

MARIA TERESA MARQUES DOLORES SERPA

**PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA ELÉCTRICA**



UNIVERSIDADE DO ALGARVE
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA

2020

MARIA TERESA MARQUES DOLORES SERPA

**PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA ELÉCTRICA**

Mestrado em Engenharia Elétrica e Eletrónica
Especialidade de Sistemas de Energia e Controlo

Trabalho efetuado sob a orientação de:
Professor Doutor Luís Manuel Ramos de Oliveira



UNIVERSIDADE DO ALGARVE
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA

2020

PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Declaração de autoria de trabalho

Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluída.

(Maria Teresa Marques Dolores Serpa)

Copyright ©2020, Maria Teresa Marques Dolores Serpa

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço ao meu professor e orientador Luís Oliveira. A sua paciência e dedicação foram essenciais para superar as dificuldades que foram surgindo e para que este trabalho chegasse ao fim. Obrigada por se mostrar sempre disponível para me ajudar!

Agradeço ao Rodrigo pelo seu incentivo e apoio que me deu durante a realização deste trabalho.

Aos meus pais um especial obrigada por sempre me apoiarem e possibilitarem este objetivo se concretizasse.

Resumo

O panorama energético atual caracteriza-se por um aumento do consumo da energia elétrica e pela preferência por tecnologias renováveis e limpas. Por vezes existe capacidade de produção de energia por parte deste tipo de fontes que não é absorvida pelo sistema de energia.

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) podem ser utilizados para apoiar em casos de desequilíbrio entre a produção e o consumo, pois permitem armazenar o excedente de produção de energia elétrica de forma a que mais tarde seja consumida, sem que haja necessidade de recorrer à geração fóssil. Num cenário oposto, o SAE pode auxiliar os equipamentos de geração na resposta a défices de produção face às necessidades energéticas, comportando-se como uma fonte de energia elétrica. Neste trabalho foi analisado um SAE constituído por baterias (*Battery Energy Storage System*, BESS).

O objetivo principal deste trabalho é implementar um esquema de proteção que garanta a correta operação do SAE. É fundamental que os dispositivos de proteção atuem de forma fiável e segura, por forma a detetar os defeitos na sua fase mais precoce e assim evitar a propagação de avarias, minimizando os danos no equipamento e reduzindo o período e custos de indisponibilidade.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia, SAE, BESS, Proteções.

Abstract

The current energy landscape is characterized by an increase in electricity consumption and a preference for renewable and clean technologies. Sometimes there is production capability from this kind of sources that is not absorbed by the energy system.

Energy Storage Systems (ESS) can be used to support in cases of imbalance between production and consumption, as they allow the storage of surplus electricity production so it can be consumed later, without the need to resort to fossil generation. In an opposite scenario, the ESS can assist the generation equipment response to production shortfalls by behaving as an electrical energy source. In this work was analyzed a ESS comprised by batteries.

This work main goal is to implement a protection scheme that guarantees ESS correct operation. It is essential that the protection devices act with reliability and safety, in order to detect the faults at their earliest stage and, thus, prevent malfunctions, minimizing equipment damage and reducing outage's time and costs.

Keywords: Energy Storage, ESS, BESS, Protections.

Índice

Lista de Figuras.....	vi
Lista de Tabelas.....	ix
Lista de Símbolos.....	xi
Lista de Abreviaturas.....	xv
1. Introdução.....	1
1.1 Estrutura do trabalho.....	2
2. Aplicações do armazenamento de energia.....	3
2.1 Energia a Retalho.....	4
2.1.1 Disponibilidade de consumo/produção de energia.....	4
2.2 Serviços Auxiliares.....	4
2.2.1 Regulação.....	4
2.2.2 Regulação da frequência.....	5
2.2.2 Resposta a variações de frequência.....	5
3. Armazenamento de energia.....	7
3.1 Tecnologias de armazenamento de energia.....	7
3.1.1 Comparação de tecnologias de armazenamento.....	7
4. Proteções.....	9
4.1 Características do sistema de proteção.....	9
4.2 Prevenção e controlo de falha no sistema.....	10
4.2.1 Dispositivos reativos.....	10
4.2.1.1 Estados do sistema.....	11
4.3 Proteção de máxima intensidade.....	11
4.3.1. Relés de máxima intensidade.....	11
4.3.1.1 Relés instantâneos.....	12
4.3.1.2 Relés temporizados com característica de tempo inverso.....	12
4.4 Proteção diferencial.....	13
4.4.1 Relés diferenciais.....	13
4.4.2 Proteção diferencial proporcional.....	13

4.4.3 Relés diferenciais numéricos.....	14
5. Implementação e análise do SEE em <i>Matlab/Simulink</i>	15
5.1 Componentes do sistema de energia.....	15
5.2 Sistema de armazenamento de energia	19
5.2.1 O BESS no <i>Simulink</i>	22
5.2.2 Funcionamento do BESS em estado normal do SEE	25
5.2.2.1 Modo de funcionamento de “Regulação” – BESS Inativo (SEE em equilíbrio).....	25
5.2.2.2 Modo de funcionamento de “Regulação” – BESS em descarga (diminuição da P_m do gerador em relação à situação de equilíbrio do SEE).....	26
5.2.2.3 Modo de funcionamento de “Regulação” – BESS em carregamento (diminuição de potência ativa na carga em relação à situação de equilíbrio do SEE)	28
5.2.2.4 Modo de funcionamento de “Carregamento obrigatório”	29
6. Implementação e análise do Sistema de Proteções em <i>Matlab/Simulink</i>	33
6.1 Proteção interna do BESS.....	33
6.2 Proteção de máxima intensidade.....	35
6.2.1 Dimensionamento das proteções	35
6.2.1.1 Cálculo da corrente de operação dos relés.....	38
6.2.2 Implementação do modelo dos relés de máxima intensidade no <i>Simulink</i>	45
6.2.3 Análise de resultados obtidos em <i>Simulink</i> para proteções de máxima intensidade.....	47
Cenário 1 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ com o BESS em “Regulação”	47
Cenário 2 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ com o BESS em “Carregamento obrigatório”	50
Cenário 3 – Defeito de curto-circuito trifásico na falha com $R_{falha4} = 11 m\Omega$ com o BESS em “Carregamento obrigatório”	53
Cenário 4 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4}=1 m\Omega$ com o BESS em “Regulação”	56
Cenário 5 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 1” com $R_{falha1} = 1 \Omega$ com o BESS em “Regulação”	60
Cenário 6 – Defeito de curto-circuito fase A – fase B na “Falha 3” com $R_{falha3} = 4 m\Omega$ com o BESS em “Regulação”	63
6.3 Proteção diferencial	67
6.3.1 Dimensionamento das proteções	67
6.3.1.1 Correntes diferenciais e de estabilização.....	67

6.3.1.2 Característica operacional de proteção	70
6.3.2 Implementação do modelo de relé diferencial no <i>Simulink</i>	71
6.3.3 Análise de resultados obtidos em Simulink para proteção diferencial	75
Cenário 1 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ com o BESS em “Regulação”	75
Cenário 2 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 10 m\Omega$ com o BESS em “Regulação”	78
Cenário 3 – Defeito de curto-circuito fase A – terra na “Falha 4” com $R_{falha4} = 1 m\Omega$ com o BESS em “Carregamento obrigatório”	81
Cenário 4 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 1” com $R_{falha1} = 1 \Omega$ com o BESS em “Regulação”	84
Conclusões.....	87
Referências.....	89

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental [1].....	1
Figura 3.1 - Comparação entre tempo de descarga, potência e eficiência de diversos tipos de SAE [7].	8
Figura 4.1 - Característica da proteção diferencial proporcional [11].	14
Figura 5.1 – O Sistema de Energia Elétrica (SEE)	16
Figura 5.2 – Modelo do BESS implemento no Simulink.	20
Figura 5.3 – Fluxograma do funcionamento do BESS.	21
Figura 5.4 – Parâmetros configuráveis do BESS no Simulink.	19
Figura 5.5 – Bloco “Controlo do SOC%”	22
Figura 5.6 – Bloco “Controlo do carregamento”	23
Figura 5.7 – Componentes do bloco “Controlo em “Regulação””	23
Figura 5.8 – Componentes do bloco “Geração de Potência em “Regulação”/”Carregamento obrigatório””	24
Figura 5.9 – (a) Frequência da rede, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potencia ativa do BESS com o SEE em equilíbrio e com o BESS em modo “Regulação”.	26
Figura 5.10 – (a) Frequência da rede com o SEE, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potencia ativa do BESS com diminuição da P_m no gerador e com o BESS em modo “Regulação”	27
Figura 5.11 – (a) Frequência da rede com o SEE, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potencia ativa do BESS com diminuição de potência ativa na carga e com o BESS em modo “Regulação”	28
Figura 5.12 – (a) Frequência da rede com o SEE, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potencia ativa do BESS com o SEE em equilíbrio e o BESS em modo “Carregamento obrigatório”	30
Figura 6.1 – Níveis de proteção de corrente implementados na proteção interna no BESS. .	34
Figura 6.2 – Proteção interna do BESS implementada no Simulink.....	34
Figura 6.3 – Sentido das correntes no SEE para alimentação das diversas falhas.....	35
Figura 6.4 – O Sistema de Energia Elétrica incluindo falhas.	37

Figura 6.5 – Elemento com característica instantânea do Relé A implementado no Simulink.	45
Figura 6.6 – Relé com característica de tempo inverso A, B e C.....	46
Figura 6.7 – Interior do bloco “Detecção do defeito” dos Relés com característica de tempo inverso A, B e C.....	46
Figura 6.8 – Corrente no barramento B4a no cenário 1.	47
Figura 6.9 – Detecção do defeito pelo Relé C no cenário 1.....	48
Figura 6.10 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 1.	49
Figura 6.11 – Corrente no barramento B4a no cenário 2.	50
Figura 6.12 – Detecção do defeito pelo Relé C no cenário 2.....	51
Figura 6.13 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 2.	52
Figura 6.14 – Corrente no barramento B4a no cenário 3.	53
Figura 6.15 – Detecção do defeito no Relé C no cenário 3.....	54
Figura 6.16 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 3.	55
Figura 6.17 – Corrente no barramento B4a no cenário 4.	57
Figura 6.18 – Corrente no barramento B1 no cenário 4.....	57
Figura 6.19 – Detecção do defeito pelo elemento de tempo inverso do Relé A no cenário 4.	57
Figura 6.20 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 4.	59
Figura 6.21 – Corrente no barramento B1 no cenário 5.....	60
Figura 6.22 – Detecção do defeito pelo elemento de tempo inverso do Relé A no cenário 5.	61
Figura 6.23 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 5.	62
Figura 6.24 – Corrente no barramento B3a no cenário 6.	63
Figura 6.25 – Corrente no barramento B3 no cenário 6.....	64
Figura 6.26 – Detecção do defeito pelo Relé B no cenário 6.....	64
Figura 6.27 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 5.	66
Figura 6.28 – Esquema da ligação DYn5 do transformador.....	67

Figura 6.29 – Gráfico da característica operacional.....	70
Figura 6.30 – Relé diferencial implementado no Simulink.	71
Figura 6.31 – Interior do bloco onde se obtém as correntes diferencial e de estabilização. ..	72
Figura 6.32 – Interior do bloco “Detecção de defeito” do Relé diferencial implementado no Simulink.	74
Figura 6.33 – Gráfico da característica de proteção do Relé diferencial implementado no Simulink.	73
Figura 6.34 – Corrente no barramento B4a no cenário 1.	76
Figura 6.35 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção pela secção de “Regulação” do Relé diferencial no cenário 1.....	76
Figura 6.36 – Detecção do defeito pela Zona de Proteção 2 do Relé diferencial no cenário 1.	76
Figura 6.37 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 1.	77
Figura 6.38 – Corrente lida no barramento B4a no cenário 2.	79
Figura 6.39 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção do Relé diferencial no cenário 2.	79
Figura 6.40 – Detecção do defeito na Zona de Proteção 1 pelo Relé diferencial no cenário 2.	79
Figura 6.41 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 2.	80
Figura 6.42 – Corrente no barramento B4a no cenário 3.	82
Figura 6.43 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção pelo Relé diferencial no cenário 3.	82
Figura 6.44 – Detecção do defeito pela Zona de Proteção 2 do Relé diferencial no cenário 3.	82
Figura 6.45 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 3.	83
Figura 6.46 – Corrente no barramento B1 no cenário 5.....	84
Figura 6.47 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção no Relé diferencial no cenário 5.	85
Figura 6.48 – Detecção do defeito pela Zona de Proteção 2 do Relé diferencial no cenário 5.	85

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Funções executadas por um SAE segundo o Sandia National Laboratory [3].	3
Tabela 3.1 - Diferentes tecnologias de armazenamento de energia [6].	7
Tabela 4.1 - Características dos sistemas de proteção [9].	10
Tabela 5.1– Parâmetros do bloco “Simplified Synchronous Machine pu Units”.	15
Tabela 5.2 – Parâmetros do bloco “Three-Phase Transformer”.	17
Tabela 5.3 - Parâmetros do bloco “Three-Phase Series RLC Load”.	18
Tabela 5.4 - Parâmetros do BESS.	19
Tabela 5.5 – Corrente nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Regulação”.	30
Tabela 5.6 – Corrente nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.	31
Tabela 5.7 – Potência ativa nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Regulação”.	31
Tabela 5.8 – Potência ativa nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.	31
Tabela 5.9 – Tensão nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Regulação”.	31
Tabela 5.10 – Tensão nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.	32
Tabela 5.11 – Potencia elétrica produzida pelo gerador com o BESS em modo de “Regulação”.	32
Tabela 5.12 – Potencia elétrica produzida pelo gerador com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.	32
Tabela 5.13 – Frequência da rede com o BESS em modo de “Regulação”.	32
Tabela 5.14 – Frequência da rede com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.	32
Tabela 6.1 – Leitura das correntes de curto-circuito nos diferentes barramentos quando o BESS debita 8 MW.	36
Tabela 6.2 – Leitura das correntes de curto-circuito nos diferentes barramentos quando o BESS debita 16 MW.	36

Tabela 6.3 – Leitura das correntes de curto-circuito nos barramentos quando o BESS se encontra em “Carregamento obrigatório” na “Falha 4”	43
Tabela 6.4 – Parametrização dos relés de máxima intensidade.....	44

Lista de Símbolos

E – Tensão interna do gerador (pu).

f_n – Frequência nominal (Hz).

f_{rede} – Frequência da rede (Hz).

$f_{referência}$ – Frequência de referência (Hz).

I – Corrente (A).

\bar{I} – Fator da corrente expresso em função do valor máximo (A).

i_1 – Corrente de entrada do dispositivo a proteger (A).

$i_1 \dots i_6$ – Corrente nos enrolamentos do transformador (A).

i_2 – Corrente de saída do dispositivo a proteger (A).

$I_A \dots I_C$ – Corrente de atuação (pu).

I_{CC} – Corrente de curto-circuito (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 1 } 16 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 1” e o BESS debita 16 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 1 } 8 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 1” e o BESS debita 8 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 2 } 16 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 2” e o BESS debita 16 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 2 } 8 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 2” e o BESS debita 8 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 3 } 16 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 3” e o BESS debita 16 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 3 } 8 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 3” e o BESS debita 8 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 4 } 16 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 4” e o BESS debita 16 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 4 } 8 \text{ MW}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 4” e o BESS debita 8 MW em modo “Regulação” (A).

$I_{CCB1 \dots B4 \text{ Falha 4 CO}}$ – Corrente de curto-circuito no barramento quando ocorre a “Falha 3” e o BESS se encontra em modo “Carregamento obrigatório” (A).

$I_{CC\text{barramento jusante máx}}$ – Corrente máxima de curto-circuito do barramento a jusante (A).

$I_{CC\text{barramento min}}$ – Corrente mínima de curto-circuito do elemento a proteger (A).

$\dot{I}_d(\text{fase})1 \dots \dot{I}_d(\text{fase})3$ – Correntes diferenciais por fase (A).

I_d – Corrente diferencial (A).

$\dot{I}_{d1} \dots \dot{I}_{d3}$ – Correntes diferenciais na linha (A).

$\dot{I}_{ecx1} \dots \dot{I}_{ecx3}$ – Correntes de excitação (A).

I_{est} – Corrente de estabilização(A).

$\dot{I}_{est1} \dots \dot{I}_{est3}$ – Correntes de estabilização na linha (A).

$\dot{I}_{L1} \dots \dot{I}_{L6}$ – Correntes de linha do transformador (A).

$\dot{I}_{L1 B4} \dots \dot{I}_{L3 B4}$ – Correntes de linha do barramento 4 (A).

$\dot{I}_{L1 B4b} \dots \dot{I}_{L3 B4b}$ – Correntes de linha do barramento de saída do BESS (A).

$I_{Limite Dif1}$ – Limite definido pela Zona de Proteção 1 da característica operacional da proteção diferencial (A).

$I_{Limite Dif2}$ – Limite definido pela Zona de Proteção 2 da característica operacional da proteção diferencial (A).

I_{min} – Percentagem mínima da corrente nominal do BESS que ativa a proteção na Zona de Proteção 1 (A).

I_n – Corrente nominal (A).

$I_n B1 \dots B4$ – Corrente nominal no barramento (A).

$I_n BESS$ – Corrente nominal do BESS (A).

I_{opINST} – Corrente de operação do elemento instantâneo do relé de máxima intensidade (A).

