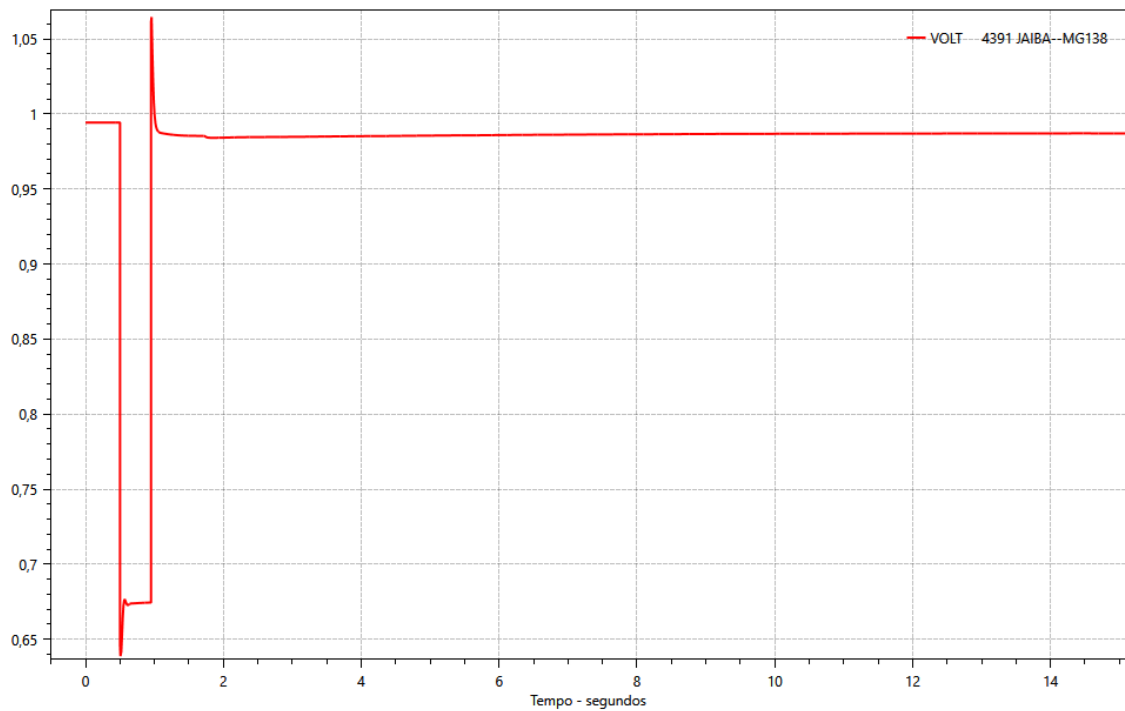
- WECC. *Wecc Type 3 Wind Turbine Generator Model, Phase II, Proposed Changes to the WECC WT3 Generic Model for Type 3 Wind Turbine Generators, Practices and List of Unacceptable Models*. 2014. Disponível em: <<https://www.wecc.org/Wind-Turbine-Generator>>. Citado na página 18.
- WECC. *Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline*. [S.l.], 2019. Modeling and Validation Work Group. Citado 4 vezes nas páginas 3, 18, 35 e 43.
- WECC. *RES Model Summary – Brief Summary of all 2nd Generation Generic Renewable Energy System Dynamic Models*. [S.l.], 2021. Citado na página 36.
- WECC. *Approved Dynamic Model Library*. [S.l.], 2025. Citado 3 vezes nas páginas 36, 37 e 54.
- ZHONG, Q.-C.; HORNIK, T. *Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration*. Piscataway, NJ: Wiley, 2013. 440 p. Citado 4 vezes nas páginas 13, 19, 24 e 25.

Apêndices

APÊNDICE A – Resultados das simulações do estudo de caso

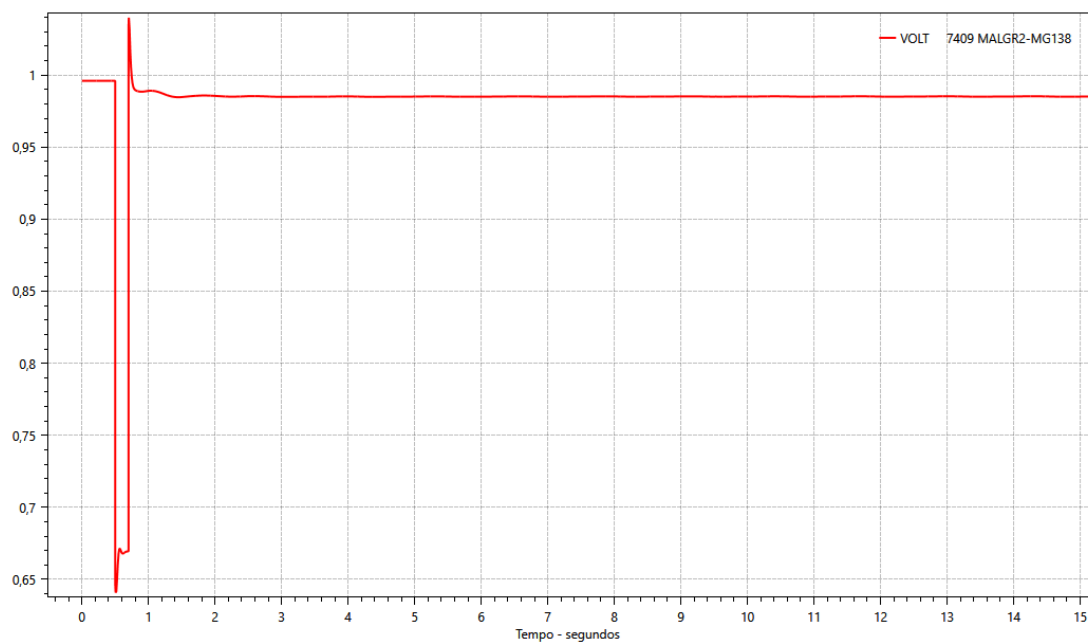
A.1 Resultados da Alternativa 1 do Estudo de Caso

Figura 37 – Desempenho de tensão frente a contingência na SE Jaíba



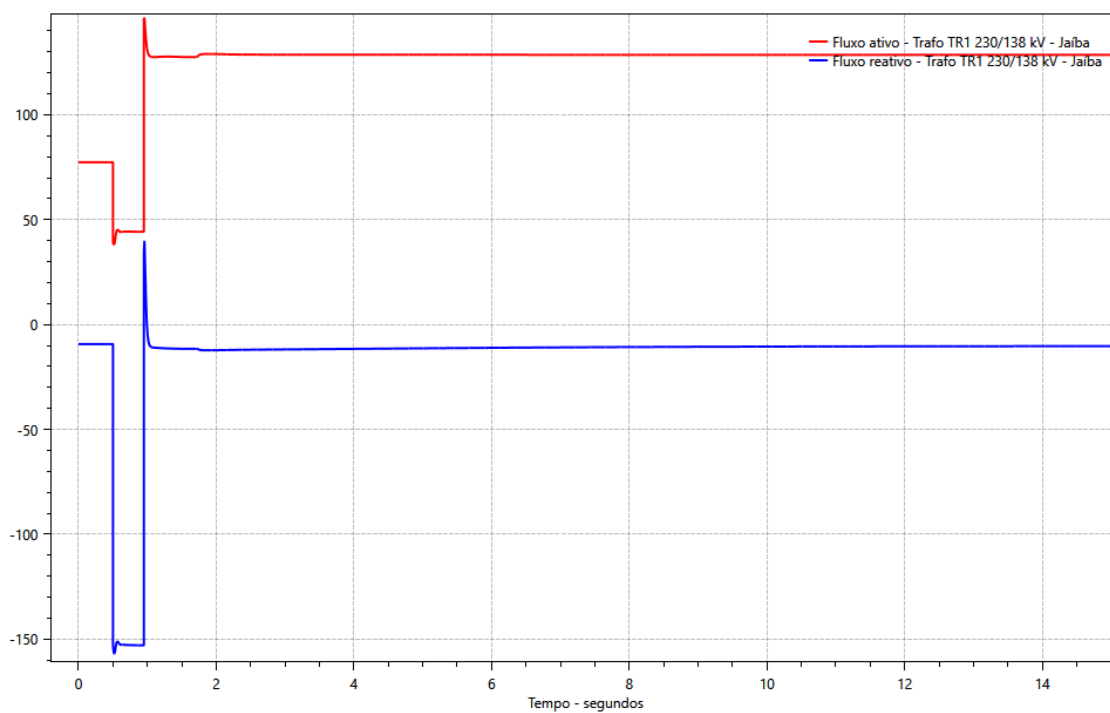
Fonte: elaboração própria

Figura 38 – Desempenho de tensão frente a contingência na SE Monte Alegre de Minas 2



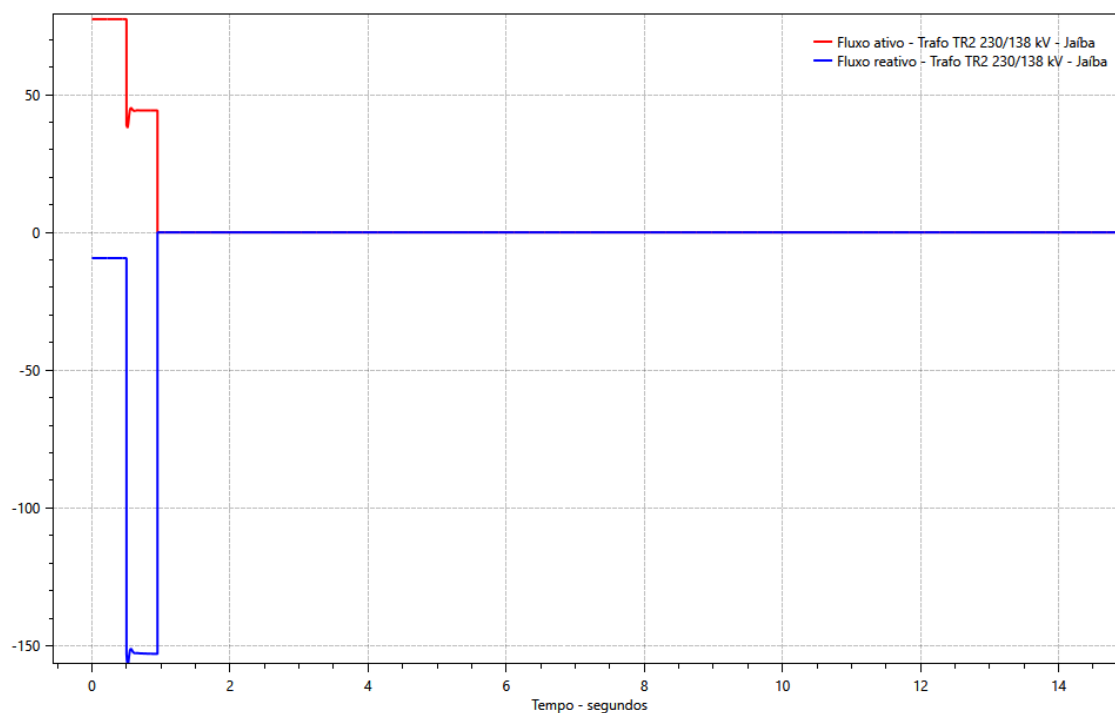
Fonte: elaboração própria

Figura 39 – Fluxos no trafo TR1 230/138 kV frente a contingência da SE Jaíba



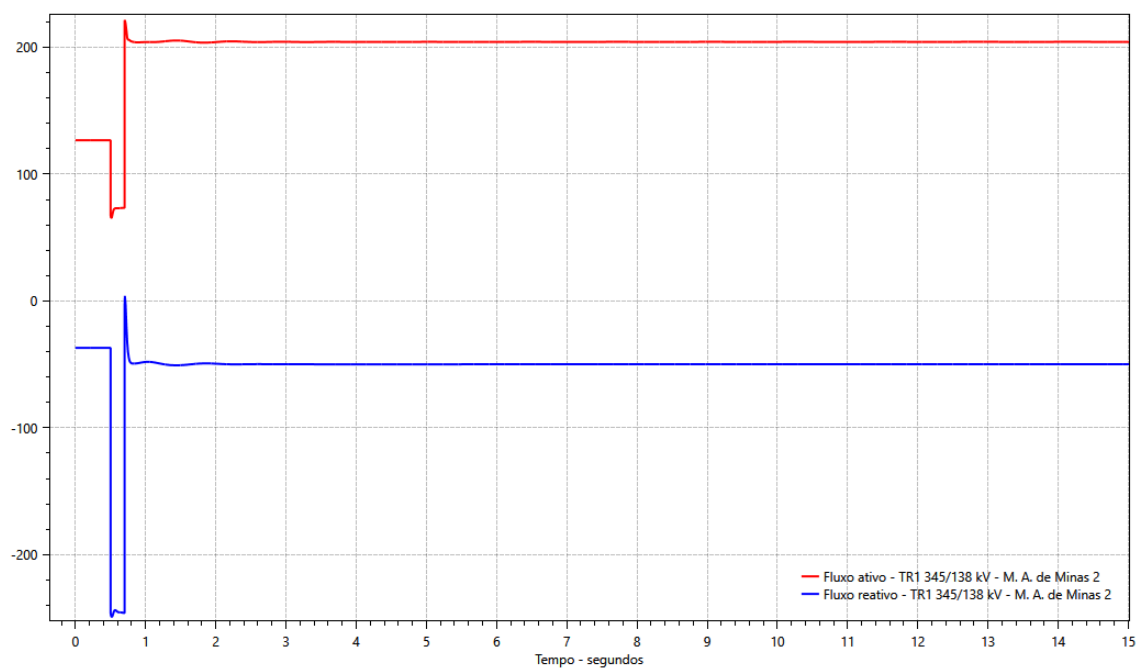
Fonte: elaboração própria

Figura 40 – Fluxos no trafo TR2 230/138 kV frente a contingência da SE Jaíba



Fonte: elaboração própria

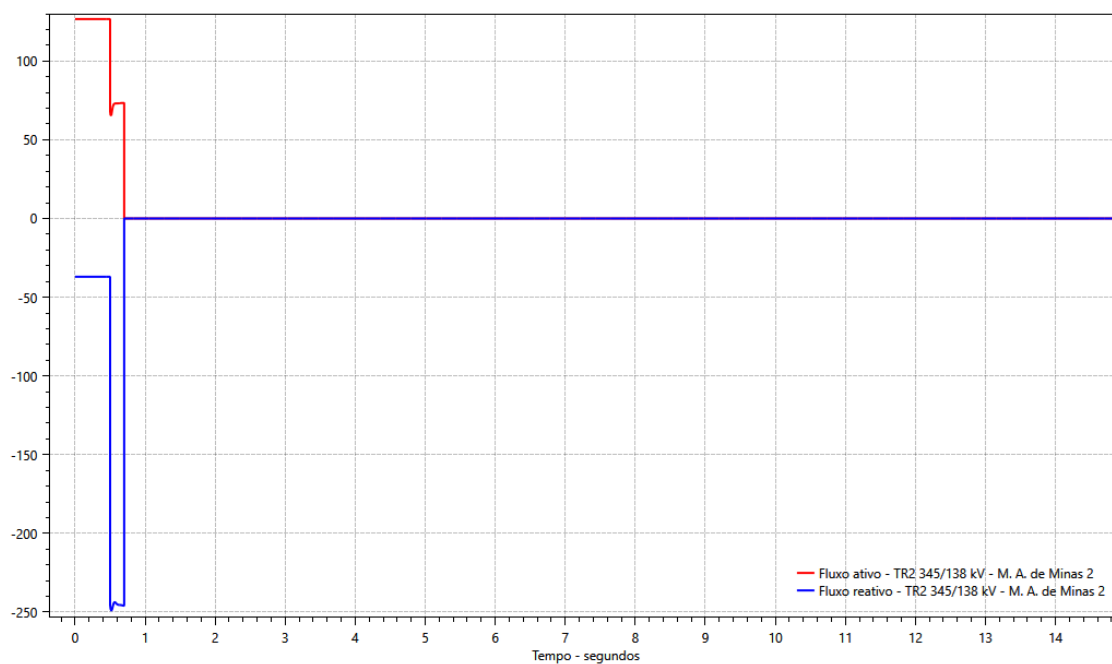
Figura 41 – Fluxos no trafo TR1 345/138 kV frente a contingência da SE Monte Alegre de Minas 2



Fonte: elaboração própria

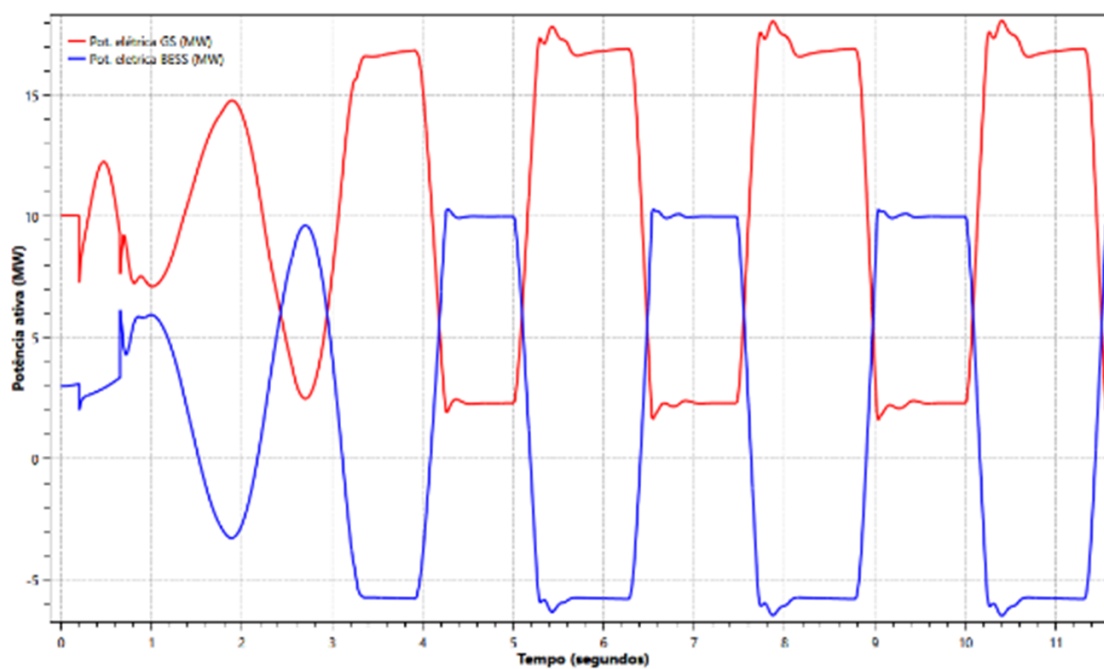
A.2 Resultados da Alternativa 2 do Estudo de Caso

Figura 42 – Fluxos no trafo TR2 345/138 kV frente a contingência da SE Monte Alegre de Minas 2