I_{opINV} – Corrente de operação do elemento inverso do relé de máxima intensidade (A).

$I_{opINVA \dots C}$ – Corrente de operação do elemento inverso do relé de máxima intensidade A, B ou C (A).

k – Fator de proteção diferencial.

K_{est} – Declive da reta da característica operacional da proteção diferencial na Zona de Proteção 2.

K_{inst} – Fator de proteção instantânea.

L – Indutância do condutor (H/km).

N_1 – Número de espiras do enrolamento do primário do transformador.
 N_2 – Número de espiras do enrolamento do secundário do transformador.
 P – Potência ativa (W).
 P_{BESS} – Potência ativa no BESS (W).
 P_{carga} – Potência ativa na carga (W).
 P_e – Potência elétrica (W).
 P_m – Potência mecânica no gerador (pu).
 P_n – Potência nominal (W).
 Q – Potência reativa (var).
 Q_{BESS} – Potência reativa no BESS (var).
 Q_{carga} – Potência reativa na carga (W).
 $RA \dots C$ – Relé A, B ou C.
 $R_{(20^\circ)}$ – Resistência do condutor a 20° (Ω/km).
 \bar{S} – Potência complexa (VA).
 t – Tempo (s).
 $t_{A \dots C}$ – Tempo de atuação do elemento de tempo inverso do Relé A, B ou C (s).
 $t_{atuação}$ – Tempo de atuação do elemento com característica de tempo inverso do relé de máxima intensidade (s).
 $t_{B \rightarrow A}$ – Tempo de atuação do elemento de tempo inverso do Relé B em coordenação com o Relé A (s).
 $t_{B \rightarrow C}$ – Tempo de atuação do elemento de tempo inverso do Relé A em coordenação com o Relé C (s).
 $t_{C \rightarrow A}$ – Tempo de atuação do elemento de tempo inverso do Relé C em coordenação com o Relé A (s).
 t_{margem} – Tempo de margem (s)
 $TMS_{A \dots C}$ – *Time Multiplier Setting* do elemento de tempo inverso do Relé A, B ou C.
 \bar{V} – Fator da tensão expresso em função do valor máximo (V).
 V – Tensão (V).
 $V_{LL B1 \dots B4b}$ – Tensão composta no barramento (V).
 V_{LL1} – Tensão composta do primário do transformador de potência (V).

V_{LL2} – Tensão composta do secundário do transformador de potência (V).

V_n – Tensão nominal (V).

Lista de Abreviaturas

AC – *Alternating Current.*

BESS – *Battery Energy Storage System.*

BESS – *Battery Energy Storage Systems.*

CAES – *Compressed Air Energy Storage.*

DC – *Direct Current.*

DOD – *Depth of Discharge.*

ERI – *Energias Renováveis Intermitentes.*

NaS – *Sódio-Enxofre.*

OLF – *Fator de sobrecarga.*

PHS – *Pumped Hydroelectric Storage.*

SAE – *Sistema de Armazenamento de Energia.*

SEE – *Sistema de energia elétrica.*

SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage.*

SOC – *State of Charge, estado do carregamento.*

SOC% – *Porcentagem do estado do carregamento.*

TMS – *Time Multiplier Setting.*

VLA – *Vented Lead Acid.*

VLRA – *Valve-Regulated Lead-Acid .*

1. Introdução

Na sociedade atual a energia elétrica desempenha um papel indispensável para quase todas as tarefas do dia a dia. O consequente aumento do consumo de energia tem vindo a ser acompanhado por mais produção, a qual utiliza preferencialmente fontes de energia renovável, favorecendo o processo de descarbonização dos sistemas energéticos atuais.

Na figura 1.1 é possível verificar que a partir de 2005 verificou-se um acréscimo gradual da potência renovável instalada, com uma taxa de crescimento anual média de 7%. Por sua vez, desde 2011 a potência fóssil tem vindo a apresentar uma redução [1].

O armazenamento de energia pode ajudar à flexibilização da rede e consequentemente à melhor integração de energias renováveis intermitentes (ERI). Localmente, pode melhorar a gestão de redes de distribuição, reduzindo custos e melhorando a eficiência. Pode aumentar a segurança e eficiência da transmissão e distribuição de eletricidade (congestionamento de rede, variações de tensão e frequência, etc.) e também estabilizar os preços de mercado de eletricidade [2].

O armazenamento de energia pode ser integrado em diferentes níveis do sistema elétrico [2]:

- Geração: Equilíbrio energético e poder de reserva, etc.
- Transmissão: controlo de frequência, diferimento de investimento, etc.
- Distribuição: controlo de tensão, reserva de capacidade de distribuição, etc.
- Cliente: nivelamento de picos de consumo, gestão de tempo de utilização, etc.

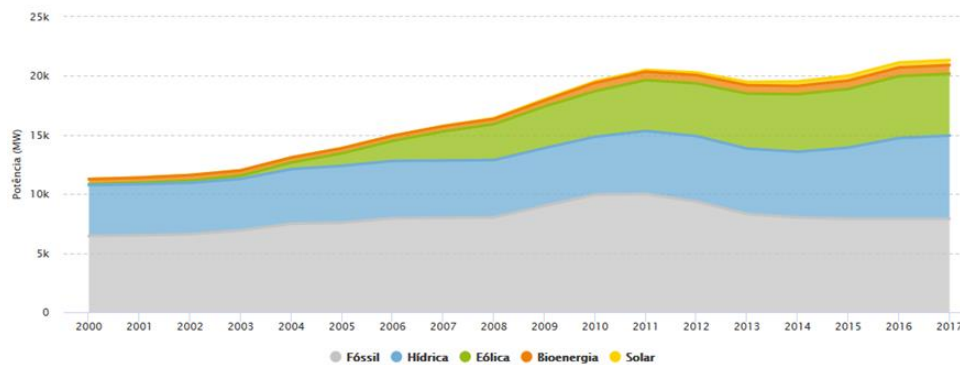


Figura 1.1 - Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental [1].

Para o correto funcionamento do SAE é necessário que exista um esquema de proteção fiável que atue em caso de defeito. O objetivo deste trabalho é realizar um esquema de proteções recorrendo a relés de máxima intensidade e diferenciais, implementado em ambiente de *Matlab/Simulink*, que permita proteger o sistema de energia (SEE) e o SAE de vários tipos de avarias. Este ambiente gráfico proporciona a simulação do comportamento do SEE e SAE nas condições de funcionamento normal e de defeito.

1.1 Estrutura do trabalho

O conteúdo produzido nesta dissertação encontra-se organizado em 7 capítulos descritos de seguinte modo:

No capítulo 1 é apresentada uma introdução, enquadrando os SAE no panorama energético atual e a importância de um sistema de proteções que atue de forma fiável. Também são apresentados os objetivos do trabalho.

No capítulo 2, são descritas as aplicações dos SAE e também as principais funções que podem executar na rede elétrica.

No capítulo 3, apresentam-se e comparam-se as principais tecnologias de armazenamento de energia

O capítulo 4, trata das proteções a implementar neste trabalho. São descritas as características do sistema de proteção e a prevenção e controlo de falha no sistema, bem como os tipos de proteções a utilizar.

No capítulo 5, é efetuada em ambiente *Matlab/Simulink* a implementação do SEE e BESS. São descritos os componentes do SEE e estudado o funcionamento do BESS. É também analisado o funcionamento do BESS em cenários do SEE em equilíbrio, com défice de carga e excesso de geração.

O capítulo 6 consiste na implementação do Sistema de Proteção em ambiente *Matlab/Simulink* de proteções de máxima intensidade e diferenciais, bem como a análise de vários cenários de defeito no SEE. Para análise do comportamento de proteções de máxima intensidade foram estudados 6 cenários e para a proteção diferencial cerca de 4 cenários.

Por fim no capítulo 7, são apresentadas as conclusões obtidas durante o desenvolvimento deste trabalho.

2. Aplicações do armazenamento de energia

O armazenamento de energia por parte de baterias tem aplicações nos níveis dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Até à década de 1980 o armazenamento de energia era usado apenas para otimizar a produção de energia por parte de centrais térmicas (carvão, gás) em função da variação de carga.

Recentemente, com a crescente proliferação de fontes de energia renovável existe uma maior aposta neste tipo de tecnologia. O uso de SAE pode ajudar a mitigar os efeitos da introdução deste tipo de produção na rede elétrica [3].

As funções que um SAE pode executar na rede elétrica podem ser dispostas em cinco categorias descritas na tabela 2.1. Para este trabalho são mais pertinentes as funções de “Energia a Retalho” e na categoria de “Serviços Auxiliares” os de “Regulação”, de “Regulação” da frequência” e “Resposta a variações de frequência”.

Tabela 2.1 – Funções executadas por um SAE segundo o Sandia National Laboratory [3].

1. Energia a Retalho	3. Serviços de Transmissão de Energia
<ul style="list-style-type: none">• Disponibilidade de consumo/produção de energia• capacidade de fornecimento de energia	4. Serviços de Distribuição de Energia
2. Serviços Auxiliares	5. Serviços de gestão de energia do consumidor
<ul style="list-style-type: none">• Regulação• Reservas girantes, não girantes e suplementares• “Regulação” de tensão• Arranque autónomo• “Regulação” da frequência• Resposta a variações de frequência	<ul style="list-style-type: none">• Qualidade da energia• Confiabilidade da energia• Mudança de períodos horários

2.1 Energia a Retalho

O armazenamento de energia é uma solução viável para amenizar os problemas da crescente incorporação na rede de energias renováveis. O armazenamento de energia em grandes quantidades pode completar a saída de produção de fontes intermitentes, como a energia eólica e solar, e fornecer energia quando houver picos de consumo [4].

Seguidamente são apresentadas as principais aplicações de um SAE no contexto deste trabalho.

2.1.1 Disponibilidade de consumo/produção de energia

A energia que chega aos consumidores deve ter o menor custo final possível (preferivelmente de fontes renováveis). Este facto envolve a compra de energia elétrica mais barata, disponível durante os períodos em que os preços ou custos marginais do sistema são baixos, para carregar o sistema de armazenamento de modo que a energia armazenada possa ser usada ou vendida posteriormente quando o preço ou os custos forem altos. Alternativamente, o armazenamento pode fornecer um serviço contrário, armazenando a produção excedente de energia de fontes renováveis, que de outra forma não seria utilizada [3].

2.2 Serviços Auxiliares

2.2.1 Regulação

A regulação é usada para atenuar as diferenças momentâneas causadas por flutuações entre a geração e as cargas.

A regulação é feita por parte das unidades de geração que aumentam a produção quando há um défice de energia momentâneo e diminuem quando há excesso. No caso das grandes centrais térmicas, a alteração rápida da produção causa um desgaste significativo nos seus equipamentos. A capacidade de resposta rápida de um BESS torna-o, assim, uma solução adequada para regulação do sistema de energia.

2.2.2 Regulação da frequência

O objetivo da regulação de frequência (ou regulação de área) é a de que a frequência da rede se mantenha estável nos 50 Hz (Europa). Quando a produção de energia supera a procura, ou seja, há excesso de geração, leva a um aumento da frequência (acima da frequência nominal). No caso de déficit de geração ocorre uma diminuição da frequência. Um BESS permite que a regulação aconteça descarregando ou diminuindo o carregamento quando a frequência é menor e carregando quando é maior, fazendo assim um seguimento de cargas [3].

2.2.2 Resposta a variações de frequência

A resposta a variações de frequência atua em períodos de tempo muito curtos (menos de um minuto) quando existem anomalias como problemas na geração ou na transmissão.

A resposta a variações de frequência é semelhante à regulação de frequência, mas com uma importante distinção: a resposta de frequência monitoriza a frequência em AC e responde a alterações de frequência, enquanto a regulação de área responde indiretamente com base em sinais de controlo que refletem uma diferença entre a produção e a procura de energia elétrica.

O armazenamento de energia usado para regulação em frequência deve reduzir a necessidade de uma geração rápida, e assim reduzir a necessidade de utilizar a “Regulação” de área e por último a utilização de energias fósseis [3] [5].

3. Armazenamento de energia

3.1 Tecnologias de armazenamento de energia

Existem várias técnicas de armazenamento de energia, que podem ser classificadas de acordo com as tecnologias utilizadas [6].

A tabela 3.1 mostra as diferentes categorias de armazenamento de energia, sendo que as principais são a mecânica, elétrica e eletroquímica.

Tabela 3.1 - Diferentes tecnologias de armazenamento de energia [6].

Tecnologias de armazenamento de energia				
Mecânica	Elétrica	Química	Eletroquímica	Térmica
<ul style="list-style-type: none">• Bombagem hidroelétrica (PHS)• Ar comprimido (CAES)• Volantes de inércia (<i>Flywheels</i>)	<ul style="list-style-type: none">• Supercondensadores• Bobinas supercondutoras (SMES)	<ul style="list-style-type: none">• <i>Fuel Cell</i>	<ul style="list-style-type: none">• Baterias secundárias• Baterias de fluxo	<ul style="list-style-type: none">• Calor latente ou sensível

3.1.1 Comparação de tecnologias de armazenamento

A figura 3.1 mostra uma comparação entre diferentes tipos de armazenamento de energia. É possível verificar que a bombagem hidroelétrica (*Pumped Hydroelectric Storage*, PHS) tem uma grande capacidade de descarga ao longo de um longo período de tempo enquanto que os supercondensadores e as *flywheels* têm pouca capacidade de energia, mas são capazes de operar muito rapidamente em curtos espaços de tempo. As baterias são capazes de fornecer armazenamento de curto a médio prazo [7].

As baterias de íons de lítio possuem o maior potencial futuro e otimização. No entanto, algumas das principais desvantagens da tecnologia de íons de lítio são o seu alto custo (devido à complexidade do seu processo de fabricação) e o efeito prejudicial que a descarga profunda tem na sua vida útil [8].

Devido às baterias serem o tipo de armazenamento mais amplamente utilizado, neste trabalho foi implementado para simulação em ambiente de *Matlab/Simulink* um modelo genérico de BESS.

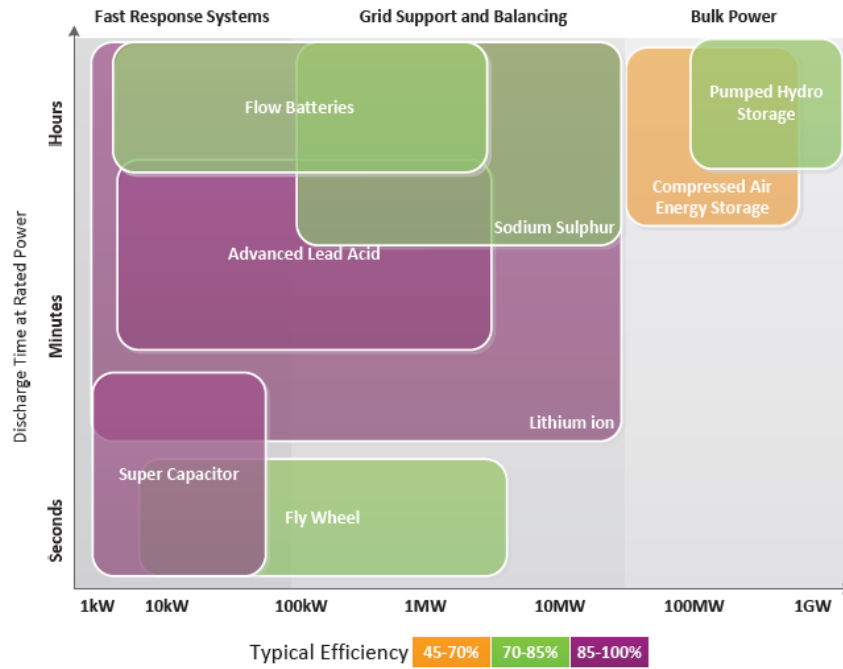


Figura 3.1 - Comparação entre tempo de descarga, potência e eficiência de diversos tipos de SAE [7].

4. Proteções

Um esquema de proteção tem como objetivo proteger o sistema elétrico de eventuais danos provocados por falhas ou anomalias no sistema. Os dispositivos de proteção não têm função preventiva, pois só atuam após a ocorrência de avaria. No entanto permitem detetar o defeito e eliminá-lo de forma a que este seja isolado na menor zona possível e no período mais curto. Também deve possibilitar que as zonas não afetadas continuem com o seu normal funcionamento [9].

Os dispositivos de proteção incluem fusíveis, disjuntores, transformadores de tensão e corrente e relés. Este último é o elemento de proteção mais comum. Estes são dispositivos reativos pois reagem às condições do sistema e tomam as devidas ações reparadoras.

Este capítulo foca-se principalmente em proteções de máxima intensidade e proteções diferenciais. A primeira é caracterizada por uma proteção geral do sistema enquanto o segundo tipo tem a função de uma proteção específica dos equipamentos.

4.1 Características do sistema de proteção

Para o correto funcionamento de um esquema de proteção é necessário cumprir certas normas de forma a que haja a segura e correta atuação dos dispositivos de proteção. Foram assim selecionadas sete características principais, descritas na tabela 4.1, que um sistema de proteção bem dimensionado deve executar.

Tabela 4.1 - Características dos sistemas de proteção [9].