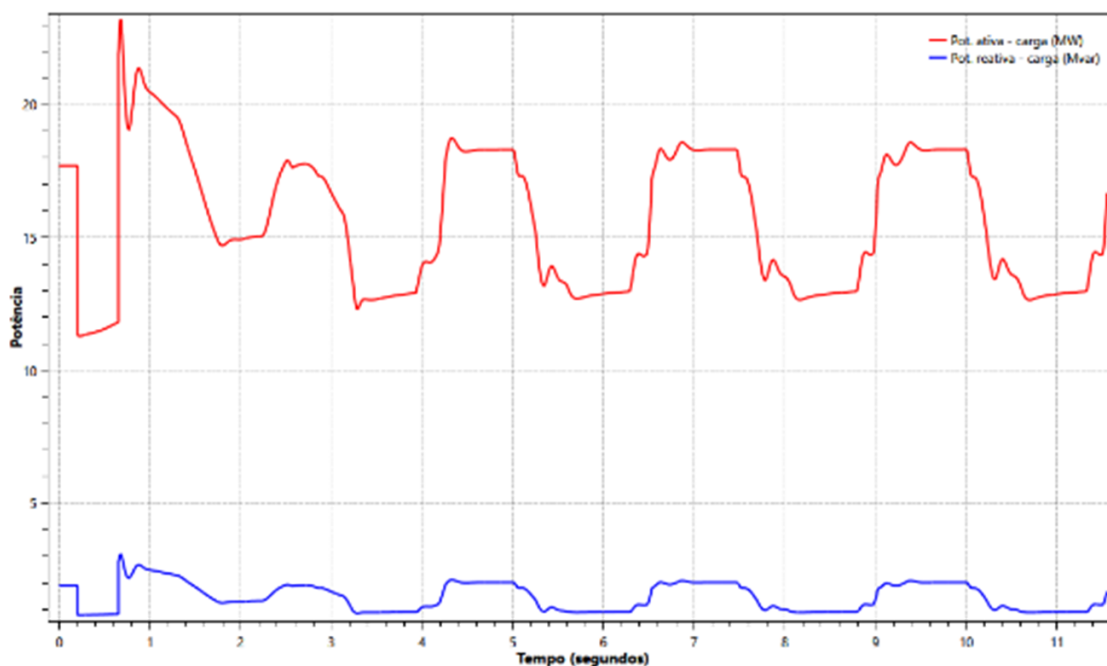
Fonte: elaboração própria

Figura 43 – Simulação instável da PCH Cocais Grande (10 MVA) e BESS



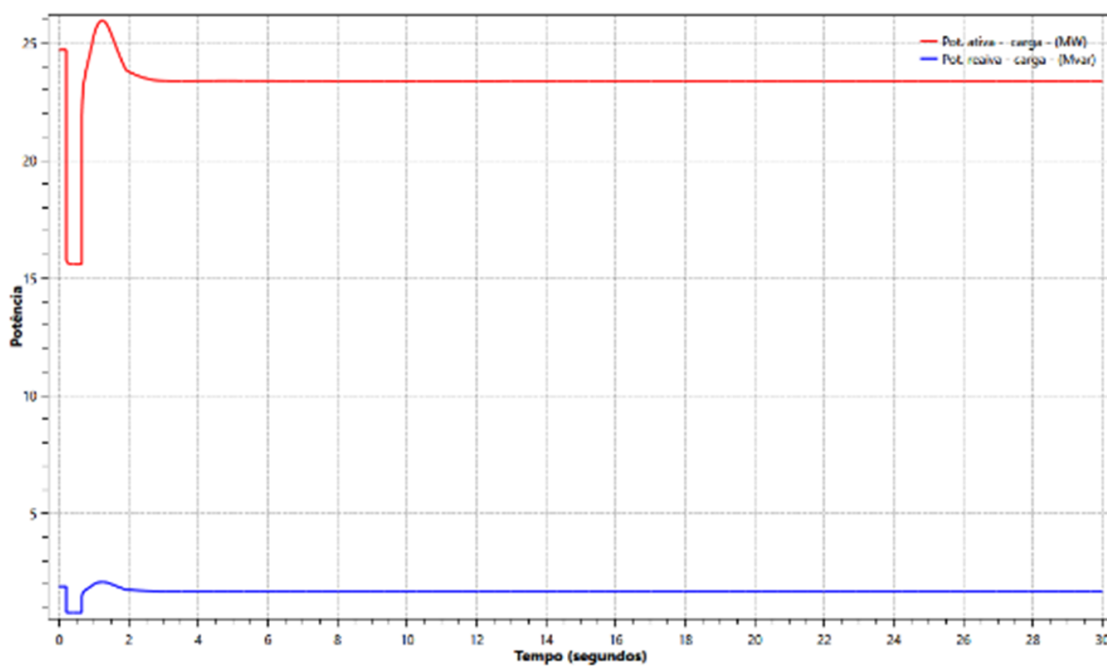
Fonte: elaboração própria

Figura 44 – Carga MT na SE Coronel Fabriciano 1 - resultado instável



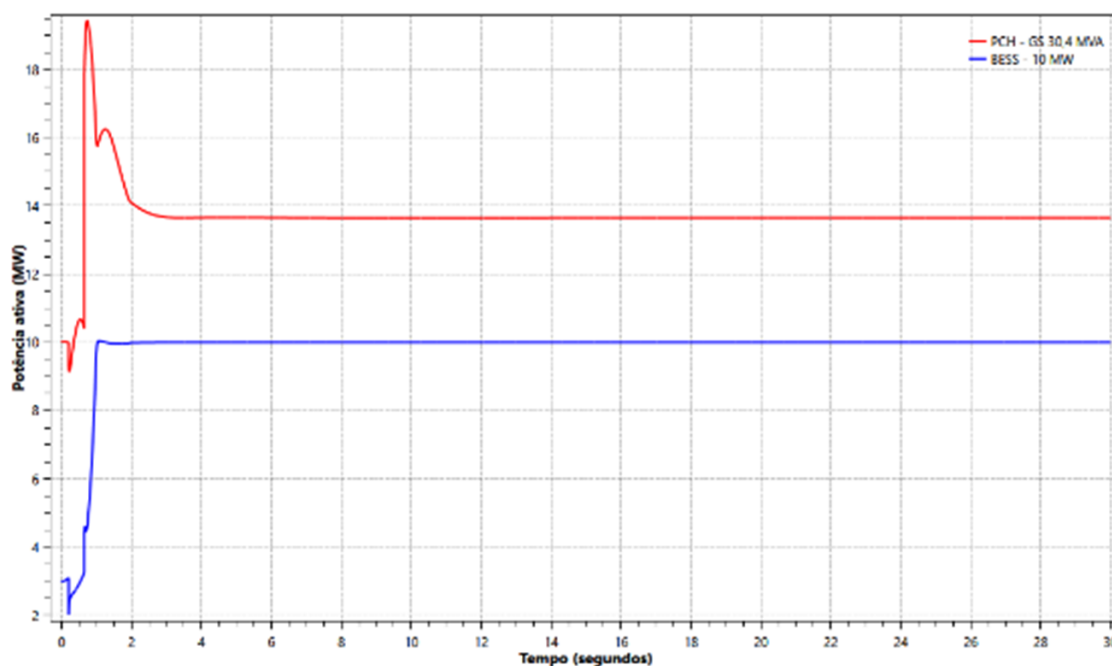
Fonte: elaboração própria

Figura 45 – Carga MT na SE Coronel Fabriciano 1 - resultado estável



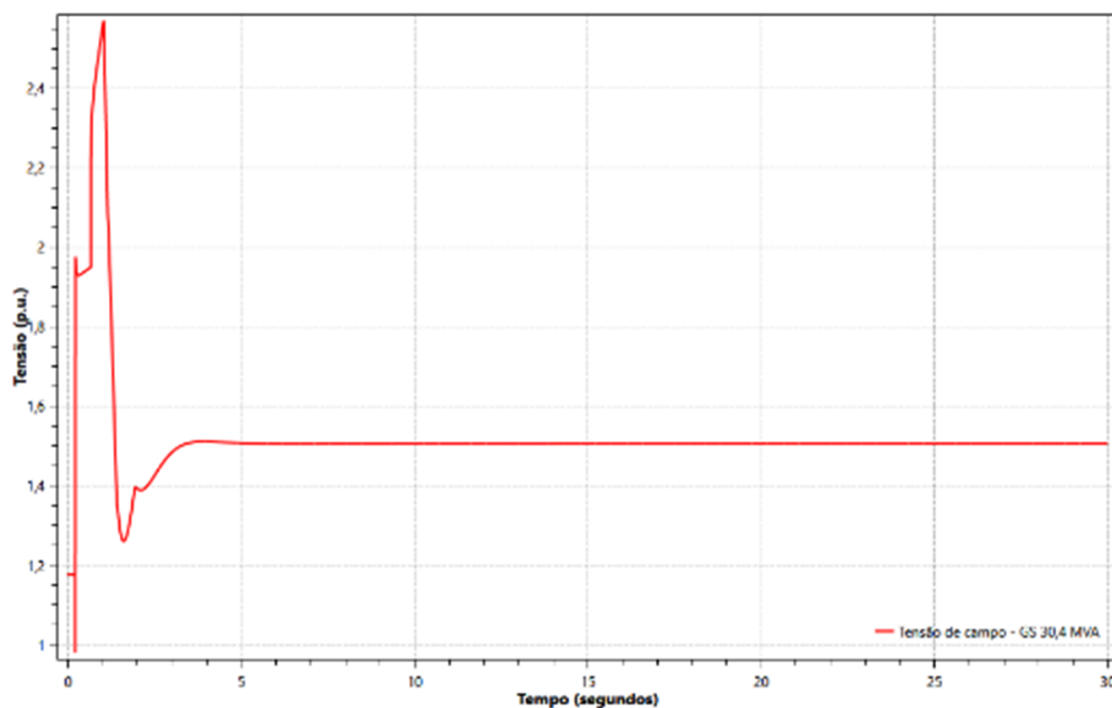
Fonte: elaboração própria