Fiabilidade	A fiabilidade é a capacidade de atuar correntemente quando solicitado, evitando atuações intempestivas ou de forma não seletiva.
Seletividade	Compreende-se por seletividade o facto de se manter a continuidade de serviço desligando apenas a parcela da rede elétrica necessária para isolar o defeito. A seletividade é obtida definindo zonas de proteção.
Sensibilidade	<ul style="list-style-type: none"> • Nível mínimo do sinal que leva à atuação do relé. • Nos relés numéricos a sensibilidade depende dos parâmetros definidos.
Rapidez de Operação	<p>O sistema de proteção deverá atuar tão rapidamente quanto possível de modo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduzir os danos nos equipamentos. • Aumentar eficiência no rearme automático. • Reduzir o intervalo de tempo em que a tensão assume valores diferentes do nominal. • Manter a estabilidade do sistema.
Simplicidade	O sistema de proteção deve ser o mais simples possível. Cada componente adicional implica maior complexidade e maior custo de manutenção.
Custo	O custo de um sistema de proteção de uma instalação é uma percentagem diminuta do custo total (<3%).
Religação	Os defeitos são normalmente temporários e os disjuntores devem ser religados o mais brevemente possível.

4.2 Prevenção e controlo de falha no sistema

4.2.1 Dispositivos reativos

Estes dispositivos são projetados para reconhecer um certo risco no sistema de energia e tomar medidas predeterminadas para o remover.

Na maioria dos casos, o perigo está relacionado a uma condição operacional anormal do sistema que eventualmente causaria a falha de um ou mais componentes. Portanto, a ação geralmente consiste em isolar a parte do sistema que está afetada, para que o restante do sistema possa operar normalmente [10].

4.2.1.1 Estados do sistema

O sistema de proteção necessita de tomar decisões rapidamente, normalmente em milissegundos e, geralmente, com base em informações limitadas sobre o histórico e o estado do sistema num determinado ponto de observação.

A forma como o sistema elétrico reage e recupera de uma avaria ou falha grave pode ser caracterizada por conjunto de estados [10]:

- Estado normal: quando todos os componentes que devem estar em operação estão a funcionar corretamente.
- Estado anormal: quando ocorre um evento que faz com que a operação de qualquer componente do sistema exceda seus limites operacionais normais. Poderá ser cauteloso esperar para tomar alguma decisão pois as anormalidades podem ser transitórias.
- Estado de ação: devem ser tomadas ações corretivas, geralmente sem mais atrasos intencionais.
- Estado de falha: o dispositivo com falha é removido.
- Estado restaurativo: é inspecionado sistema e/ou são feitas outras ações de reparo a fim de alcançar novamente o estado normal.

4.3 Proteção de máxima intensidade

4.3.1. Relés de máxima intensidade

Os relés de máxima intensidade constituem a forma mais comum de proteger contra valores elevados de corrente, não tendo como objetivo primário proteger contra sobrecargas (associadas aos limites térmicos de cabos e equipamentos). Pretende-se primordialmente proteger contra correntes de curto-circuito. Normalmente são compostos por um elemento instantâneo e outro temporizado. A regulação dos relés envolve a seleção dos parâmetros tempo/corrente dos dois elementos. Requer regulação para defeitos de fase-fase e defeitos fase-terra [9].

4.3.1.1 Relés instantâneos

Atuam no mínimo tempo possível e atuam instantaneamente a partir de um determinado valor predefinido de corrente. O tempo de atuação é praticamente zero, cerca de meio segundo.

Vantagens:

- Atuam no mínimo tempo possível.

Desvantagens:

- Seletividade reduzida para valores elevados de corrente de curto-circuito.
- Difícil distinguir a corrente de defeito entre dois pontos quando a impedância entre estes dois pontos é reduzida.
- Se o valor da corrente de operação for elevado um defeito com maior impedância pode não ser detectado (dependabilidade).
- Se o valor da corrente de operação for reduzido o relé pode atuar intempestivamente (segurança).
- Não protegem a zona de proteção na sua totalidade.
- Normalmente não é instalado isoladamente, mas em conjunto com relés temporizados.

4.3.1.2 Relés temporizados com característica de tempo inverso

Relé temporizado que atua mais rapidamente quanto maior for a corrente de defeito.

Vantagens:

- Facilita quando é necessária a coordenação com fusíveis e religadores.
- Custo reduzido.
- Operam com um tempo que é inversamente proporcional à corrente de curto-circuito.

Desvantagens:

- Falta de seletividade intrínseca.
- Problemas no ajuste da corrente de operação.
- Dificuldade em redes de anel.

4.4 Proteção diferencial

4.4.1 Relés diferenciais

O funcionamento de um relé diferencial baseia-se na comparação de duas grandezas elétricas, referidas a uma base comum.

Utilizando a corrente de entrada e saída de um ponto, na mesma base, pode obter-se a corrente diferencial (4-1).

$$i_d = i_1 - i_2 \quad (4-1)$$

Onde:

- i_d – Corrente diferencial.
- i_1 – Corrente de entrada do dispositivo a proteger.
- i_2 – Corrente de saída do dispositivo a proteger.

Em regime de funcionamento normal a corrente diferencial deve ser aproximadamente nula, sofrendo um aumento significativo em caso de defeito. Neste trabalho será utilizada proteção diferencial proporcional [11].

4.4.2 Proteção diferencial proporcional

Na proteção diferencial o relé é ativado quando a corrente diferencial for superior a uma percentagem pré-definida da corrente de estabilização (4-2).

$$i_d \geq k \cdot i_{est} \quad (4-2)$$

Onde:

- i_{est} – Corrente de estabilização.
- k – Fator de proteção diferencial.

A corrente de estabilização refere-se à corrente equivalente circulante. Normalmente é calculada como a média das correntes de entrada e saída de um ponto, referidas a uma base comum, conforme indicado em (4-3).

$$i_{est} = \frac{i_1 + i_2}{2} \quad (4-3)$$

Para evitar que ocorram disparos intempestivos do relé é definido um valor mínimo da corrente diferencial que provoca a sua ativação (I_{min}). A característica de proteção é especificada por um declive, como mostra a figura 4.1 [9] [11].

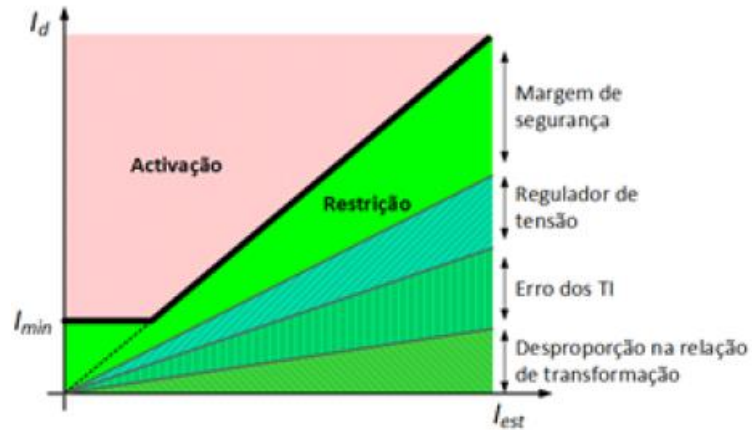


Figura 4.1 - Característica da proteção diferencial proporcional [11].

4.4.3 Relés diferenciais numéricos

Os relés diferenciais implementados neste trabalho vão ser numéricos. Neste tipo de relés as funções de proteção são realizadas através de código executado em microprocessador que, contrariamente aos eletromecânicos, permitem uma parametrização mais fácil. As características pretendidas são efetuadas diretamente na programação do relé [11].

5. Implementação e análise do SEE em *Matlab/Simulink*

O SEE implementado no *Simulink* é composto por um gerador, uma linha de distribuição de energia, dois transformadores, uma carga e o BESS. Possui também um conjunto de barramentos de leitura para monitorização de grandezas do SEE. O sistema apresenta dois níveis de tensão, 15 kV e 400 V. A Carga e o BESS funcionam na tensão de 400 V e o restante sistema em 15 kV.

Os componentes do sistema de energia estão disponíveis na biblioteca *SimPowerSystem* do *Simulink* sob a forma de blocos com parâmetros configuráveis.

A figura 5.1 mostra o SEE implementado no *Simulink*, o correspondente modelo computacional é apresentado no Anexo 1 em formato digital.

5.1 Componentes do sistema de energia

Gerador

O modelo de gerador utilizado neste trabalho é o de “Simplified Synchronous Machine pu Units”. O bloco tem como entradas a potência mecânica (P_m) e a força eletromotriz de excitação (E), ambos calculados através das ferramentas “Load Flow” e “Machine Initialization” do bloco Powergui no *Simulink*. Desta forma obtiveram-se os seguintes valores para os parâmetros de entrada da máquina:

$$P_m = 0.8288 \text{ pu}$$

$$E = 1.12762 \text{ pu}$$

A tabela 5.1 apresenta os principais parâmetros do gerador.

Tabela 5.1– Parâmetros do bloco “Simplified Synchronous Machine pu Units”.

Potência nominal (MVA)	35
Tensão nominal composta (kV)	15
Frequência (Hz)	50

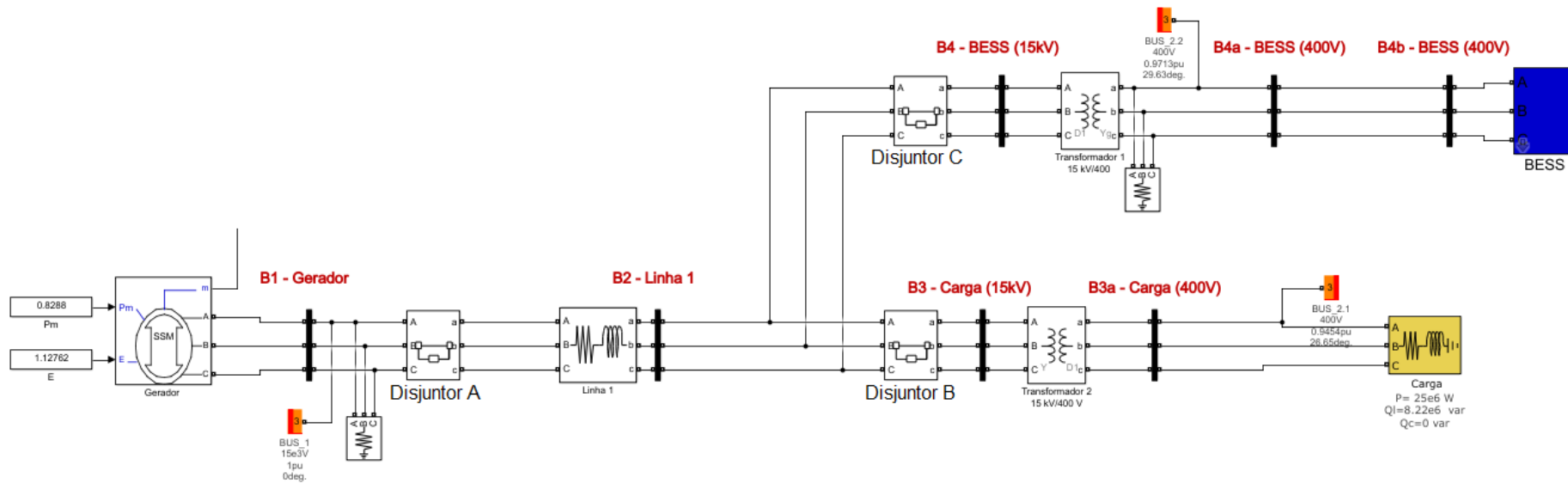


Figura 5.1 – O Sistema de Energia Elétrica (SEE).

Linha de distribuição

No SEE é considerada uma linha de distribuição de 17 kms. Devido ao seu comprimento é representada pelo modelo de linha curta. A resistência e indutância por fase e são de:

$$R_{(20^\circ)}=11.4243 \times 10^{-3} \text{ (}\Omega \text{ /km)}$$

$$L=2.472 \times 10^{-5} \text{ (H/km)}$$

O bloco utilizado para simular linhas de distribuição no *Simulink* foi o “Three-Phase Series RLC Branch” (neste caso com o tipo RL).

Transformadores

O sistema de energia possui dois transformadores. Os transformadores convertem a tensão da rede de 15 kV para 400 V para alimentação da carga e do BESS. O bloco utilizado foi o “Three-Phase Transformer”. A tabela 5.2 apresenta os principais parâmetros dos transformadores utilizados.

Tabela 5.2 – Parâmetros do bloco “Three-Phase Transformer”.

	Transformador 1	Transformador 2
	Rede/BESS	Rede/Carga
Potência nominal (MVA)	10	30
Frequência (Hz)	50	50
Tensão nominal composta (primário) (V)	15000	15000
Resistência (primário) (pu)	0.004	0.004
Indutância (primário) (pu)	0.03	0.03
Tensão nominal composta (secundário) (V)	400	400
Resistência (secundário) (pu)	0.004	0.004
Indutância (secundário) (pu)	0.03	0.03
Resistência de magnetização (pu)	500	500
Indutância de magnetização (pu)	500	500
Ligação	Δ/Y_g	Y/Δ

Carga

A carga utilizada é de 26.32 MVA com um fator de potência de 0.8 indutivo. O bloco utilizado foi o “Three-Phase Series RLC Load”. A tabela 5.3 apresenta os principais parâmetros da carga.

Tabela 5.3 - Parâmetros do bloco “Three-Phase Series RLC Load”.

Tensão nominal composta (V)	400
Frequência (Hz)	50
Potência ativa (MW)	25
Potência reativa (Mvar)	8.22

Barramentos de leitura

Os barramentos de leitura estão localizados ao longo do SEE de maneira a que seja possível analisar o comportamento do sistema. Como foi referido anteriormente, estes barramentos permitem a leitura de tensão, corrente e potências.

Os barramentos encontram-se nas seguintes localizações no SEE:

- B1 – Gerador (15 kV) - Barramento de leitura a jusante do gerador.
- B2 – Linha (15 kV) - Barramento de leitura a jusante da linha.
- B3 – Carga (15 kV) - Barramento de leitura a montante da carga no nível de tensão de 15 kV.
- B3a – Carga (400 V) Barramento de leitura a montante da carga no nível de tensão de 400 V.
- B4 – BESS (15 kV) - Barramento de leitura a montante do BESS no nível de tensão de 15 kV.
- B4a – BESS (400 V) - Barramento de leitura a montante do BESS no nível de tensão de 400 V.
- B4b – BESS (400 V) - Barramento de leitura na saída BESS no nível de tensão de 400 V.

5.2 Sistema de armazenamento de energia

O BESS adotado neste trabalho é uma adaptação do modelo utilizado em “24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System” acessível na biblioteca online da *Mathworks* [12] [13].

O BESS baseia-se num modelo genérico de armazenamento de energia por bateria que simula o carregamento ou descarga com base na percentagem do estado do carregamento (*State of Charge, SOC%*) disponível e nas condições do sistema de energia. A figura 5.2 mostra principais blocos do modelo de BESS implementado no *Simulink*.

Existem dois tipos de funcionamento do BESS: “Regulação” e “Carregamento obrigatório”. No modo de funcionamento “Regulação”, o BESS, mediante as condições do SEE, pode carregar ou descarregar de forma a minimizar perturbações no sistema. O BESS opera a partir da comparação da frequência da rede com a frequência de referência (50 Hz). Se a variação não ultrapassar os valores pré-definidos o BESS manter-se-á inativo.

O modo de “Carregamento obrigatório” é ativado caso o SOC% seja inferior a 15%, mantendo-se o BESS em carregamento até que o SOC% atinja 50% e mude para o modo de “Regulação”. O BESS define o modo de operação inicial através do SOC% inicial introduzido nos parâmetros configuráveis do BESS. O funcionamento do BESS está resumido no fluxograma da figura 5.3.

A tabela 5.4 mostra os principais parâmetros do BESS e a figura 5.3 apresenta os parâmetros configuráveis do mesmo, no *Simulink*.

Tabela 5.4 - Parâmetros do BESS.

Tensão nominal composta (V)	400
Potência nominal (MW)	8
Capacidade nominal (MWh)	4
Eficiência do sistema (%)	90
Corrente nominal (kA)	11.547

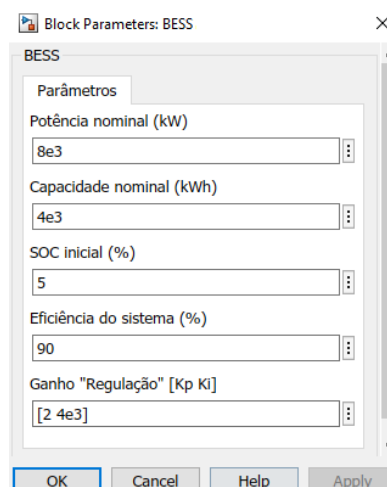


Figura 5.4 – Parâmetros configuráveis do BESS no *Simulink*.