Figura 46 – Simulação estável da PCH Cocais Grande (30,4 MVA) e BESS



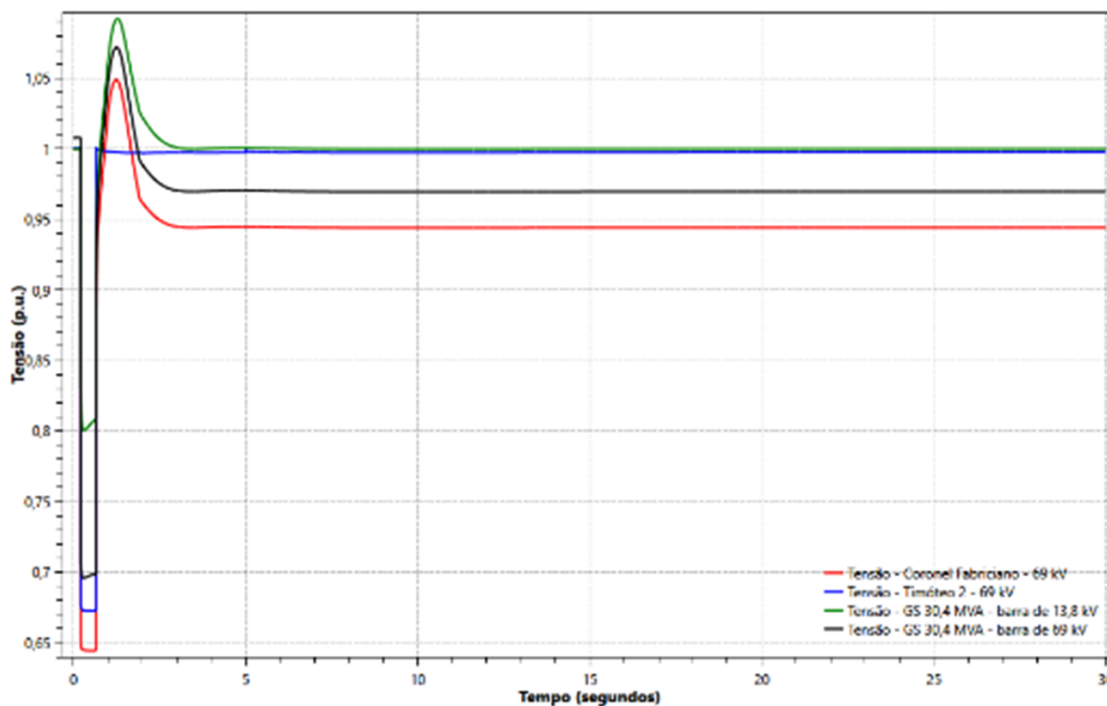
Fonte: elaboração própria

Figura 47 – Tensão de campo da PCH Cocais Grande (30,4 MVA) - resultado estável



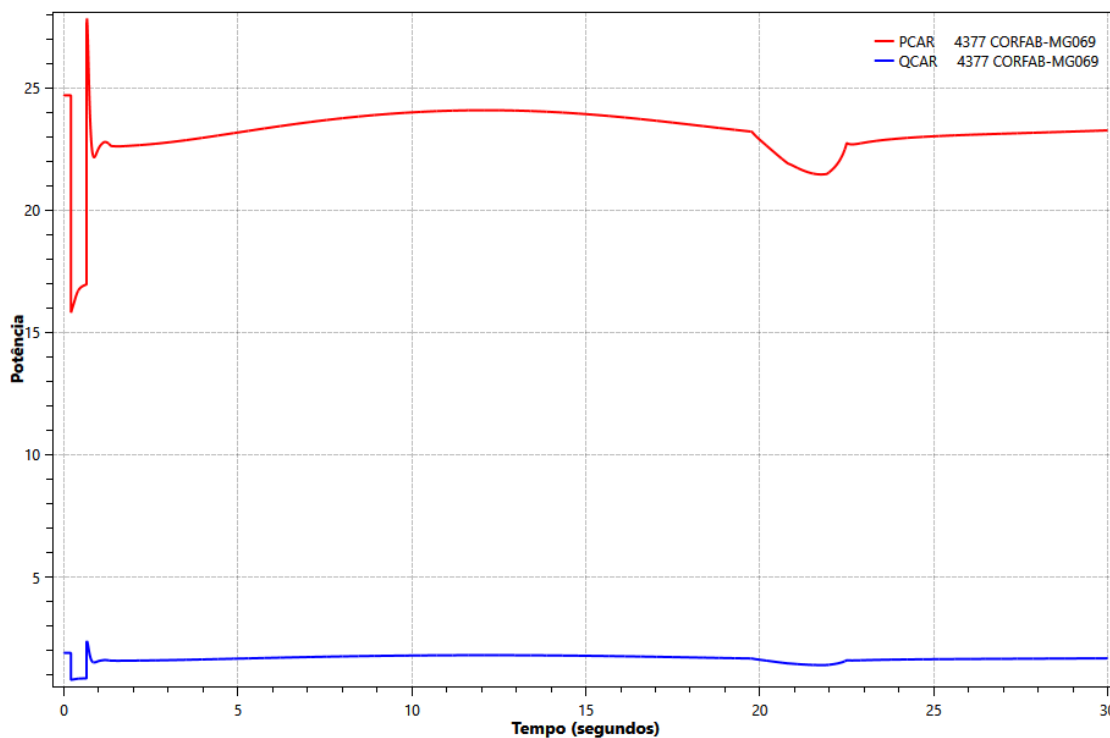
Fonte: elaboração própria

Figura 48 – Tensões nas barras da área de análise - simulação estável



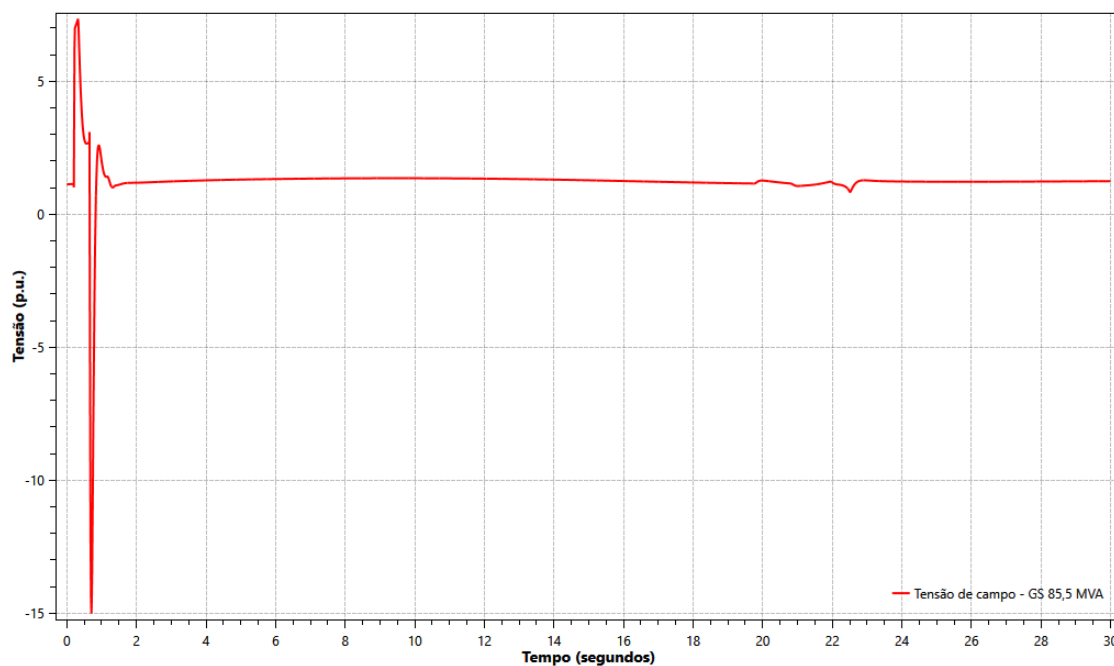
Fonte: elaboração própria

Figura 49 – Carga MT na SE Coronel Fabriciano 1 - GS 85,5 MVA - resultado estável