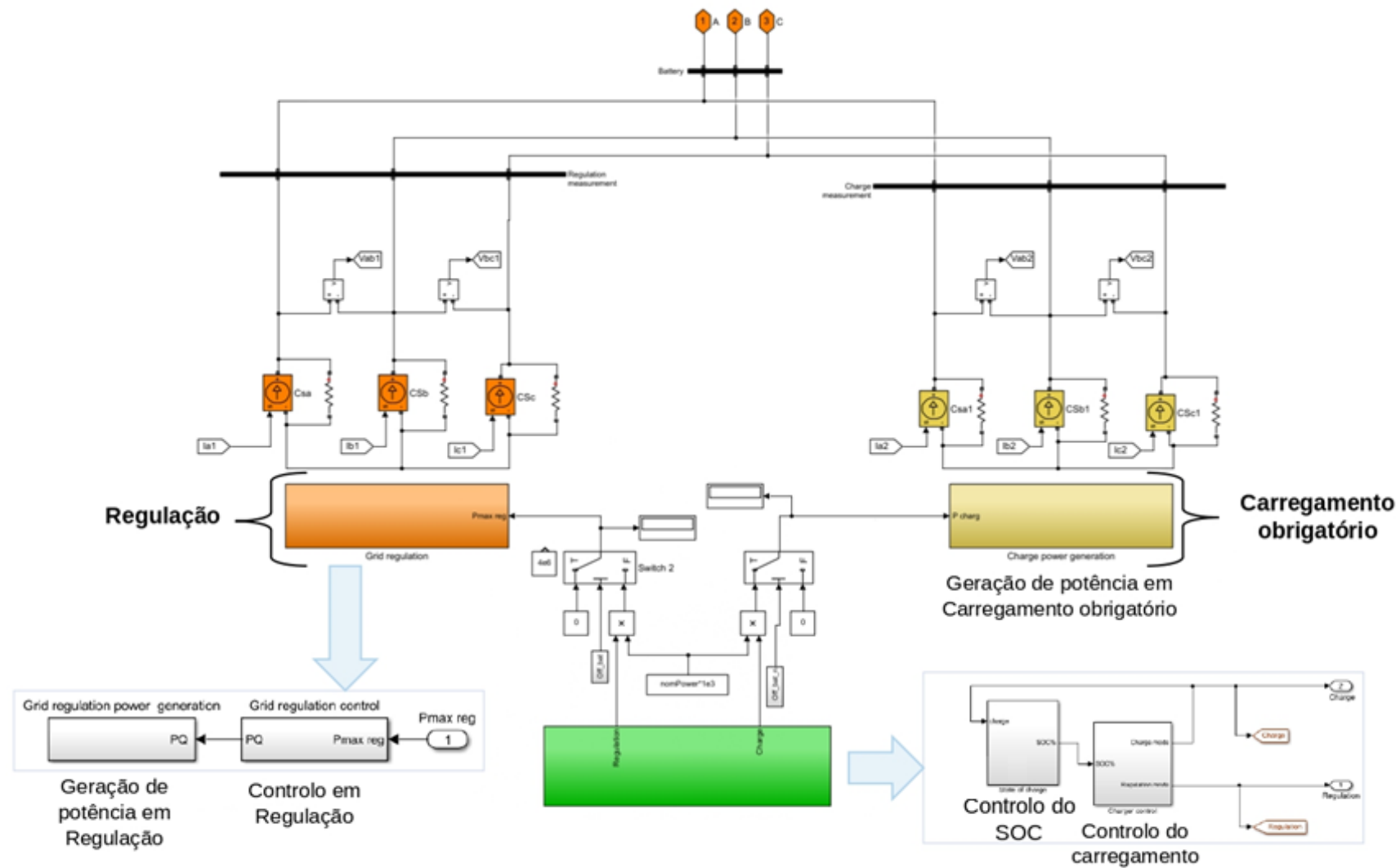


Figura 5.2 – Modelo do BESS implemento no Simulink.

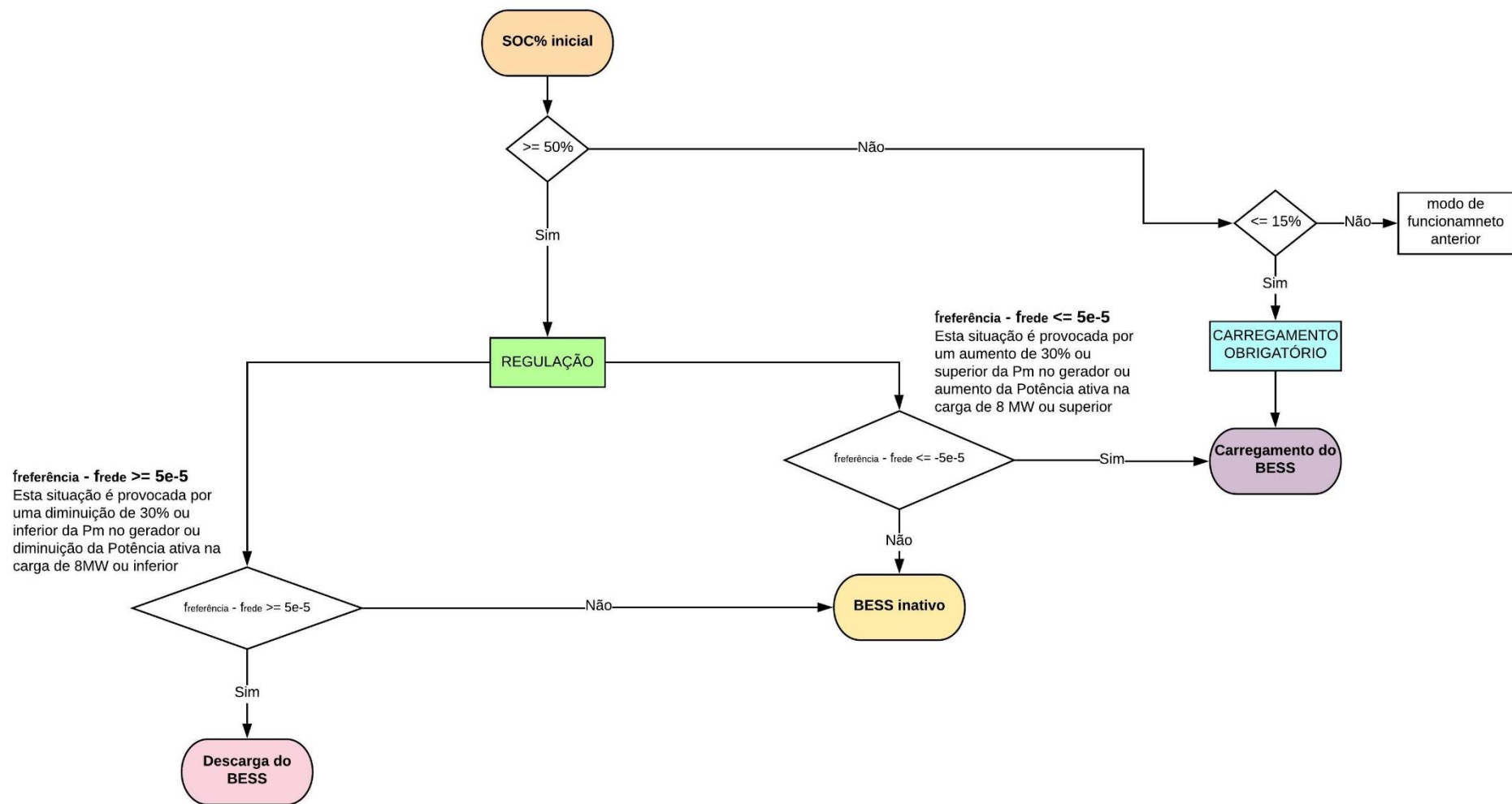


Figura 5.3 – Fluxograma do funcionamento do BESS.

5.2.1 O BESS no *Simulink*

Nesta secção explica-se o funcionamento dos principais blocos do BESS implementado no *Simulink* neste trabalho.

Controlo do SOC%

O bloco “Controlo do SOC%” calcula o nível de carga do BESS. Tem como estradas o valor do SOC% inicial e o regime de funcionamento calculado na iteração anterior. Este valor é definido em função do sinal da potência a transferir: se a potência for negativa o BESS opera em descarga e se for positiva em carregamento.

O SOC% é calculado em função da potência de carga ou descarga e capacidade do BESS.

A figura 5.5 mostra o interior do bloco “Controlo do SOC%”.

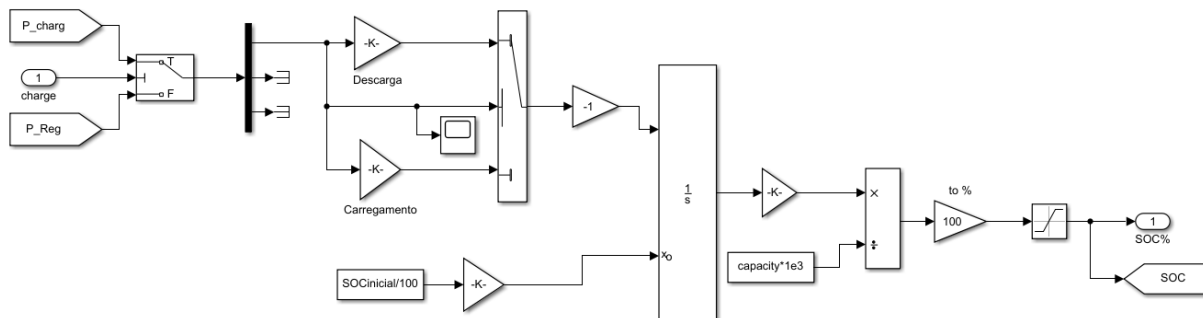


Figura 5.5 – Bloco “Controlo do SOC%”.

Controlo do carregamento

No bloco “Controlo do carregamento” define-se o modo de funcionamento do BESS em função do SOC% gerado em “Controlo do SOC%”. Através de um Flip-flop SR é definido o modo em que o BESS deve operar. A figura 5.16 mostra o interior do bloco “Controlo do carregamento”.

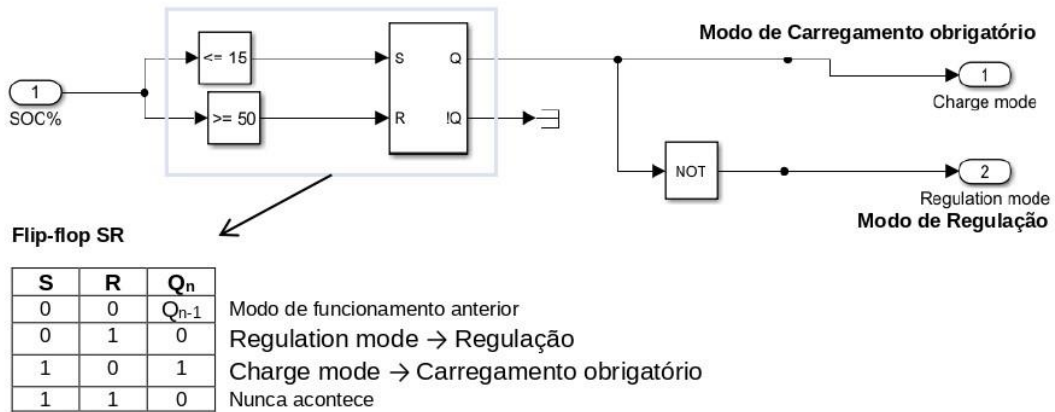


Figura 5.6 – Bloco “Controlo do carregamento”.

Controlo em “Regulação”

Estando o BESS em modo de “Regulação”, no bloco “Controlo em Regulação” é calculada a potência ativa a ser transferida pelo BESS a partir da diferença entre a frequência de referência e a frequência da rede (entradas do bloco).

Caso a frequência da rede seja menor ou maior que a frequência de referência, inicia-se a geração de potência ativa. É aplicada uma derivada e ganhos ao sinal resultante da diferença entre a frequência de referência e a frequência da rede de forma a gerar o sinal de entrada do integrador. O integrador dá origem à potência ativa gerada quando o BESS se encontra em “Regulação”. A potência ativa calculada tem como limite máximo e mínimo +Potência nominal e -Potência nominal do BESS. A potência complexa calculada em “Controlo em Regulação” tem potência reativa igual a zero.

A figura 5.7 ilustra o interior do bloco “Controlo em Regulação”.

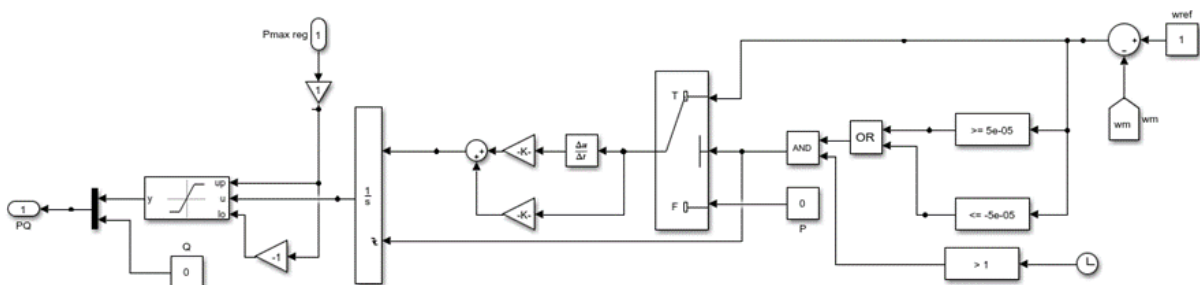


Figura 5.7 – Componentes do bloco “Controlo em “Regulação””.

Geração de Potência em “Regulação” / “Carregamento obrigatório”

Tanto na secção de “Regulação” como de “Carregamento obrigatório” o bloco “Geração de Potência” é semelhante. Através da tensão composta e da potência aparente proveniente do bloco “Controlo em Regulação” ou da potência nominal inserida nos parâmetros do BESS é gerada a corrente do BESS.

Através das leituras da tensão composta no BESS é calculada a tensão simples por fase. A corrente por fase é gerada através da potência aparente proveniente do “Controlo em Regulação” ou potência nominal inserida nos parâmetros do BESS utilizando a equação:

$$\bar{I} = \left[\frac{2}{3} \cdot \frac{\bar{S}}{\bar{V}} \right]^* \quad (5-1)$$

Onde:

- \bar{I} – Fasor da corrente (expresso em função do valor máximo).
- \bar{V} – Fasor da tensão simples (expresso em função do valor máximo).
- \bar{S} – Potência complexa.

O comportamento transitório do BESS foi considerado, de forma simplificada utilizando o bloco “Break Algebraic Loop”, que permite ajustar o comportamento dinâmico do sistema de armazenamento.

A figura 5.8 ilustra o interior do bloco “Geração de Potência em “Regulação”/“Carregamento obrigatório””.

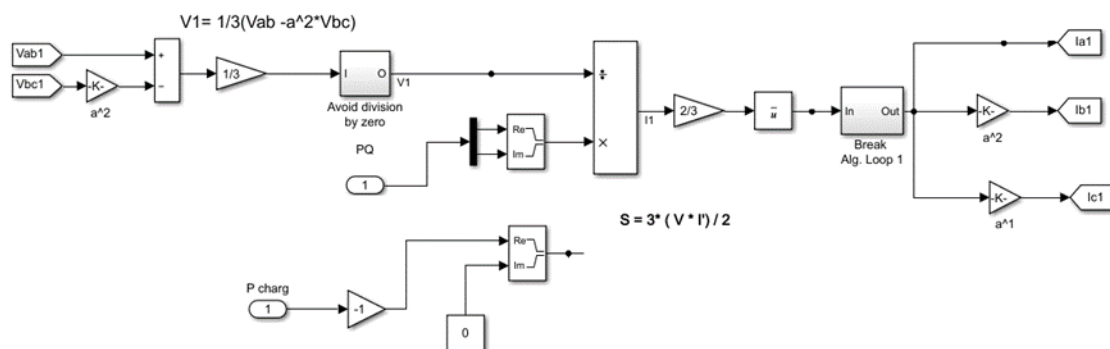


Figura 5.8 – Componentes do bloco “Geração de Potência em “Regulação”/“Carregamento obrigatório””.

5.2.2 Funcionamento do BESS em estado normal do SEE

De forma a demonstrar a influência do armazenamento de energia no SEE apresenta-se uma comparação de como o sistema reage a perturbações sem o BESS e com BESS. Em modo “Regulação” o BESS opera (carregando ou descarregando) de forma a minimizar as perturbações que ocorram no SEE (excesso ou insuficiência de geração ou carga). Caso não ocorra nenhuma perturbação significativa o SEE encontra-se em equilíbrio, não havendo necessidade de auxílio do BESS (encontrando-se este inativo). Se o BESS se encontrar em modo “Carregamento obrigatório” não responde a perturbações, mas sim ao valor do SOC%. Foram seleccionados os casos abaixo descritos de forma a analisar o funcionamento do BESS e o seu comportamento em função perturbações no SEE. Os resultados dos restantes diversos casos analisados foram sumariados nas tabelas 5.5 a 5.14.

5.2.2.1 Modo de funcionamento de “Regulação” – BESS Inativo (SEE em equilíbrio)

Neste cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288$ pu, $E = 1.12762$.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS inicia operação em $t = 5$ s.

Na figura 5.9 mostra-se o comportamento das grandezas do SEE quando este se encontra em equilíbrio. De forma a comparar o comportamento do SEE com e sem o funcionamento do BESS, foi imposto que o BESS apenas ficasse disponível para começar a operar em $t = 5$ s. Verifica-se que não existindo perturbações no SEE o BESS não opera, mantendo-se inativo. O BESS no SEE não provoca qualquer alteração nas grandezas do sistema.