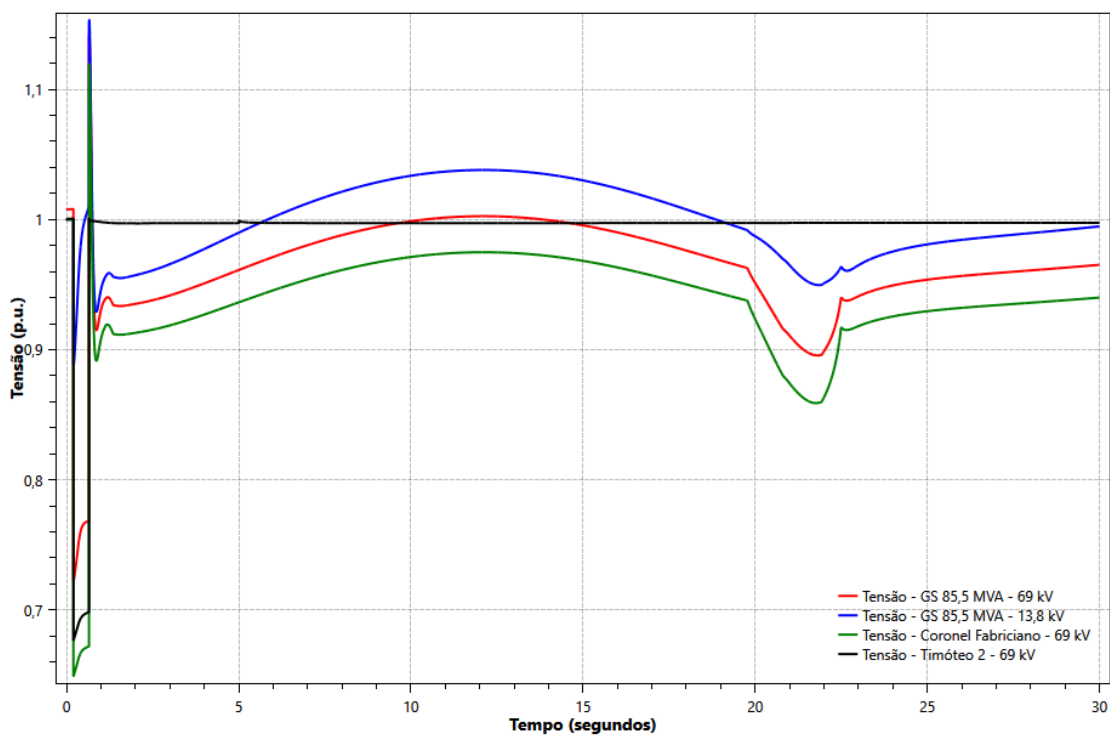
Fonte: elaboração própria

Figura 50 – Tensão de campo da PCH Cocais Grande (85,5 MVA) - resultado estável



Fonte: elaboração própria

Figura 51 – Tensões nas barras da área de análise- GS 85,5 MVA - simulação estável



Fonte: elaboração própria

Anexos

ANEXO A – Código em anatem dos módulos WECC

```

DTDU
(
( nc ) ( nome cdu )
10 REGC_A
(=====
(=====MÓDULO REGC_A (MODELO DO CONVERSOR)=====
(=====
(Base de Potência do BESS
DEFPAR #BMVA 10
(Flags de Ativação
DEFPAR #LVPLS 0
(Parametros
DEFPAR #IQRMX 99
DEFPAR #IQRMN -99
DEFPAR #TG 0.017
DEFPAR #TFLTR 0.02
DEFPAR #LVPL1 1.22
DEFPAR #ZEROX 0.05
DEFPAR #BRKPT 0.1
DEFPAR #RRPWR 10
(Low Voltage Active Current Management
DEFPAR #LVPT1 0.2
DEFPAR #LVPT0 0.05
(High Voltage Reactive Current Management
DEFPAR #KHV 0.7
DEFPAR #VOLIM 1.2
DEFPAR #IOLIM -1.3
(Locais de Import/Export
DEFPAR #LIQCD 4
DEFPAR #LIPCD 3
(Outros
DEFPAR #INF 9999999999999999.0
DEFPAR #ZERO 0.0
DEFPAR #INFN -9999999999999999.0
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(Controle de Iq
001*IMPORT QTFNT X001
002 LEDLAG IQCMD X002 1. 0. 1. #TG
003 COMPAR .GE. QGEN0 X003
ZERO X003
004 SELET2 IQRMN X004
INFN X004
X003 X004
005 SELET2 INF X005
IQRMX X005
X003 X005
006 RATELM X002 X006 X004 X005
(Controle de Ip
007 IMPORT VOLT VT
008 IMPORT CDU IPCMD #LIPCD
009 LEDLAG VT X009 1. 0. 1. #TFLTR
010 FUNCAC RAMPA X009 X010 #ZEROX0. #BRKPT#LVPL1
011 COMPAR .GT. X009 X011
BRKPT X011

```

```

012 SELET2      X010  X012
                INF  X012
                X011  X012
013 SELET2      X012  X013
                X012  X013
                LVPLS X013
014 LEDLAG      IPCMD X014  1.  0.  1.  #TG  INFN  X013
015 RATELM      X014  X015                INFN  RRPWR
(Low Voltage Active Current Management
016 FUNCAO RAMPA VT    X016  #LVPT00.  #LVPT11.
017 MULTPL      X015  IP
                X016  IP
(High Voltage Reactive Current Management
018 MULTPL      X006  X018
                VT    X018
019 SOMA        -VOLIM X019
020 GANHO       X019  X020  #KHV
021 LIMITA      X020  X021                ZERO  INF
022 COMPAR .GT. VT    X022
                VOLIM X022
023 SELET2      ZERO  X023
                X021  X023
                X022  X023
024 SOMA        X018  X024
                -X023 X024
025 LIMITA      X024  X025                IOLIM INF
026 DIVSAC      X025  IQ
                VT    IQ
(Transformada e export
9980 IMPORT VOLTR          VOLTR
9981 IMPORT VOLTI          VOLTI
9982 PHASE                VOLTR THETA
                VOLTI  THETA
( 027 IMPORT ANGL          THETA
028 FUNCAO COS            THETA X028
029 FUNCAO SIN            THETA X029
030 MULTPL                IP    X030
                X028  X030
031 MULTPL                IP    X031
                X029  X031
032 MULTPL                IQ    X032
                X029  X032
033 MULTPL                IQ    X033
                X028  X033
034 SOMA                  X030  X034
                -X032 X034
035 SOMA                  X031  X035
                X033  X035
036 EXPORT IIRFNT IREAL
037 EXPORT IIIFNT IIMAG
(Inicializar IQCMD (IQCMD0) e IPCMD (IPCMD0)
038 MULTPL                X034  X038
                X029  X038
039 DIVSAC                X038  X039
                X028  X039
040 SOMA                  X035  X040
                -X039 X040
041 FUNCAO X**2           X029  X041
042 FUNCAO X**2           X028  X042
043 SOMA                  X041  X043
                X042  X043

```

```

044 DIVSAC      X043  X044
                X028  X044
045 DIVSAC      X040  X045
                X044  X045
046 MULTPL      X045  X046
                X029  X046
047 SOMA        X034  X047
                X046  X047
048 DIVSAC      X047  X048
                X028  X048
049 DIVSAC      X045  IQCMD0
                VT    IQCMD0
050 DIVSAC      X048  IPCMD0
                VT    IPCMD0
(Entrada das variáveis
051 IMPORT CDU          IQCMD #LIQCD
052*ENTRAD             ZERO
053*ENTRAD             INF
054*ENTRAD             INFN
055*ENTRAD             IQRMN
056*ENTRAD             IQRMX
057*ENTRAD             BRKPT
058*ENTRAD             VOLIM
059*ENTRAD             LVPLS
(Saídas
060 SAIDA             IQCMD0
061 SAIDA             IPCMD0
(Mudança de Base
062*IMPORT PBSIS      SMVA
063*ENTRAD            BMVA
064*DIVSAC            SMVA  KSB
                        BMVA  KSB
065*DIVSAC            BMVA  KSB
                        SMVA  KSB
066*SAIDA             KSB
067*SAIDA             KBS
068 MULTPL            X001  QGENO
                        KSB  QGENO
069 MULTPL            X034  IREAL
                        KBS  IREAL
070 MULTPL            X035  IIMAG
                        KBS  IIMAG

( (=====
(-----DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS-----
(=====
(-----
(      (stip) (vdef) ( dl )
(-----
( (Variáveis Gerais
DEFVAL      INF      #INF
DEFVAL      INFN     #INFN
DEFVAL      ZERO     #ZERO
DEFVAL      BMVA     #BMVA
(Flags de Ativação
DEFVAL      LVPLS    #LVPLS
(Variáveis de parametrização
DEFVAL      IQRMN    #IQRMN
DEFVAL      IQRMX    #IQRMX
DEFVAL      BRKPT    #BRKPT
DEFVAL      RRPWR    #RRPWR
DEFVAL      VOLIM    #VOLIM
DEFVAL      IOLIM    #IOLIM
DEFVAL VAR   IPCMD   IPCMD0
DEFVAL VAR   IQCMD   IQCMD0
FIMCDU

```

```

11 REEC_C
(=====
(=====MÓDULO REEC_C (CONTROLADOR DO CONVERTOR)=====
(=====
(Base de Potência do BESS
DEFPAR #BMVA 10
(Flags de Ativação
DEFPAR #PFPLG 0
DEFPAR #PQFLG 0
DEFPAR #QFLG 1
DEFPAR #VFLG 1
DEFPAR #RLFLG 0
(Freeze State Control
DEFPAR #VDIP -99
DEFPAR #VUP 99
(Controle Ip
DEFPAR #DPMX 99
DEFPAR #DPMN -99
DEFPAR #PMX 1.0
DEFPAR #PMN -0.667
DEFPAR #TPORD 0.017
DEFPAR #TSOC 999
DEFPAR #SOCMX 0.8
DEFPAR #SOCMN 0.2
(Controle Iq
DEFPAR #TRV 0.01
DEFPAR #DBD1 -0.05
DEFPAR #DBD2 0.05
DEFPAR #KQV 0.0
DEFPAR #IQH1 0.75
DEFPAR #IQL1 -0.75
DEFPAR #TP 0.05
DEFPAR #QMX 0.75
DEFPAR #QMN -0.75
DEFPAR #VMX 1.1
DEFPAR #VMN 0.9
DEFPAR #KQP 1.0
DEFPAR #KQI 1.0
DEFPAR #KVP 1.0
DEFPAR #KVI 1.0
DEFPAR #TIQ 0.017
(Current Limit Logic
DEFPAR #IMAX 1.11
(VDL1 Curve
DEFPAR #VQ1 0.0
DEFPAR #IQ1 0.75
DEFPAR #VQ2 0.2
DEFPAR #IQ2 0.750001
DEFPAR #VQ3 0.5
DEFPAR #IQ3 0.750002
DEFPAR #VQ4 1.0
DEFPAR #IQ4 0.750003
(VDL2 Curve
DEFPAR #VP1 0.2
DEFPAR #IP1 1.11
DEFPAR #VP2 0.5
DEFPAR #IP2 1.110001
DEFPAR #VP3 0.75
DEFPAR #IP3 1.110002