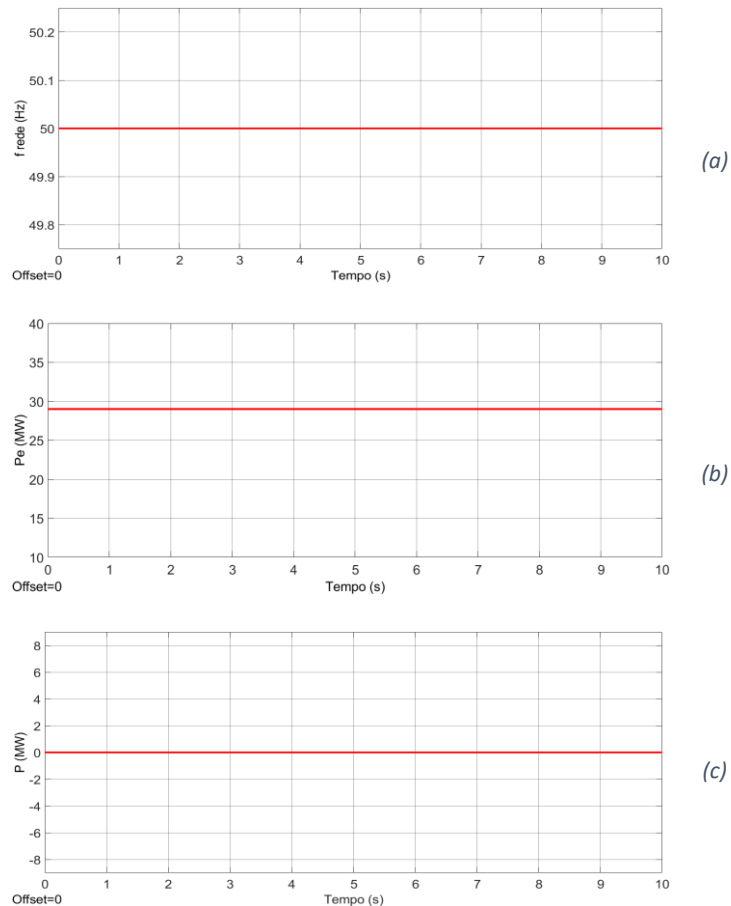


Figura 5.9 – (a) Frequência da rede, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potencia ativa do BESS com o SEE em equilíbrio e com o BESS em modo “Regulação”.

5.2.2.2 Modo de funcionamento de “Regulação” – BESS em descarga (diminuição da P_m do gerador em relação à situação de equilíbrio do SEE)

Neste cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.58016$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS inicia operação em $t = 5$ s.

A figura 5.10 mostra o comportamento das grandezas do SEE quando se diminui parâmetro de entrada do gerador, potência mecânica, em 30% em relação à situação de equilíbrio. De forma a comparar o comportamento do SEE com e sem o funcionamento do BESS, foi imposto que o BESS apenas ficasse disponível para começar a operar em $t = 5$ s.

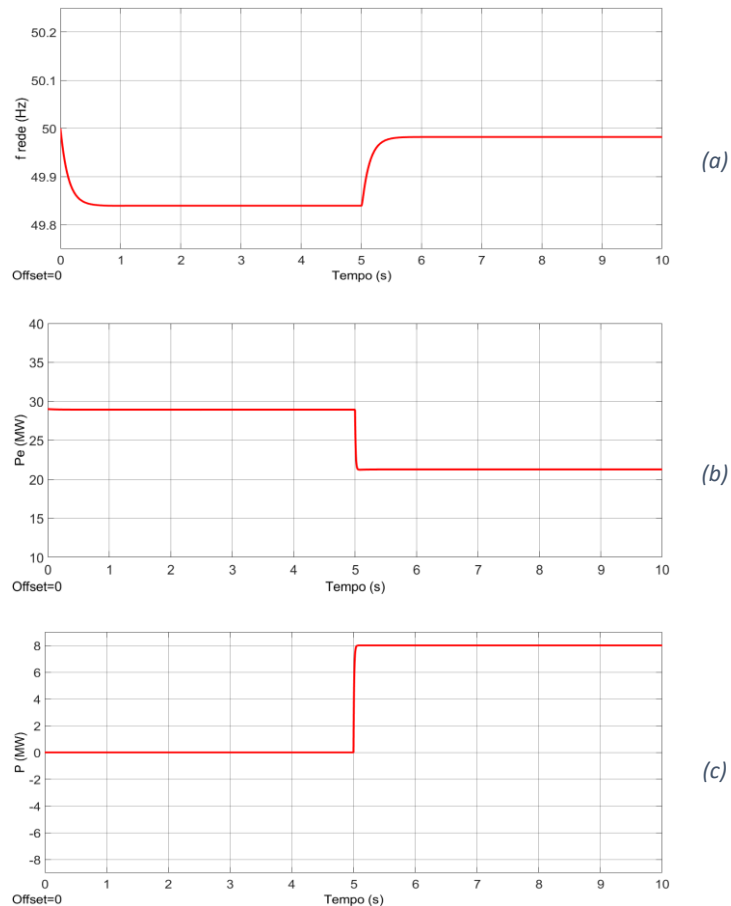


Figura 5.10 – (a) Frequência da rede com o SEE, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potencia ativa do BESS com diminuição do parâmetro potência mecânica no gerador e com o BESS em modo “Regulação”.

A entrada em funcionamento do BESS em $t = 5$ s auxilia na regulação da frequência da rede (figura 5.10 (a)). Verifica-se que antes de o BESS entrar em operação a frequência da rede estava abaixo da frequência nominal devido à diminuição da capacidade de geração de energia elétrica do gerador, e com o auxílio do BESS esta grandeza volta a valores próximo dos nominais. O BESS ao compensar a perda de capacidade de geração de potência elétrica (provocada pela diminuição do parâmetro de entrada, potência mecânica), faz com que o gerador não necessite de produzir tanta energia para alimentar a carga (figura 5.10 (b)). Por fim constata-se, na figura 5.10 (c) que o BESS descarrega na sua potência nominal.

5.2.2.3 Modo de funcionamento de “Regulação” – BESS em carregamento (diminuição de potência ativa na carga em relação à situação de equilíbrio do SEE)

Neste cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 17$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS inicia operação em $t = 5$ s.

A figura 5.11 mostra o comportamento das grandezas do SEE quando se diminui a potência ativa da carga em 8 MW em relação à situação de equilíbrio. De forma a comparar o comportamento do SEE com e sem o funcionamento do BESS, foi imposto que o BESS apenas ficasse disponível para começar a operar em $t = 5$ s.

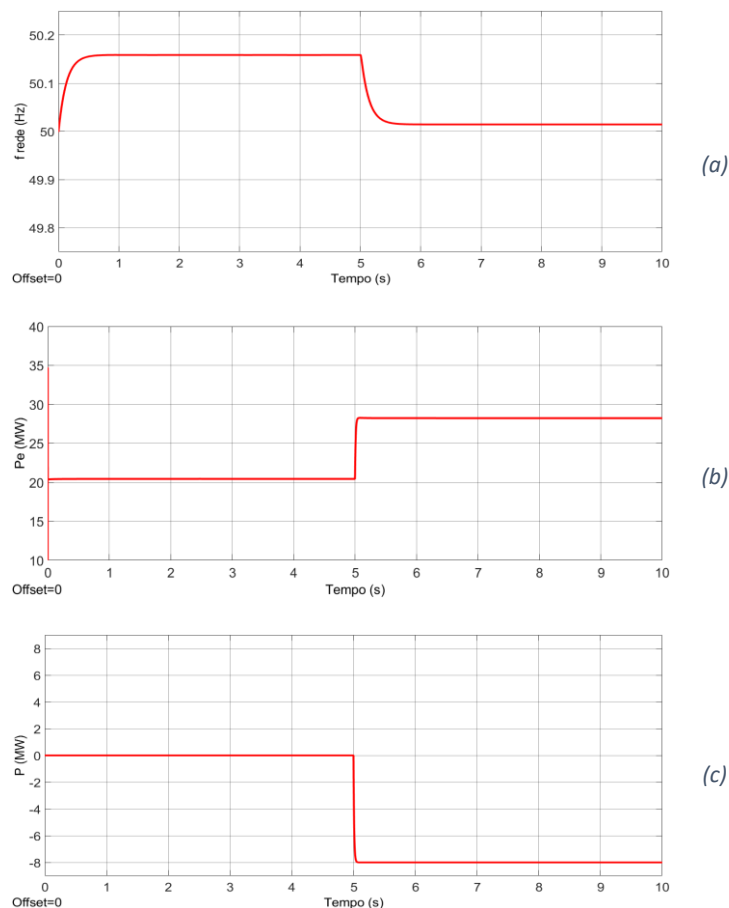


Figura 5.11 – (a) Frequência da rede com o SEE, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potência ativa do BESS com diminuição de potência ativa na carga e com o BESS em modo “Regulação”.

O gerador fica com produção excessiva quando ocorre uma situação de diminuição de carga no SEE, o que provoca um aumento da frequência da rede (figura 5.11 (a)), compensada pela entrada em funcionamento do BESS (em $t = 5$ s) a operar em carregamento. O BESS absorve o excesso de capacidade de geração de potência do gerador, pois em carregamento comporta-se como uma carga. Devido ao aumento de carga no SEE provocada pelo BESS o gerador começa a produzir mais potência elétrica (figura 5.11 (b)). Verifica-se, na figura 5.11 (c) que o BESS carrega na sua potência nominal.

5.2.2.4 Modo de funcionamento de “Carregamento obrigatório”

Neste cenário consideraram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 5%.
- BESS inicia operação em $t = 5$ s.

Na figura 5.13 mostra-se o comportamento das grandezas do SEE quando se dá a entrada em operação do BESS em modo de “Carregamento obrigatório”. De forma a comparar o comportamento do SEE com e sem o funcionamento do BESS, foi imposto que o BESS apenas começa-se a operar em $t = 5$ s.

A entrada em operação do BESS provoca a sobrecarga do gerador (o carregamento do BESS provoca um aumento de carga no SEE) e conseqüente diminuição da frequência da rede (figura 5.12 (a)) e aumento da potencia elétrica gerada (figura 5.12 (b)). Verifica-se, na figura 5.12 (c) que o BESS carrega na sua potência nominal.

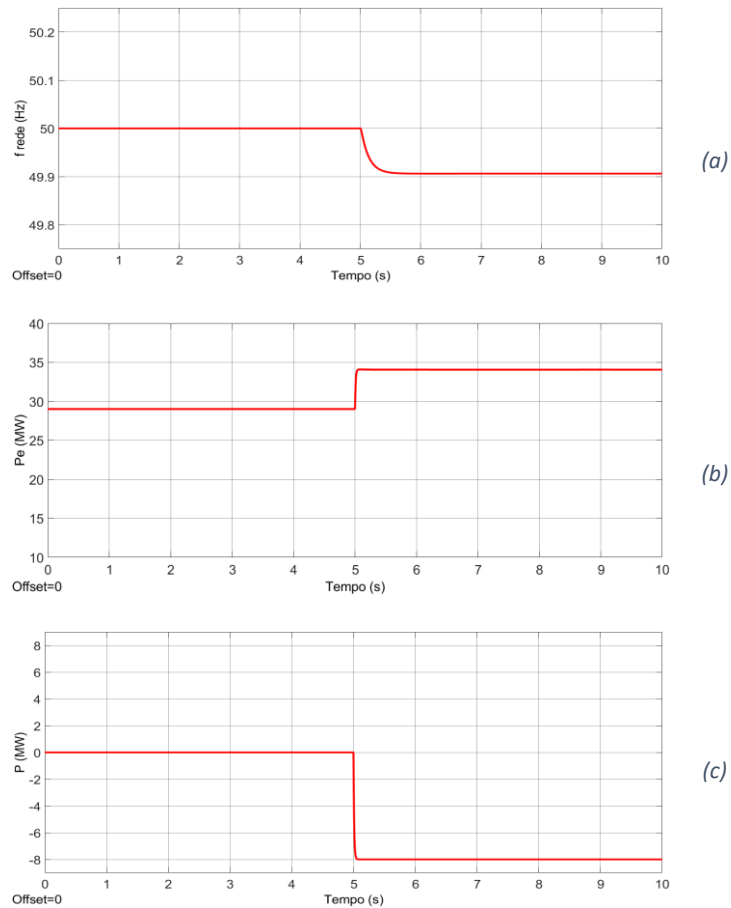


Figura 5.12 – (a) Frequência da rede com o SEE, (b) Potência elétrica produzida pelo gerador e (c) Potencia ativa do BESS com o SEE em equilíbrio e o BESS em modo “Carregamento obrigatório”.

Tabela 5.5 – Corrente nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Regulação”.

	I (kA)				
	Inatividade	“Regulação”			
		Descarga		Carregamento	
Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de P_m no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de P_m no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW	
B1 – Gerador (15 kV)	11.360	0.885	1.173	1.414	1.103
B3 – Carga (15 kV)	1.135	1.145	1.148	1.117	0.821
B4 – BESS (15 kV)	≈ 0	0.295	0.300	0.308	0.302
B4b – BESS (400 V)	≈ 0	11.100	11.290	11.520	11.300

Tabela 5.6 – Corrente nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.

I (kA)					
“Carregamento obrigatório”					
	Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW
B1 – Gerador (15 kV)	1.406	1.394	1.700	1.414	1.103
B3 – Carga (15 kV)	1.123	1.128	1.420	1.117	0.821
B4 – BESS (15 kV)	0.303	0.296	0.304	0.308	0.302
B4b – BESS (400 V)	11.370	11.110	11.380	11.520	11.300

Tabela 5.7 – Potência ativa nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Regulação”.

P (MW)					
“Regulação”					
Inatividade	Descarga		Carregamento		
Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW	
B1 – Gerador (15 kV)	28.990	25.240	29.290	36.580	28.190
B3 – Carga (15 kV)	27.910	28.410	35.970	27.040	19.220
B4 – BESS (15 kV)	≈0	7.999	7.999	-7.999	-7.999
B4b – BESS (400 V)	28.998	25.240	29.290	36.580	28.190

Tabela 5.8 – Potência ativa nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.

P (MW)					
“Carregamento obrigatório”					
Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW	
B1 – Gerador (15 kV)	36.760	36.780	44.520	36.580	28.190
B3 – Carga (15 kV)	27.300	27.560	34.570	27.040	19.220
B4 – BESS (15 kV)	-7.949	-7.929	-7.958	-7.999	-7.999
B4b – BESS (400 V)	36.760	36.780	44.520	36.580	28.190

Tabela 5.9 – Tensão nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Regulação”.

V (V)					
“Regulação”					
Inatividade	Descarga		Carregamento		
Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW	
B1 – Gerador (15 kV)	15850	15893	15735	15710	15884
B3 – Carga (15 kV)	400	403	395	393	402
B4 – BESS (15 kV)	411	416	409	401	409
B4b – BESS (400 V)	15850	15893	15735	15710	15884

Tabela 5.10 – Tensão nos barramentos B1, B2, B4 e B4b com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.

	V (V)				
	“Carregamento obrigatório”				
	Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW
B1 – Gerador (15 kV)	15776	15839	15618	15710	15885
B3 – Carga (15 kV)	395	397	387	393	402
B4 – BESS (15 kV)	405	409	399.4	401	408
B4b – BESS (400 V)	15776	15839	15618	15710	15885

Tabela 5.11 – Potencia elétrica produzida pelo gerador com o BESS em modo de “Regulação”.

Inatividade	P _e (MW)			
	“Regulação”			
	Descarga		Carregamento	
Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW
29.010	21.240	36.620	29.310	28.210

Tabela 5.12 – Potencia elétrica produzida pelo gerador com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.

Parâmetros normais do SEE	P _e (MW)			
	“Carregamento obrigatório”			
	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW
36.680	36.580	44.300	36.620	28.210

Tabela 5.13 – Frequência da rede com o BESS em modo de “Regulação”.

Inatividade	f _{rede} (Hz)			
	“Regulação”			
	Descarga		Carregamento	
Parâmetros normais do SEE	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW
50.000	49.980	49.990	50.020	50.010

Tabela 5.14 – Frequência da rede com o BESS em modo de “Carregamento obrigatório”.

Parâmetros normais do SEE	f _{rede} (Hz)			
	“Carregamento obrigatório”			
	Diminuição em 30% de Pm no gerador	Aumento de P na Carga em 8 MW	Aumento em 30% de Pm no gerador	Diminuição de P na Carga em 8 MW
49.860	49.700	49.710	50.020	50.010

6. Implementação e análise do Sistema de Proteções em Matlab/Simulink

Para o correto funcionamento do sistema de energia é necessário uma parametrização adequada do sistema de proteções, sendo este o principal objetivo deste trabalho. Os dispositivos de proteção, neste caso relés, devem atuar de forma rápida e isolar o defeito na menor zona possível. A falha deve ficar circunscrita à zona afetada do sistema. Os relés dão sinal de abertura aos disjuntores situados nas seguintes posições do SEE (ver figura 5.1):

- Disjuntor A: situado a jusante do barramento B1.
- Disjuntor B: situado na saída para a carga do barramento B2.
- Disjuntor C: situado na saída para o BESS do barramento B2.

Neste trabalho foi analisado um sistema de proteção do BESS constituído por relés de máxima intensidade e diferencial, bem como um esquema de proteção interna do BESS.

As proteções de máxima intensidade servem como reserva da proteção diferencial. A qual tem um tempo de atuação quase imediato, sendo esta a primeira a atuar em caso de defeito.

O modelo computacional implementado em *Simulink* da proteção interna do BESS, proteções de máxima intensidade e proteção diferencial encontra-se apresentado no Anexo 2 em formato digital.