```

```

DEFFPAR #VP4 1.0
DEFFPAR #IP4 1.110003
(Locais
DEFFPAR #LIPC0 6
DEFFPAR #LIQC0 5
DEFFPAR #LFNT 7
DEFFPAR #BESST 12
DEFFPAR #LPREF 10
DEFFPAR #LQEXT 11
(User Defined Inputs and Other
DEFFPAR #VREF0 1
DEFFPAR #SOC0 0.5
DEFFPAR #VTMIN 0.8
DEFFPAR #PAUX 0.0
DEFFPAR #INF 9999999999999999.0
DEFFPAR #ZERO 0.0
DEFFPAR #DZERO 0.00000000000001
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(Valores de entrada
001 IMPORT VOLT VT #BESST
002 IMPORT PTFNT X002 #LFNT
003 IMPORT QTFNT X003 #LFNT
004 ENTRAD VREF0
005*ENTRAD PAUX
006*ENTRAD IMAX
007*ENTRAD PFFLG
008*ENTRAD PQFLG
009*ENTRAD QFLG
013*ENTRAD ZERO
015*ENTRAD VDIP
016*ENTRAD VUP
017*ENTRAD SOCMN
018*ENTRAD SOCMX
019*ENTRAD SOC0
010*ENTRAD VFLG
(Controle de Iqinj
020 LEDLAG VT X20 1. 0. 1. #TRV
021 SOMA VREF0 X21
-X20 X21
022 FUNCAO DEADB2 X21 X22 #DBD1 1. #DBD2 1.
023 MULTPL X21 X23
X22 X23
024 GANHO X23 X24 #KQV
025 LIMITA X24 X25 IQL1 IQH1
(Referência para o controle de Iqcmd
026 LEDLAG PE X26 1. 0. 1. #TP
027 LIMITA PE X27 DZERO INF
028 DIVSAC QGEN X28
X27 X28
029 MULTPL X28 X29
X26 X29
030 SELET2 X095 X30
X29 X30
PFFLG X30
(Determinar Voltage_dip
031 COMPAR .LT. VT X31
VDIP X31
032 COMPAR .GT. VT X32
VUP X32
033 LOGIC .OR. X31 X33
X32 X33

```

```

034 LOGIC .NOT. X33 X34
(Cálculo de Iqcmd
035 LIMITA X30 X35 QMN QMX
036 SOMA X35 X36
-QGEN X36
037 ORD (1) X36 X37 #KQI #KQP 0. 1. VMN VMX
038 T/HOLD X37 X38
X34 X38
039 SELET2 X30 X39
X38 X39
VFLG X39
040 LIMITA X39 X40 VMN VMX
041 SOMA X40 X41
-X20 X41
042 ORD (1) X41 X42 #KVI #KVP 0. 1. IQMN IQMX
043 T/HOLD X42 X43
X34 X43
044 LIMITA X20 X44 VTMIN INF
045 DIVSAC X30 X45
X44 X45
046 LEDLAG X45 X46 1. 0. 1. #TIQ
047 T/HOLD X46 X47
X34 X47
048 SELET2 X47 X48
X43 X48
QFLG X48
049 SOMA X25 X49
X48 X49
050 LIMITA X49 X50 IQMN IQMX
(Calculo do Ipcmd
051 RATELM PREF X51 DPMN DPMX
052 LEDLAG X51 X52 1. 0. 1. #TPORD PMN PMX
053 T/HOLD X52 X53
X34 X53
054 DIVSAC X53 X54
X44 X54
055 SOMA X54 X55
PAUX X55
056 LIMITA X55 IPCMD IPMN IPMX
(Current Limit Logic and Limitação de Ipmín e Ipmáx em função do SoC
057 PROINT PE X57 1. 0. #TSOC IQMN IQMX
058 SOMA SOC0 X58
-X57 X58
059 LIMITA X58 SOC SOCMN SOCMX
060 COMPAR .GE. SOC X60
SOCMX X60
061 COMPAR .LE. SOC X61
SOCMN X61
062 FUNCAO PONTOS X20 X62 #VQ1 #IQ1
#VQ2 #IQ2
#VQ3 #IQ3
#VQ4 #IQ4
063 FUNCAO PONTOS X20 X63 #VP1 #IP1
#VP2 #IP2
#VP3 #IP3
#VP4 #IP4
064 FUNCAO X**2 IMAX X64
065 FUNCAO X**2 IPCMD X65
066 FUNCAO X**2 IQCMD X66
067 SOMA X64 X67
-X66 X67
068 SOMA X64 X68
-X65 X68

```

```

069 FUNCAO SQRT X67 X69
070 FUNCAO SQRT X68 X70
071 MIN X62 X71
      IMAX X71
072 MIN X63 X72
      X69 X72
073 MIN X62 X73
      X70 X73
074 MIN X63 X74
      IMAX X74
075 SELET2 X71 IQMX
      X73 IQMX
      PQFLG IQMX
076 SELET2 X72 X76
      X74 X76
      PQFLG X76
077 FUNCAO MENOS IQMX IQMN
078 FUNCAO MENOS X76 X78
079 SELET2 X78 IPMN
      ZERO IPMN
      X60 IPMN
080 SELET2 X76 IPMX
      ZERO IPMX
      X61 IPMX

(Saídas
081 EXPORT CDU IPCMD
082 EXPORT CDU IQCMD

(Entrada das variáveis
083 IMPORT CDU PREF #LPREF
084 IMPORT CDU QEXT #LQEXT

(Mudança de Base
085*IMPORT PBSIS SMVA
086*ENTRAD BMVA
087*DIVSAC SMVA KSB
      BMVA KSB
088*DIVSAC BMVA KBS
      SMVA KBS
089*SAIDA KSB
090*SAIDA KBS
091 MULTPL X002 PE
      KSB PE
092 MULTPL X003 QGEN
      KSB QGEN

(Seleção Controle Local ou de Planta
093 ENTRAD QLOC
094 ENTRAD RLFLG
095 SELET2 QEXT X095
      QLOC X095
      RLFLG X095

(Mudança de Sinal IQCMD
096 GANHO X50 IQCMD -1.0
(
(-----DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS-----)
(-----)
( (stip) (vdef) ( dl ) )
(-----)

(Variáveis Gerais
DEFVAL INF #INF
DEFVAL ZERO #ZERO
DEFVAL DZERO #DZERO
DEFVAL BMVA #BMVA

```

```

(Flags de controle
DEFVAL      PFFLG #PFFLG
DEFVAL      PQFLG #PQFLG
DEFVAL      QFLG  #QFLG
DEFVAL      VFLG  #VFLG
DEFVAL      RLFLG #RLFLG
(Controle de Ipcmd e Iqcmd
DEFVAL      IQH1  #IQH1
DEFVAL      IQL1  #IQL1
DEFVAL      VDIP  #VDIP
DEFVAL      VUP   #VUP
DEFVAL      DPMN  #DPMN
DEFVAL      DPMX  #DPMX
DEFVAL      PMN   #PMN
DEFVAL      PMX   #PMX
DEFVAL      PAUX  #PAUX
DEFVAL      VTMIN #VTMIN
DEFVAL      SOCO  #SOCO
DEFVAL      SOCMN #SOCMN
DEFVAL      SOCMX #SOCMX
DEFVAL      IMAX  #IMAX
DEFVAL      VREF0 #VREF0
DEFVAL      QMN   #QMN
DEFVAL      QMX   #QMX
DEFVAL      VMN   #VMN
DEFVAL      VMX   #VMX
(Inicialização de Ipcmd e Iqcmd
DEFVAL CDU  IPCMD #LIPC0
DEFVAL CDU  IQCMD #LIQCO
(Inicialização SOC
DEFVAL      SOC   #SOC0
(Inicializar Qext e Qloc
DEFVAL VAR   QEXT QGEN
DEFVAL VAR   QLOC QGEN
(Inicializar as entradas das seletoras
(Vflag
DEFVAL      X38   1.0
(Qflag
DEFVAL VAR   X43   X48
DEFVAL VAR   X47   X48
(
FIMCDU
(
12      REPC_A
(=====
(-----MÓDULO REPC_A (CONTROLE DA PLANTA)-----
(=====
(Base de Potência do BESS
DEFFPAR #BMVA 10
(Flags de ativação
DEFFPAR #FQFLG 1
DEFFPAR #RFPLG 0
DEFFPAR #VPFLG 0
(Locais de Medicao
DEFFPAR #NBRMT 1           (Barra Remota onde será medida a tensão de cont:
DEFFPAR #NBRMU 2           (Circuito onde será medida a potência de contro
(Active Power Control
DEFFPAR #TP 0.25
DEFFPAR #FDBD1 -0.00083
DEFFPAR #FDBD2 0.00083
DEFFPAR #DDN 126
DEFFPAR #DUP 126

```

```

DEFFPAR #FEMX 99
DEFFPAR #FEMN -99
DEFFPAR #PMX 1.0
DEFFPAR #PMN -0.667
DEFFPAR #KPG 1.0
DEFFPAR #KIG 1.0
DEFFPAR #TLAG 0.8
(Reactive Power Control
DEFFPAR #TFLT 0.02
DEFFPAR #KC 0.0
DEFFPAR #EMX 0.1
DEFFPAR #EMN -0.1
DEFFPAR #QMX 0.75
DEFFPAR #QMN -0.75
DEFFPAR #KP 1.0
DEFFPAR #KI 4.0
DEFFPAR #TFT 0.01
DEFFPAR #TFV 0.2
DEFFPAR #QDBD1 0.0
DEFFPAR #QDBD2 0.0
DEFFPAR #VFRZ 0.0
(Locais de Import/Export
DEFFPAR #LPREF 8
DEFFPAR #LQEXT 9
(Outros
DEFFPAR #INF 999999999999999.0
DEFFPAR #ZERO 0.0
DEFFPAR #INFN -999999999999999.0
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(Controle de Pref
(Valores de entrada
001 IMPORT FLXA X001 #NBRMU
002 IMPORT FREQ FREQ #NBRMT
003 IMPORT ILINR X003 #NBRMU
004 IMPORT ILINI X004 #NBRMU
005 IMPORT VOLT VREG #NBRMT
006 IMPORT VOLTR VREGR #NBRMT
007 IMPORT VOLTI VREGI #NBRMT
008 IMPORT FLXR X008 #NBRMU
009 IMPORT RCIR X009 #NBRMU
010 IMPORT XCIR X010 #NBRMU
011 ENTRAD PLTPRF
012 ENTRAD FRQRF
013 ENTRAD VREF
014 ENTRAD QREF
015 ENTRAD FQFLG
016 ENTRAD VPFLG
017 ENTRAD RFFLG
018 ENTRAD VFRZ
(LPF para PBRCH
019 LEDLAG PBRCH X19 1. 0. 1. #TP
(Deadband para FREQ
020 SOMA -FREQ X20
FRQRF X20
021 FUNCAC DEADB2 X20 X21 #FDBD11. #FDBD21.
022 MULTPL X20 X22
X21 X22
(Ganho de subfrequencia e sobrefrequencia
023 GANHO X22 X23 #DDN
024 GANHO X22 X24 #DUP
025 LIMITA X23 X25 INFN ZERO
026 LIMITA X24 X26 ZERO INF

```

```

027 SOMA          X25  X27
                  X26  X27
(Somatório das contribuições
028 SOMA          PLTPRF X28
                  X27  X28
                  -X19  X28

(Calculo de Pref
029 LIMITA        X28  X29
030 ORD(1)        X29  X30  #KIG  #KPG  0    1    FEMN  FEMX
031 LEDLAG        X30  X31  1.    0.    1.    #TLAG PMN   PMX
032 SELET2        PLTPRF PREF
                  X31  PREF
                  FQFLG PREF

(
(Controle de Qext
(Calculo da Compensação por queda de tensão
033 MULTPL        IBRCHI X33
                  XC     X33
034 MULTPL        IBRCHR X34
                  RC     X34
035 MULTPL        IBRCHR X35
                  XC     X35
036 MULTPL        IBRCHI X36
                  RC     X36
037 SOMA          VREGR  X37
                  X33  X37
                  -X34  X37
038 SOMA          VREGI  X38
                  -X35  X38
                  -X36  X38
039 FUNCAO X**2   X37  X39
040 FUNCAO X**2   X38  X40
041 SOMA          X39  X41
                  X40  X41
042 FUNCAO SQRT   X41  X42
(Calculo sem compensação
043 GANHO         QBRCH  X43  #KC
044 SOMA          VREG   X44
                  X43  X44
(Controle de Tensao -> RFFLG = 1
045 SELET2        X44  X45
                  X42  X45
                  VPFLG X45
046 LEDLAG        X45  X46  1.    0.    1.    #TFLT
047 SOMA          VREF   X47
                  -X46  X47
(Controle de Q -> RFFLG = 0
048 LEDLAG        QBRCH  X48  1.    0.    1.    #TFLT
049 SOMA          QREF   X49
                  -X48  X49
(Calculo de Qext
050 SELET2        X49  X50
                  X47  X50
                  RFFLG X50
051 FUNCAO DEADB2 X50  X51  #QDBD11. #QDBD21.
052 MULTPL        X50  X52
                  X51  X52
053 LIMITA        X52  X53
054 ORD(1)        X53  X54  #KI   #KP   0.    1.    EMN   EMX
055 COMPAR .GE.   VREG   X55
                  VFRZ  X55

```

```

056 T/HOLD      X54  X56
                X55  X56
057 LEDLAG      X56  QEXT  1.  #TFT  1.  #TFV
(Saidas
058 EXPORT  CDU  PREF
059 EXPORT  CDU  QEXT
061 SAIDA    PREF
(Mudança de Base
062*IMPORT  PBSIS          SMVA
063*ENTRAD          BMVA
064*DIVSAC          SMVA  KSB
                BMVA  KSB
065*DIVSAC          BMVA  KSB
                SMVA  KSB
066*SAIDA          KSB
067*SAIDA          KSB
068 MULTPL      X001  PBRCH
                KSB  PBRCH
069 MULTPL      X003  IBRCHR
                KSB  IBRCHR
070 MULTPL      X004  IBRCHI
                KSB  IBRCHI
071 MULTPL      X008  QBRCH
                KSB  QBRCH
072 MULTPL      X009  RC
                KSB  RC
073 MULTPL      X010  XC
                KSB  XC

(-----
(-----DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS-----
(-----
(-----
( (stip) (vdef) ( dl )
(-----

(Variáveis Gerais
DEFVAL      INF      #INF
DEFVAL      INFN     #INFN
DEFVAL      ZERO     #ZERO
DEFVAL      BMVA     #BMVA
(Flags
DEFVAL      FQFLG    #FQFLG
DEFVAL      RFPLG    #RFPLG
DEFVAL      VPFLG    #VPFLG
(Controle Q-V
DEFVAL      VFRZ     #VFRZ      Tensão Mínima para Regulação de Qext [pu]
DEFVAL      EMN      #EMN
DEFVAL      EMX      #EMX
DEFVAL      QMN      #QMN
DEFVAL      QMX      #QMX
(Controle P-f
DEFVAL      FEMN     #FEMN
DEFVAL      FEMX     #FEMX
DEFVAL      PMN      #PMN
DEFVAL      PMX      #PMX
(Inicialização de PREF e QEYT
DEFVAL CDU    PREF    #LPREF
DEFVAL CDU    QEXT    #LQEXT

```



```

(
( PRIORIDADE DE CONTORLE NA LIMITAÇÃO DE CORRENTE
( #PQFLG = 0, Prioridade de controle de potência reativa
( #PQFLG = 1, Prioridade de controle de potência ativa
(
DEFPAR #BMVA 6          BASE DE POTÊNCIA DO BESS, EM MVA (POTÊNCIA NOMINAL)
DEFPAR #PFVFLG 0
DEFPAR #VFLG 0
DEFPAR #QFLG 0
DEFPAR #RLFLG 0
DEFPAR #PQFLG 1
DEFPAR #LFNT 7          Local da Fonte Shunt no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #LIPCO 6        Local IPCMD0 no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #LIQCO 5        Local IQCMD0 no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #BESST 12       Local da barra de controle de tensao no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #LPREF 10       Local do PREF no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #LQEXT 11       Local do QEXT no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
-----
-FIMCDU
(
( 22 12 BESS_REPC
(
(-----
( MODO DE CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA
( #PQFLG = 0, Controle desabilitado, Pref constante (malha aberta)
( #PQFLG = 1, Controle habilitado, Droop P-f e Pref ajustado conforme um valor de referência PPLTRF
(
( MODO DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA
( #RFFVLG -> Ver descrição no ACDU do módulo REEC
( #VFFVLG = 0, sem compensação por queda de tensão no circuito
( #VFFVLG = 1, com compensação por queda de tensão no circuito
(
DEFPAR #BMVA 6          (BASE DE POTÊNCIA DO BESS, EM MVA (POTÊNCIA NOMINAL)
DEFPAR #PQFLG 1
DEFPAR #RFFVLG 0
DEFPAR #VFFVLG 0
(Locais de Medicao
DEFPAR #NBRMT 1        (Barra Remota onde será medida a tensão de controle no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #NBRMU 2        (Circuito onde será medida a potência de controle no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #LPREF 8        (Local do PREF no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
DEFPAR #LQEXT 9        (Local do QEXT no DLOC (Se alterar aqui, atualizar o DLOC)
-----
-FIMCDU
(
999999
Fin

```

ANEXO B – Parâmetros e variáveis do modelo genérico WECC

Tabela 9 – REGC_A - variáveis internas

Nome	Descrição
V_t	Tensão terminal não processada (p.u., da solução de rede)
V	Tensão terminal filtrada (pu)
LVPL	Limite de corrente ativa da lógica LVPL (p.u. na base própria)
I_{qcmd}	Corrente reativa desejada (p.u. na base própria)
I_{pcmd}	Corrente ativa desejada (p.u. na base própria)
I_q	Corrente reativa real (p.u. na base própria)