6.1 Proteção interna do BESS

Segundo um estudo efetuado pela *ABB*, apresentado em [14], sobre a proteção de SAE, a capacidade máxima de sobrecarga de curta-duração do BESS é normalmente limitada a 200% durante 3 s. No caso em estudo esta capacidade de sobrecarga corresponde assim a 16 MW e 23 kA. Para manter a segurança do BESS, este não pode ser removido de forma instantânea do SEE, sendo que dispõe de um esquema de proteção que tem na sua programação condições para ser removido de serviço caso sejam ultrapassados os limites definidos de funcionamento.

Para proteção contra crescimentos nocivos de corrente, a proteção interna BESS atua a partir de valores de cerca de 150% da corrente nominal. Optou-se por implementar dois

níveis de proteção, como se ilustra na figura 6.1.

No primeiro nível, visível a tracejado no gráfico da figura 6.1, o BESS suporta correntes entre 150% e 200% da corrente nominal durante 3 s e quando finda esta temporização é retirado de serviço. No caso de uma avaria provocar correntes que ultrapassem o limite máximo de 200% da corrente nominal o BESS imediatamente retirado de serviço, segundo nível visível a traço contínuo no gráfico da figura 6.1.

Como o BESS é um dispositivo de potência constante, quando ocorre uma subtensão a corrente aumenta. Foi assim introduzido uma proteção adicional contra subtensões, sendo definido um limite mínimo de 30V. Caso a tensão tome valores inferiores o BESS saí de serviço.

A figura 6.2 mostra o esquema de proteção implementado no *Simulink*, com a proteção de corrente a azul e de tensão a verde.

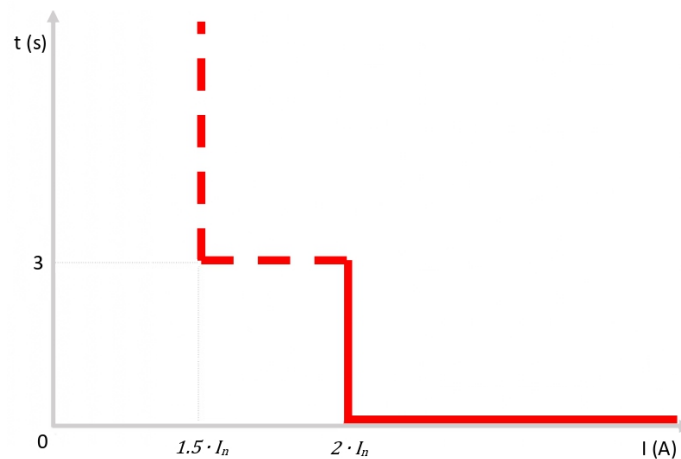


Figura 6.1 – Níveis de proteção de corrente implementados na proteção interna no BESS.

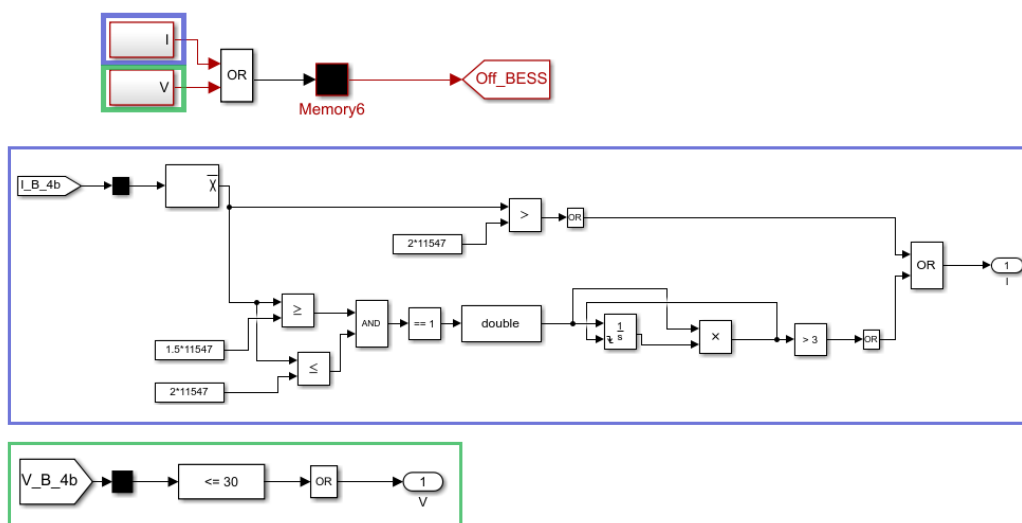


Figura 6.2 – Proteção interna do BESS implementada no Simulink.

6.2 Proteção de máxima intensidade

Com o objetivo de proteger o SEE implementou-se um sistema de proteções de máxima intensidade constituído por relés com característica de tempo inverso. Para dimensionamento das proteções consideraram-se curto-circuitos trifásicos com impedância de defeito de 1Ω no barramento de 15 kV. Para proteção de defeito de igual severidade no barramento de 400 V utilizou-se uma impedância de defeito de $700 \mu\Omega$.

6.2.1 Dimensionamento das proteções

Para obtenção das leituras das correntes de curto-circuito colocaram-se as falhas nas seguintes posições:

- Falha 1 (1Ω): jusante do barramento B1.
- Falha 2 (1Ω): jusante do barramento B2
- Falha 3 ($700 \mu\Omega$): jusante do barramento B3a.
- Falha 4 ($700 \mu\Omega$): jusante do barramento B4a.

Na parametrização dos relés foi considerado o caso de o BESS auxiliar na alimentação do defeito. Como foi referido anteriormente, a capacidade de sobrecarga do BESS deve ser no máximo 200% da sua potência nominal. Assim apresentam-se as leituras das correntes de curto-circuito (I_{CC}) obtidas nas simulações em ambiente de *Simulink* nos diferentes barramentos para quando o BESS debita 8 MW (potência nominal) (tabela 6.1) e 16 MW (200% da potência nominal) (tabela 6.2) [14].

A figura 6.3 ilustra o sentido das correntes no SEE para alimentação das diversas falhas e a figura 6.4 mostra o SEE com as diversas falhas.

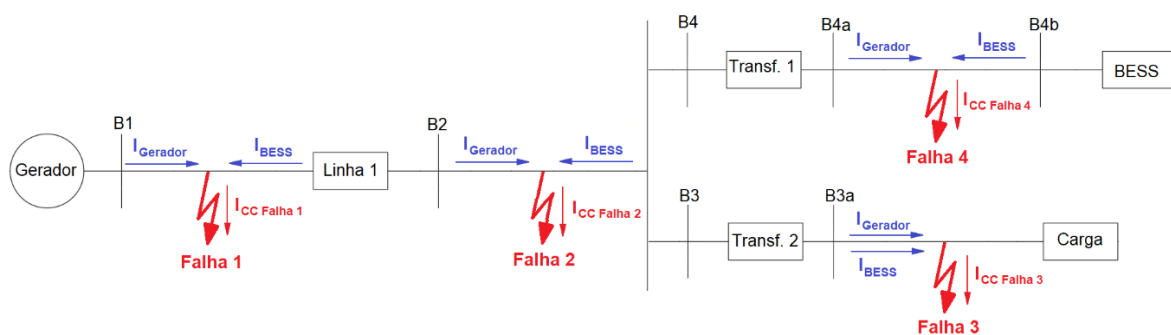


Figura 6.3 – Sentido das correntes no SEE para alimentação das diversas falhas

Tabela 6.1 – Leitura das correntes de curto-circuito nos diferentes barramentos quando o BESS debita 8 MW.

	I_{cc} (kA)			
	FALHA 1 1 Ω	FALHA 2 1 Ω	FALHA 3 700 μΩ	FALHA 4 700 μΩ
B1 – Gerador (15 kV)	6.150	5.329	4.321	3.524
B2 – Linha (15 kV)	4.34	5.329	4.321	3.524
B3 – Carga (15 kV)	0.741	0.664	4.729	0.717
B3a – Carga (400 V)	27.710	24.830	173.200	26.810
B4 – BESS (15 kV)	0.458	0.512	0.544	2.850
B4a – BESS (400 V)	17.190	19.200	20.420	106.900

Tabela 6.2 – Leitura das correntes de curto-circuito nos diferentes barramentos quando o BESS debita 16 MW.

	I_{cc} (knA)			
	FALHA 1 1 Ω	FALHA 2 1 Ω	FALHA 3 700 μΩ	FALHA 4 700 μΩ
B1 – Gerador (15 kV)	5.903	5.070	4.092	3.444
B2 – Linha (15 kV)	0.560	5.070	4.092	3.444
B3 – Carga (15 kV)	0.763	0.684	4.753	0.747
B3a – Carga (400 V)	28.530	25.570	174.100	27.920
B4 – BESS (15 kV)	0.900	1.012	1.104	2.728
B4a – BESS (400 V)	33.760	37.980	41.410	102.300

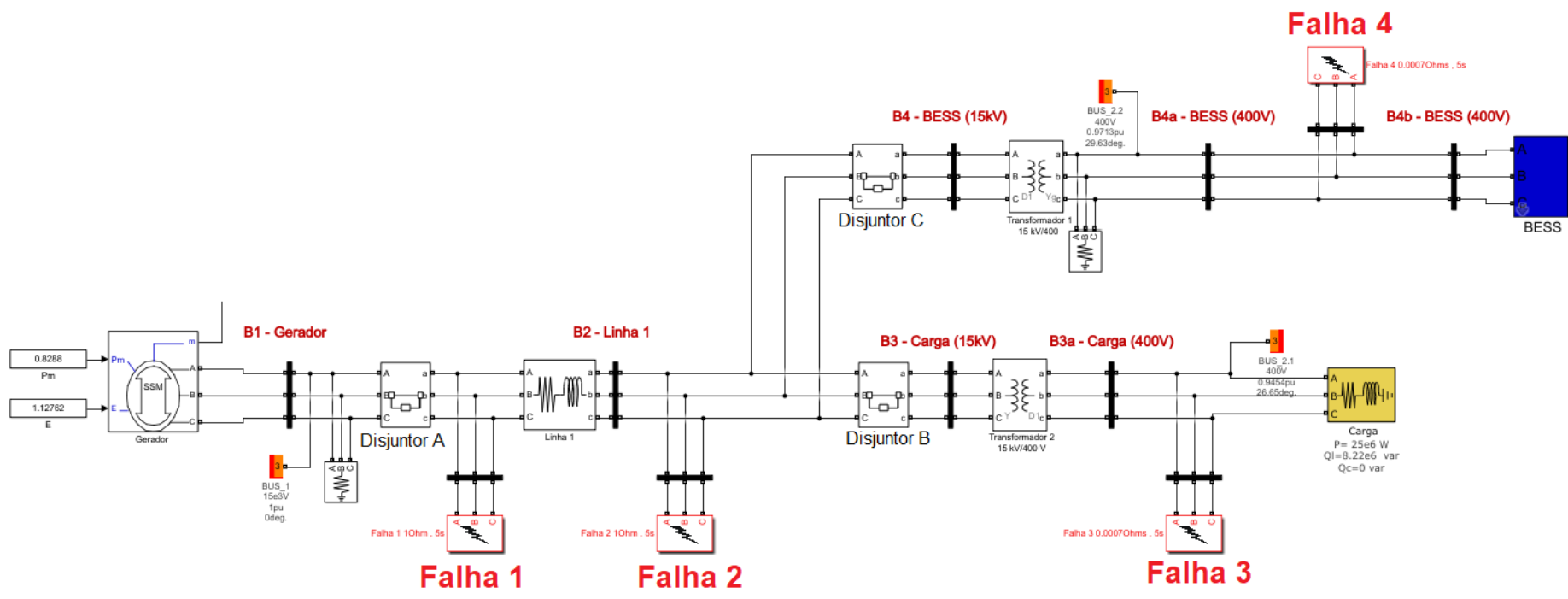


Figura 6.4 – O Sistema de Energia Elétrica incluindo falhas.

6.2.1.1 Cálculo da corrente de operação dos relés

Após a simulação das correntes de curto-circuito trifásico consideraram-se quatro relés de proteção nas seguintes posições:

- Relé A: proteção contra defeitos na saída do gerador e linha de distribuição. Ordem de abertura do Disjuntor A.
- Relé B: proteção contra defeitos na saída da carga. Ordem de abertura do Disjuntor B.
- Relé C: proteção contra defeitos no BESS. Ordem de abertura do Disjuntor C.

Os relés são uma proteção de máxima intensidade com característica de tempo inverso. No Relé A considerou-se também uma proteção instantânea.

Para o dimensionamento das proteções de máxima intensidade dos relés A e C utilizaram-se as correntes de curto-circuito obtidas quando o BESS debita 8 MW, pois apresentam valores mais altos do que quando o BESS opera no máximo admissível de sobrecarga (16 MW). No relé B devido ao sentido das correntes na carga utilizou-se para dimensionamento as leituras das correntes de curto-circuito obtidas quando o BESS opera em 16 MW.

Para o cálculo das tomadas dos relés com característica de tempo inverso é necessário respeitar as seguintes condições [9] [15]:

$$I_{op_{INV}} > OLF \cdot I_n \quad (6-1)$$

$$I_{op_{INV}} < \frac{I_{CC_{barramento\ min}}}{3} \quad (6-2)$$

$$OLF = 1.5 \quad (6-3)$$

Onde:

- $I_{op_{INV}}$ – Corrente de operação do elemento inverso do relé de máxima intensidade.
- $I_{CC_{barramento\ min}}$ – Corrente mínima de curto-circuito no elemento a proteger.
- I_n – Corrente nominal em funcionamento normal do SEE do elemento a proteger.
- OLF – Fator de sobrecarga (*Overload Factor*).

Os relés com característica de tempo inverso são parametrizados em função da corrente nominal e de um fator de sobrecarga, que neste trabalho se considerou de 1.5. Sendo a condição (6-1) mais relevante, deve-se também verificar se este tipo de relés consegue detetar defeitos que ocorram no SEE, utilizando-se assim a condição (6-2). Esta é baseada em boas práticas de dimensionamento onde a corrente de operação deve identificar correntes de curto-circuito 3 vezes inferiores ao mínimo que é imposto por defeitos trifásicos severos.

Utilizaram-se relés temporizados do tipo “*Standard Inverse*” com a seguinte característica tempo-corrente [9] [15]:

$$t_{atuação} = \left| TMS \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{op_{INV}}} \right)^{0.02} - 1} \right| (s) \quad (6-4)$$

Onde:

- $t_{atuação}$ – Tempo de atuação do elemento inverso do relé de máxima intensidade.
- I_{cc} – Corrente de curto-circuito.
- TMS – *Time Multiplier Setting*.

A corrente de operação do elemento com característica de tempo inverso foi selecionada de modo a respeitar as condições (6-1) e (6-2) e a tornar o tempo de atuação o menor possível. Os valores dos tempos de atuação devem ser crescentes desde o Relé B (menor) até ao Relé A (maior) de forma a se obter seletividade.

Para a coordenação deste tipo de relés começou-se por utilizar um TMS de 0.1 para o Relé C e ajustou-se o dos restantes relés para que se respeitasse um tempo de margem de atuação de aproximadamente 0.4 s.

O elemento instantâneo do Relé A foi parametrizado de acordo com a seguinte condição:

$$I_{op_{INST}} > K_{INST} \cdot I_{cc_{barramento\ jusante\ máx}} \quad (6-5)$$

$$K_{INST} = 1.25 \quad (6-6)$$

Onde:

- $I_{op_{INST}}$ – Corrente de operação do elemento instantâneo do relé de máxima intensidade
- $I_{cc_{barramento\ jusante\ máx}}$ – Corrente máxima de curto-circuito do barramento a jusante.
- K_{INST} – Fator de proteção instantânea.

Para a coordenação entre os relés A, B e C, utilizando as equações (6-1) e (6-2), bem como a equação (6-5) para determinação do elemento instantâneo apresenta-se o seguinte conjunto de equações:

Elemento inverso Relés C, B e A:

Relé C

$$I_{nB4} = \frac{P_{BESS}}{V_{LLB4} \cdot \sqrt{3}} = \frac{8 \cdot 10^6}{15000 \cdot \sqrt{3}} = 0.308 \text{ kA} \quad (6-7)$$

$$I_{opINV C} > OLF \cdot I_{nB4} = 1.5 \cdot 0.308 = \mathbf{0.462 \text{ kA}} \quad (6-8)$$

$$I_{opINV C} < \frac{I_{CCB4 Falha4 \ 8MW}}{3} = \frac{2.850}{3} = 0.950 \text{ kA} \quad (6-9)$$

Relé B

$$I_{nB3a} = \frac{\sqrt{(P_{carga})^2 + (Q_{carga})^2}}{V_{LLB1} \cdot \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{(25 \cdot 10^6)^2 + (8.22 \cdot 10^6)^2}}{15000 \cdot \sqrt{3}} = 1.013 \text{ kA} \quad (6-10)$$

$$I_{opINV B} > OLF \cdot I_{nB3a} = 1.5 \cdot 1.013 = \mathbf{1.520 \text{ kA}} \quad (6-11)$$

$$I_{opINV B} < \frac{I_{CCB3 Falha3 \ 16MW}}{3} = \frac{4.753}{3} = 1.584 \text{ kA} \quad (6-12)$$

Relé A

$$I_{nB1} = \frac{\sqrt{(P_{carga} + P_{BESS})^2 + (Q_{carga})^2}}{V_{LLB1} \cdot \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{(25 \cdot 10^6 + 8 \cdot 10^6)^2 + (8.22 \cdot 10^6)^2}}{15000 \cdot \sqrt{3}} = 1.309 \text{ kA} \quad (6-13)$$

$$I_{opINV A} > OLF \cdot I_{nB1} = 1.5 \cdot 1.309 = \mathbf{1.964 \text{ kA}} \quad (6-14)$$

$$I_{opINV A} < \frac{I_{CCB1 Falha2 \ 8MW}}{3} = \frac{5.329}{3} = 1.776 \text{ kA} \quad (6-15)$$

Neste caso, verifica-se que a proteção (Relé A) deteta o defeito mínimo, mas não garante a condição de ser 3 vezes inferior à mínima corrente de curto-circuito no barramento a proteger. Assim, a corrente de operação do Relé A é cerca de 2.7 vezes inferior, sendo este um valor aceitável.