Fonte: [WECC \(2014a\)](#), adaptado pelo autor

Tabela 10 – REGC_A - parâmetros de entrada

Nome	Descrição	Valores típicos
Tftr	Filtro de tensão terminal (para LVPL) constante de tempo	0,01 to 0,02
Lvpl1	Ponto de interrupção do ganho LVPL (corrente p.u. na base própria / tensão p.u.)	1,1 to 1,3
Zerox	LVPL cruzamento zero (tensão em p.u.)	0,4
Brkpt	Ponto de ruptura LVPL (tensão em p.u.)	0,9
Lvplsw	Ativar (1) ou desativar (0) lógica de alimentação de baixa tensão	-
rrpwr	Limite da taxa de aumento da corrente ativa na recuperação da tensão (p.u./s)	10
T_g	Constante de tempo de atraso do regulador de corrente do inversor (s)	0,02
V_{olim}	Limite de tensão para lógica de fixação de alta tensão (p.u.)	1,2
I_{olim}	Limite atual para lógica de fixação de alta tensão (p.u. na base própria)	-1,0 to -1,5
K_{hv}	Fator de aceleração da lógica de fixação de alta tensão	0,7
lvpnt0	Ponto de interrupção da gestão de corrente ativa de baixa tensão (p.u.)	0,4
lvpnt1	Ponto de interrupção da gestão de corrente ativa de baixa tensão (p.u.)	0,8
I_{qrmax}	Taxa máxima de variação da corrente reativa (p.u./s)	999,9
I_{qrmin}	Taxa mínima de variação da corrente reativa (p.u./s)	-999,9

Fonte: [WECC \(2014a\)](#), adaptado pelo autor

Tabela 11 – REEC_C - variáveis internas

Nome	Descrição
V_t	Tensão terminal não processada (p.u., da solução de rede).
V_{t_filt}	Tensão terminal filtrada (p.u.)
Voltage_dip	Limite inferior e superior de suportabilidade a faltas (0 = normal, VRT = 1)
P_e	Potência ativa do inversor (p.u. na base própria)
P_{ref}	Referência de potência ativa do inversor (p.u. na base própria, da solução de fluxo de potência ou do modelo do controlador da planta)
P_{faref}	Ângulo do fator de potência inicial do inversor (a partir da solução de fluxo de potência)
Q_{gen}	Potência reativa do inversor (p.u. na base própria)
Q_{ext}	Referência de potência reativa do inversor (p.u. na base própria, da solução de fluxo de potência ou do modelo do controlador da planta)
I_{qinj}	Injeção de corrente reativa suplementar durante evento VRT (p.u. em base própria)
I_{pmax}	Corrente ativa dinâmica máxima (p.u. na base própria)
I_{pmin}	Corrente mínima ativa (0)
I_{qmax}	Corrente reativa dinâmica máxima (p.u. na base própria)
I_{qmin}	Corrente reativa dinâmica mínima (p.u. na base própria, = $-i_{qmax}$)
I_{pcmd}	Corrente ativa desejada (p.u. na base própria)
I_{qcmd}	Corrente reativa desejada (p.u. na base própria)

Fonte: [WECC \(2014a\)](#), adaptado pelo autor

Tabela 12 – REEC_C - parâmetros de entrada

Nome	Descrição	Valores típicos
PF_{flag}	Controle local Q constante (0) ou PF (1)	-
V_{flag}	Controle local (0) ou controle de tensão (1)	-
Q_{flag}	Ignorar (0) ou ativar (1) o circuito regulador de tensão interno	-
Pq_{flag}	Prioridade para corrente reativa (0) ou corrente ativa (1)	-
Trv	Constante de tempo do filtro da tensão do terminal (s)	0,01 to 0,02
V_{dip}	Tensão de disparo em condição subtensão (p.u.)	0,0 to 0,9
V_{up}	Tensão de disparo em caso de sobretensão (p.u.)	1,1 to 1,3
V_{ref0}	Tensão de referência para injeção de corrente reativa (p.u.)	0,95 to 1,05
$dbd1$	Banda morta de sobretensão para injeção de corrente reativa (p.u.)	-0,1 to 0,0
$dbd2$	Banda morta de subtensão para injeção de corrente reativa (p.u.)	0,0 to 0,1
K_{qv}	Ganho de injeção de corrente reativa (p.u./p.u.)	0,0 to 10,0
I_{qhl}	Injeção máxima de corrente reativa (p.u. em base própria)	1,0 to 1,1
I_{qll}	Injeção mínima de corrente reativa (p.u. em base própria)	-1,1 to -1,0
T_p	Constante de tempo do filtro de potência ativa (s)	0,01 to 0,02
Q_{max}	Potência reativa máxima quando $V_{flag} = 1$ (p.u. na base própria)	-
Q_{min}	Potência reativa mínima quando $V_{flag} = 1$ (p.u. na base própria)	-
K_{qp}	Ganho proporcional do regulador Q local (p.u./p.u.)	-
K_{qi}	Ganho integral do regulador Q local (p.u./p.u.-s)	-
V_{max}	Tensão máxima no barramento do terminal do inversor (p.u.)	1,05 to 1,15
V_{min}	Tensão mínima no barramento do terminal do inversor (p.u.)	0,85 to 0,95
K_{vp}	Ganho proporcional do regulador de tensão local (p.u./p.u.)	-
K_{vi}	Ganho integral do regulador de tensão local (p.u./p.u.-s)	-
T_{iq}	Constante de tempo de atraso do regulador de corrente reativa (s)	0,01 to 0,02
T_{pord}	Constante de atraso da ordem de potência do inversor (s)	-
P_{max}	Potência ativa máxima (p.u. na base própria)	1
P_{min}	Potência ativa mínima (p.u. na base própria)	0
dP_{max}	Limite de aumento da potência ativa (p.u./s na base própria)	-
dP_{min}	Limite de redução da potência ativa (p.u./s na base própria)	-
I_{max}	Corrente aparente máxima (p.u. na base própria)	1,0 to 1,3

Fonte: WECC (2014a), adaptado pelo autor

Tabela 13 – REPC_A - variáveis internas

Nome	Descrição
V_{reg}	Tensão do barramento regulado (p.u., da solução de rede)
V_{ref}	Tensão inicial do barramento regulado (p.u., da solução de fluxo de potência)
I_{branch}	Corrente de linha para compensação da queda de tensão (p.u. na base própria)
Q_{branch}	Fluxo de potência reativa do ramo para regulação de Q da planta (p.u. em base própria)
Q_{ref}	Fluxo de potência reativa inicial do ramo regulado (p.u. da solução de fluxo de potência)
Q_{ext}	Comando de potência reativa do controlador da planta (p.u. na base própria)
Pbranch	Fluxo de potência ativa do ramo para regulação da planta P (p.u. em base própria)
Plant_pref	Fluxo de potência ativa inicial do ramo (p.u. na base própria, a partir da solução de fluxo de potência)
Freq	Desvio de frequência (p.u., da solução de rede)
Freq_ref	Desvio de frequência inicial (0)
P_{ref}	Comando de potência ativa do controlador da planta (p.u. na base própria)

Fonte: WECC (2014a), adaptado pelo autor

Tabela 14 – REPC_A - parâmetros de entrada

Nome	Descrição	Valores típicos
$RefFlag$	Controle de potência reativa (0) ou tensão (1) no nível da planta	-
$VcompFlag$	Queda reativa (0) ou compensação de queda de linha (1)	-
Freq_flag	Desativar resposta do regulador (0) ou ativar (1)	0
Tftr	Constante de tempo do filtro de tensão e potência reativa (s)	0,01 to 0,02
V_{bus}	Barra monitorada de tensão	-
FromBus	Terminal “de” da linha monitorada	-
ToBus	Terminal “para”	-
Ckt	Nome do circuito monitorado	-
R_c	Resistência de compensação de queda de linha (p.u. na mbase)	-
X_c	Reatância de compensação de queda de linha (p.u. na mbase) quando $VcompFlag = 1$	-
K_c	Queda reativa (p.u. em mbase) quando $VcompFlag = 0$	-
dbd	Banda morta de potência reativa (p.u. na mbase) quando $RefFlag = 0$; banda morta de tensão (p.u.) quando $RefFlag = 1$	-
e_{max}	Erro máximo de Volt/VAR (p.u.)	-
e_{min}	Erro mínimo de Volt/VAR (p.u.)	-
K_p	Ganho proporcional do regulador de tensão/VAR (p.u./p.u.m)	-
K_q	Ganho integral do regulador de tensão/VAR (p.u./p.u.-s)	-
Q_{max}	Comando de potência reativa máxima da planta (p.u. na mbase)	-
Q_{min}	Comando mínimo de potência reativa da instalação (p.u. na mbase)	-
V_{frz}	Tensão para congelamento Regulador integrador Volt/VAR (p.u.)	0,0 to 0,9
Tft	Controlador da planta Q tempo de resposta constante (s)	-
Tfv	Constante de tempo de atraso da saída Q do controlador da planta (s)	0,15 to 5,0
fdbd1	Banda morta de sobrefrequência para resposta do regulador (p.u.)	0,01
fdbd2	Banda morta de subfrequência para resposta do regulador (p.u.)	-0,01
D_{dn}	Queda da regulação descendente (potência p.u./frequência p.u. na mbase)	20,0 to 33,3
D_{up}	Queda da regulação ascendente (potência p.u./frequência p.u. na mbase)	0
T_p	Constante de tempo do filtro de potência ativa (s)	0,01 to 0,02
f_{emax}	Erro máximo de potência no regulador de queda (p.u. na mbase)	-
f_{emin}	Erro mínimo de potência no regulador de queda (p.u. na mbase)	-
K_{pg}	Ganho proporcional do regulador de queda (p.u./p.u.)	-
K_{ig}	Ganho integral do regulador de queda (p.u./p.u.-s)	-
P_{max}	Comando de potência ativa máxima da instalação (p.u. na mbase)	1
P_{min}	Comando de potência ativa mínima da usina (p.u. na mbase)	0
Tlag	Constante de atraso da saída P do controlador da planta (s)	0,15 to 5,0

Fonte: WECC (2014a), adaptado pelo autor