Coordenação dos elementos com característica de tempo inverso dos Relés A, B e C:

Coordenação Relé B → Relé A

Como o Relé B protege a carga deve ser o primeiro a atuar, define-se um TMS de 0.1. As correntes de curto-circuito são mais elevadas junto da carga quando o BESS se comporta como fonte e debita 16 MW. Para realizar a coordenação entre o Relé B e o Relé A aplica-se o seguinte raciocínio:

$$TMS_B = 0.1 \quad (6-16)$$

$$I_B = \frac{I_{CC_{B3} Falha3 \ 16 \ MW}}{I_{op_{INV \ B}}} = \frac{4.753}{1.520} = 3.127 \ pu \quad (6-17)$$

$$I_A = \frac{I_{CC_{B1} Falha3 \ 16 \ MW}}{I_{op_{INV \ A}}} = \frac{4.092}{1.964} = 2.084 \ pu \quad (6-18)$$

$$t_B = \left| TMS_B \cdot \frac{0.14}{I_B^{0.02} - 1} \right| = \left| 0.1 \cdot \frac{0.14}{3.127^{0.02} - 1} \right| = 0.607 \ s \quad (6-19)$$

$$t_{B \rightarrow A} = t_B + t_{margem} = 0.607 + 0.400 = 1.007 \ s \quad (6-20)$$

$$t_{B \rightarrow A} = \left| TMS_A \cdot \frac{0.14}{I_A^{0.02} - 1} \right| \Leftrightarrow 1.007 = \left| TMS_A \cdot \frac{0.14}{2.084^{0.02} - 1} \right| \Leftrightarrow TMS_A = 0.11 \quad (6-21)$$

Quando ocorre um defeito na “Falha 3” o Relé B deve atuar mais rápido do que o Relé A. Nessa situação a corrente lida pelo Relé B é de cerca de 4.753 kA e o tempo de atuação deste relé é de 0.607 s. Já o Relé A mede uma corrente de 4.092 kA e tem um tempo de atuação de 1.007 s.

Coordenação Relé B → Relé C

Quando ocorre um defeito na “Falha 3”, o Relé B deve atuar antes do Relé C. O pior caso acontece quando o BESS está em descarga e a comportar-se como uma fonte, pois as correntes de curto-circuito são mais elevadas nesta situação (com $P_{BESS} = 16$ MW). Para realizar a coordenação entre o Relé B e o Relé C aplica-se o seguinte raciocínio:

$$TMS_B = 0.1 \quad (6-22)$$

$$I_B = \frac{ICC_{B3} \text{ Falha3 } 16 \text{ MW}}{Iop_{INV B}} = \frac{4.753}{1.520} = 3.127 \text{ pu} \quad (6-23)$$

$$I_C = \frac{ICC_{B4} \text{ Falha3 } 16 \text{ MW}}{Iop_{INV C}} = \frac{1.104}{0.462} = 2.390 \text{ pu} \quad (6-24)$$

$$t_B = \left| TMS_B \cdot \frac{0.14}{I_B^{0.02} - 1} \right| = \left| 0.1 \cdot \frac{0.14}{3.127^{0.02} - 1} \right| = 0.607 \text{ s} \quad (6-25)$$

$$t_{B \rightarrow C} = t_B + t_{margem} = 0.607 + 0.400 = 1.007 \text{ s} \quad (6-26)$$

$$t_{B \rightarrow C} = \left| TMS_C \cdot \frac{0.14}{I_C^{0.02} - 1} \right| \Leftrightarrow 1.007 = \left| TMS_C \cdot \frac{0.14}{2.390^{0.02} - 1} \right| \Leftrightarrow \Leftrightarrow TMS_C = 0.13 \quad (6-27)$$

Quando ocorre um defeito na “Falha 3”, o Relé B deve ser mais rápido a atuar do que o Relé C. A corrente lida pelo Relé B é de cerca de 4.752 kA e o tempo de atuação deste relé é de 0.607 s. Já o Relé C mede uma corrente de 1.104 kA e tem um tempo de atuação de 1.007 s.

Coordenação Relé C → Relé A

Quando ocorre um defeito na “Falha 4” e o BESS está em modo “Carregamento obrigatório” (comporta-se como uma carga) o Relé C deve atuar antes do Relé A. Simulando o comportamento do SEE para quando ocorre um curto-circuito na “Falha 4” e o BESS se comporta como carga obtiveram-se as leituras da corrente apresentadas na tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Leitura das correntes de curto-circuito nos barramentos quando o BESS se encontra em “Carregamento obrigatório” na “Falha 4”.

	I _{cc} (kA)
	FALHA 4 700 μΩ
B1 – Gerador (15 kV)	3.747
B2 – Linha (15 kV)	3.747
B3 – Carga (15 kV)	0.616
B3a – Carga (400 V)	23.050
B4 – BESS (15 kV)	3.259
B4a – BESS (400 V)	122.200

A partir das leituras das correntes de curto-circuito da tabela 6.3 procedeu-se ao seguinte raciocínio para coordenação entre o Relé C e o Relé A:

$$TMS_C = 0.13 \quad (6-28)$$

$$I_C = \frac{I_{CC_{B3 \text{ Falha4 CO}}}}{I_{op_{INV C}}} = \frac{3.259}{0.462} = 7.054 \text{ pu} \quad (6-29)$$

$$I_A = \frac{I_{CC_{B1 \text{ Falha4 CO}}}}{I_{op_{INV A}}} = \frac{3.747}{1.964} = 1.908 \text{ pu} \quad (6-30)$$

$$t_C = \left| TMS_C \cdot \frac{0.14}{I_C^{0.02} - 1} \right| = \left| 0.13 \cdot \frac{0.14}{7.054^{0.02} - 1} \right| = 0.457 \text{ s} \quad (6-31)$$

$$t_{C \rightarrow A} = t_C + t_{margem} = 0.35 + 0.4 = 0.857 \text{ s} \quad (6-32)$$

$$t_{C \rightarrow A} = \left| TMS_A \cdot \frac{0.14}{I_A^{0.02} - 1} \right| \Leftrightarrow 0.75 = \left| TMS_A \cdot \frac{0.14}{1.908^{0.02} - 1} \right| \Leftrightarrow \Leftrightarrow TMS_A = 0.1 \quad (6-33)$$

Quando ocorre um defeito na “Falha 4” e o BESS se comporta como carga, o Relé C deve atuar mais rápido que o Relé A. Para que isso aconteça a corrente lida pelo Relé C é de cerca de 3.259 kA o tempo de atuação deste relé é de 0.35 s. Já o Relé A mede uma corrente de 3.757 kA e tem um tempo de atuação de 0.75 s.

Elemento instantâneo Relé A:

$$I_{op_{INST A}} > 1.25 \cdot I_{CC_{B2 Falha2}} = 1.25 \cdot 5.329 = 6.661 \text{ kA} \quad (6-34)$$

De forma a manter a seletividade o Relé B tem uma temporização mais baixa, seguido do Relé C e por fim do Relé A. Assim para o TMS do Relé A impõe-se a temporização mais alta, obtida na coordenação com o Relé B. Para o Relé C impõe-se a temporização obtida na coordenação deste com o Relé B. Através dos cálculos anteriores obteve-se a parametrização para os Relés A, B e C apresentada na tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Parametrização dos relés de máxima intensidade.

	Relé A	Relé B	Relé C
lop INVERSA (kA)	1.641	1.520	0.462
TMS	0.11	0.1	0.13
lop INSTANTÂNEA (kA)	6.661		

6.2.2 Implementação do modelo dos relés de máxima intensidade no *Simulink*

Para a implementação dos relés no *Simulink* utilizou-se um conjunto de blocos de forma a simular o comportamento de um relé. O relé monitoriza a corrente nos barramentos e quando deteta que a corrente ultrapassa o limite previamente definido envia o sinal de disparo para o disjuntor. Em caso de interrupção de alimentação da rede, o BESS é retirado de funcionamento. Como o BESS necessita de constante monitorização da frequência da rede, não lhe é permitido funcionar em regime isolado.

Os relés de característica de tempo inverso permitem, além da proteção principal, também servir de proteção de reserva. Caso o relé de máxima intensidade que protege a zona em que ocorreu o defeito não dispare, o relé que se encontra a montante irá identificá-lo e atuar. Com o devido tempo de margem, de forma a manter a seletividade, o defeito será isolado minimizando os efeitos da ocorrência.

O Relé A, não tendo nenhuma outra proteção a montante, possui também um elemento instantâneo de forma a proteger contra correntes de curto-circuito elevadas e a diminuir o tempo de atuação.

Relé instantâneo

A deteção do defeito por parte do relé instantâneo baseia-se na comparação das correntes lidas nas três fases com o valor parametrizado definido para da corrente de operação instantânea. Basta que haja a deteção do defeito numa das fases para que o relé dê ordem de abertura ao disjuntor.

A figura 6.5 ilustra o elemento com característica instantânea do Relé A.

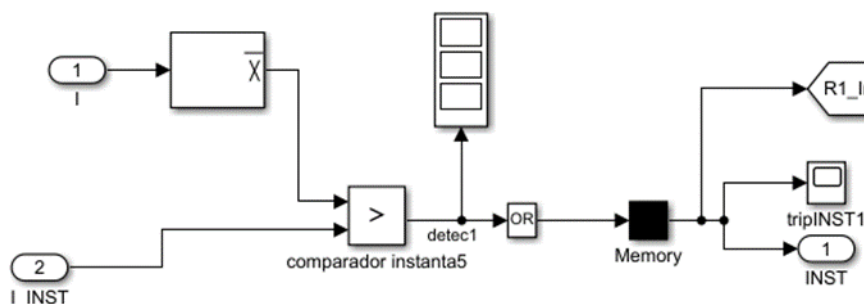


Figura 6.5 – Elemento com característica instantânea do Relé A implementado no *Simulink*.

Relés com característica de tempo inverso

Na configuração dos relés com característica de tempo inverso implementados neste trabalho inicia-se por separar as correntes por fase para que cada fase possua um bloco de detecção do defeito. Caso haja a detecção de defeito numa das fases é enviado o sinal de abertura para o disjuntor. A figura 6.6 ilustra o aspecto geral do relé com característica de tempo inverso A, B e C implementado no *Simulink*.

A figura 6.7 mostra o interior do bloco “Detecção do defeito” presente no relé de tempo inverso implementado. A corrente por fase é comparada com a o valor parametrizado definido para a corrente de operação inversa e caso seja maior dá-se início à atuação do relé. Através da utilização de um integrador cria-se uma temporização. Quando a temporização alcançar o tempo de atuação calculado através da equação (6-4) dá-se o envio do sinal de abertura do disjuntor.

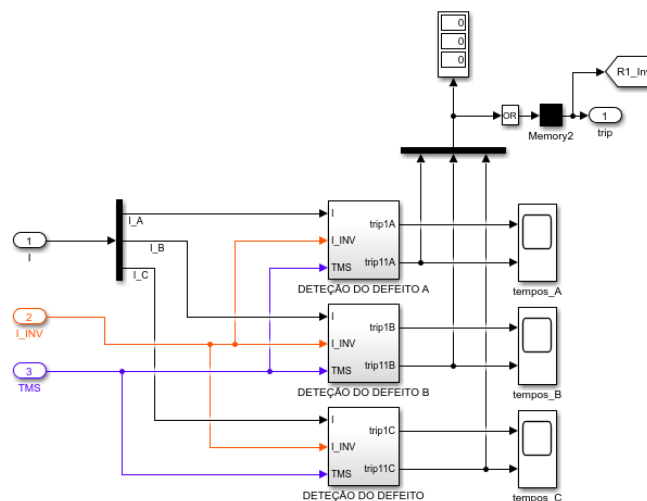


Figura 6.6 – Relé com característica de tempo inverso A, B e C.

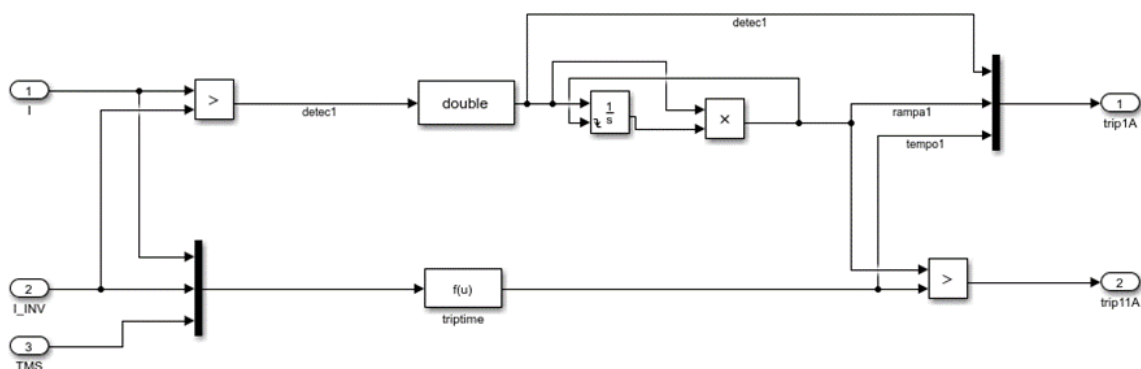


Figura 6.7 – Interior do bloco “Detecção do defeito” dos Relés com característica de tempo inverso A, B e C.

6.2.3 Análise de resultados obtidos em Simulink para proteções de máxima intensidade

Cenário 1 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ com o BESS em “Regulação”

Este cenário pretende analisar a resposta do esquema de proteções de máxima intensidade a defeitos severos junto do BESS. Define-se inicialmente a potência mecânica do gerador com um valor 30% abaixo da situação de equilíbrio do SEE. Nesta situação o BESS (com SOC% inicial = 90%) opera em “Regulação”, efetuando a descarga. Em $t = 5$ s provocou-se um defeito trifásico na “Falha 4” que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 10 vezes a corrente nominal no barramento B4a.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.58016$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS em modo “Regulação”.
- BESS inicia operação em $t = 1$ s.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ na “Falha 4” no barramento B4a em $t = 5$ s.

Observa-se na figura 6.8 a evolução da corrente no barramento B4a, barramento onde ocorre o defeito. Verifica-se que, na situação pré-efeito a corrente no barramento B4a possui valores próximo dos nominais pois o défice de potência disponível por parte do gerador faz com que o BESS se encontre em descarga. Após a retirada de serviço da parte afetada do SEE a corrente toma valores nulos.

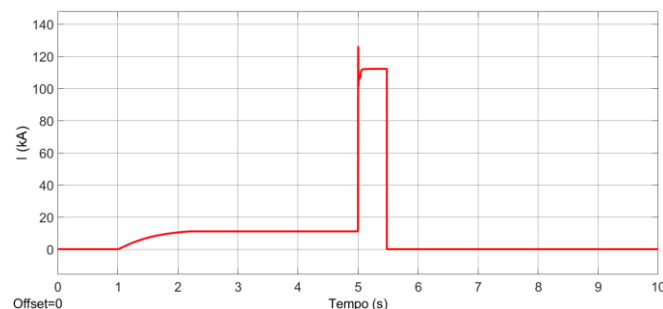


Figura 6.8 – Corrente no barramento B4a no cenário 1.

A “Falha 4” provoca corrente de curto-circuito nas três fases de aproximadamente 112.313 kA no barramento B4a. Convertendo esse valor de corrente para o primário do transformador 1, no qual se encontra o barramento 4 e onde são obtidas as leituras das correntes para atuação da proteção de máxima intensidade da zona afetada(Relé C) tem-se o valor de 2.995 kA. A partir da equação (6-4) calcula-se analiticamente o tempo de atuação do elemento de tempo inverso do Relé C:

$$t_{atuação_{RC}} = \left| 0.13 \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{2.995}{0.462}\right)^{0.02} - 1} \right| = 0.478 \text{ s} \quad (6-35)$$

A figura 6.9 mostra que o Relé C atua no tempo esperado.

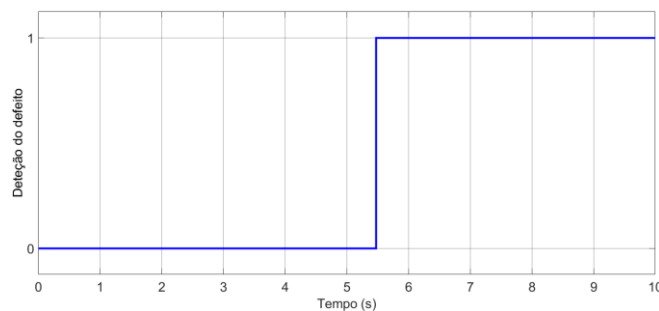


Figura 6.9 – Detecção do defeito pelo Relé C no cenário 1.

Nas figuras 6.10 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.10 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respetivamente.

Na corrente do BESS (figura 6.10 (a)), verifica-se que durante a descarga apresenta valores perto dos valores nominais, com a ocorrência do defeito sofre um grande crescimento que ultrapassa o valor máximo admissível e o BESS é retirado de serviço pela sua proteção interna. A tensão no BESS (figura 6.10 (b)) sofre um decréscimo devido ao defeito. No gráfico da potência ativa (figura 6.10 (c)) confere-se que BESS foi desativado assim que ocorreu o defeito e, portanto, a alimentação do curto-circuito foi exclusivamente por parte do gerador.

Constata-se nos gráficos da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e frequência da rede da figura 6.10 que a insuficiência de potência disponível para ser injetada no SEE é atenuada pela descarga do BESS.

Durante a ocorrência do curto-circuito a potência elétrica sofre um aumento e, conseqüentemente, a frequência da rede uma redução. Após neutralização do defeito a frequência da rede sobe acima do valor nominal pois sem o BESS a insuficiência de potência não é compensada pelo gerador.

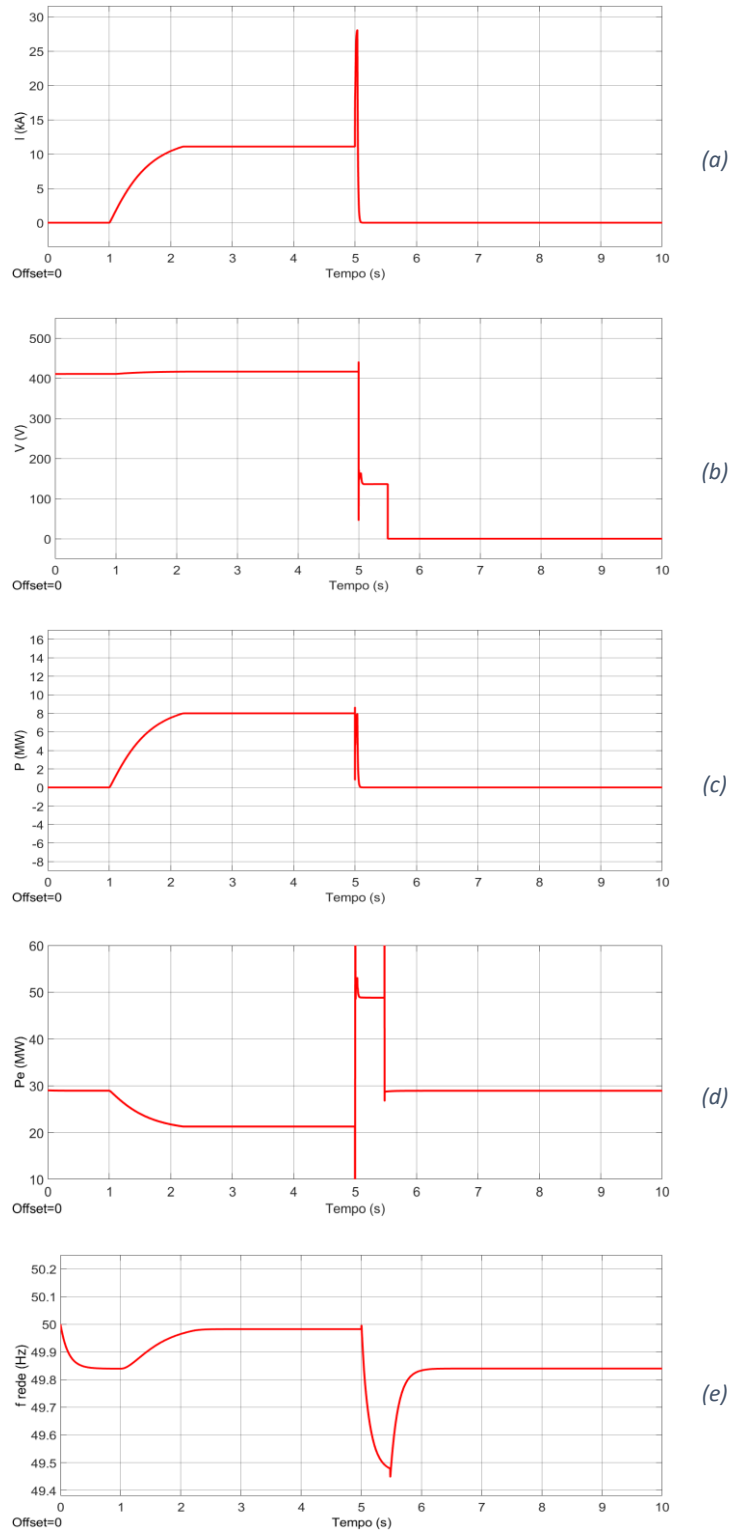


Figura 6.10 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 1.

Cenário 2 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ com o BESS em “Carregamento obrigatório”

Este cenário pretende analisar a resposta do esquema de proteções de máxima intensidade a defeitos severos junto do BESS, mas, contrariamente ao Cenário 1, com o BESS a operar em modo “Carregamento obrigatório” (SOC% inicial = 5%). Também ao invés do Cenário 1, o SEE neste cenário encontra-se com os seus parâmetros de equilíbrio. Em $t = 5$ s provocou-se um defeito trifásico na “Falha 4” que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 10 vezes a corrente nominal no barramento B4a.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 5%.
- BESS em modo “Carregamento obrigatório”.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ na “Falha 4” no barramento B4a em $t = 5$ s.

A figura 6.11 ilustra a evolução da corrente no barramento B4a, onde ocorre o defeito. Verifica-se que antes do defeito a corrente possui valores nominais e aumenta devido ao curto-circuito. Após o defeito, devido à remoção de serviço da zona afetada do SEE, passa a ter valores nulos.

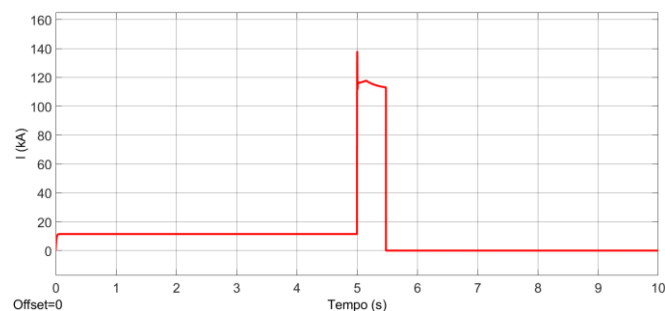


Figura 6.11 – Corrente no barramento B4a no cenário 2.

A “Falha 4” provoca corrente de curto-circuito nas três fases de aproximadamente 112.163 kA no barramento B4a. Convertendo esse valor de corrente para o primário do transformador 1, no qual se encontra o barramento 4 e onde são obtidas as leituras das correntes para atuação da proteção de máxima intensidade da zona afetada (Relé C) tem-se o valor de 2.991 kA.

O tempo de atuação do elemento de tempo inverso do Relé C resulta:

$$t_{atuação_{RC}} = \left| 0.13 \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{2.991}{0.462}\right)^{0.02} - 1} \right| = 0.478 \text{ s} \quad (6-36)$$

O tempo de atuação do Relé C neste cenário é semelhante ao do cenário 1. A figura 6.12 mostra que o Relé C atua no tempo esperado.

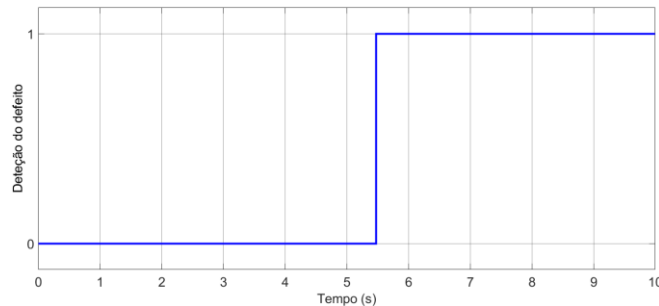


Figura 6.12 – Detecção do defeito pelo Relé C no cenário 2.

Nas figuras 6.13 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.13 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respectivamente.

A corrente no BESS (figura 6.13 (a)), que durante o carregamento rondava o valor nominal, com a ocorrência do defeito sofre um grande aumento. Sendo que este crescimento é acima do valor máximo admissível, sendo o BESS retirado de serviço pela sua proteção interna. É possível verificar que, tal como no cenário 1, um defeito de curto-circuito de baixa impedância provoca correntes não admissíveis no BESS. A tensão no BESS (figura 6.13 (b)) sofre um decréscimo devido ao defeito. No gráfico da potência ativa (figura 6.13 (c)) verifica-se que o BESS foi desativado assim que ocorreu o defeito e, portanto, a alimentação do curto-circuito foi exclusivamente efetuada parte do gerador.

A potência elétrica injetada pelo gerador no SEE (figura 6.13 (d)) é inicialmente maior devido ao carregamento do BESS e decresce após a extinção do defeito devido à retirada de serviço do BESS (o gerador passa a fornecer energia apenas à carga). A frequência da rede (figura 6.13 (e)) está abaixo do valor da frequência nominal durante o carregamento, decrescendo um pouco mais durante o defeito (pois a avaria provoca uma necessidade de aumento de potência no SEE) e voltando a um valor nominal após a atuação da proteção.

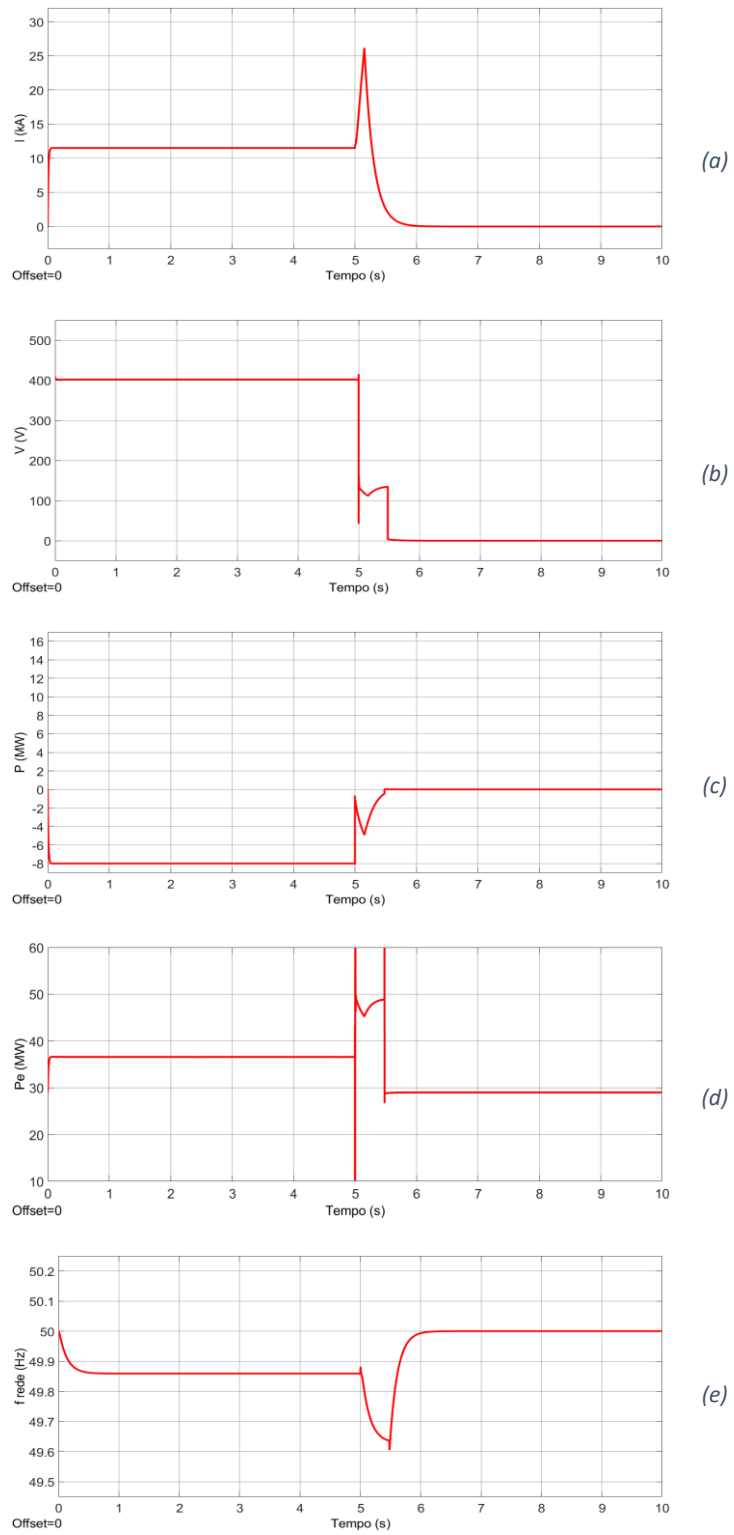


Figura 6.13 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 2.

Cenário 3 – Defeito de curto-circuito trifásico na falha com $R_{falha4} = 11 \text{ m}\Omega$ com o BESS em “Carregamento obrigatório”

Este cenário pretende analisar a resposta do esquema de proteções de máxima intensidade a defeitos de menor severidade junto do BESS. As condições de funcionamento são idênticas às apresentadas no Cenário 2, mas com um defeito de maior impedância. Em $t = 5 \text{ s}$ provocou-se um defeito trifásico na “Falha 4” que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 3 vezes a corrente nominal no barramento B4a.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288 \text{ pu}$, $E = 1.12762 \text{ pu}$.
- Carga: $P = 25 \text{ MVA}$, $Q = 8.22 \text{ Mvar}$.
- SOC% inicial = 5%.
- BESS em modo BESS em modo “Carregamento obrigatório”.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha4} = 11 \text{ m}\Omega$ no barramento B4a em $t = 5 \text{ s}$.

Pela análise da figura 6.14, corrente no barramento B4a onde ocorre o defeito verifica-se que antes do defeito, possui valores nominais; aumenta durante o curto-circuito; e após o defeito, devido à remoção de serviço da zona afetada do SEE, passa a ter valores nulos.

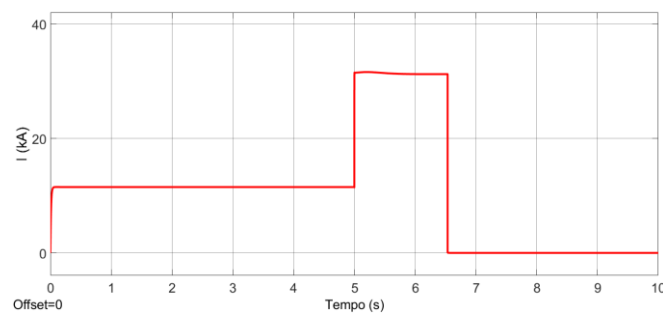


Figura 6.14 – Corrente no barramento B4a no cenário 3.

A “Falha 4” provoca correntes de curto-circuito nas três fases de aproximadamente 32.100 kA no barramento B4a. Convertendo esse valor de corrente para o primário do transformador 1, no qual se encontra o barramento 4 e onde são obtidas as leituras das correntes para atuação da proteção de máxima intensidade da zona afetada (Relé C) tem-se o valor de 0.856 kA.

O tempo de atuação do elemento de tempo inverso do Relé C resulta:

$$t_{atuação_{RC}} = \left| 0.13 \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{0.856}{0.462}\right)^{0.02} - 1} \right| = 1.467 \text{ s} \quad (6-37)$$

A figura 6.15 mostra que o Relé C atua no tempo esperado.

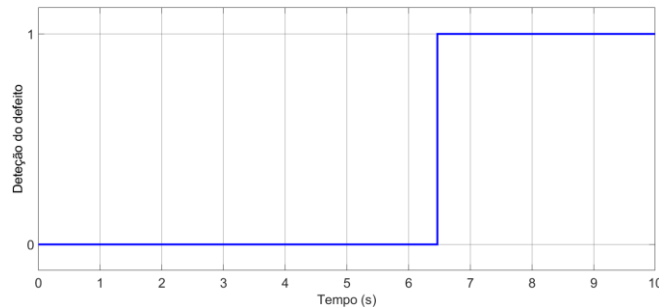


Figura 6.15 – Detecção do defeito no Relé C no cenário 3.

Nas figuras 6.16 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.16 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respectivamente.

O defeito provoca um aumento na corrente do BESS (figura 6.16 (a)) dentro do primeiro nível da proteção interna do BESS. Nesta situação o BESS tolera o defeito por cerca de 3 s, continuando o carregamento. Verifica-se que a proteção de máxima intensidade, Relé C, atua antes desta temporização. A avaria provoca um ligeiro aumento da corrente durante o curto-circuito e uma pequena diminuição da tensão (figura 6.16 (b)). A atuação do Relé C leva à abertura do Disjuntor C, o que provoca uma diminuição da tensão do BESS abaixo do limite mínimo estipulado e por conseguinte o sistema de armazenamento é retirado de serviço. A potência ativa do BESS (figura 6.16 (c)) mantém-se praticamente inalterada.

A potência elétrica injetada pelo gerador no SEE (figura 6.16 (d)) decresce após a extinção do defeito devido à retirada de serviço do BESS. A frequência da rede (figura 6.16 (e)) está abaixo da frequência nominal durante o carregamento, decrescendo um pouco mais durante a avaria e retorna a um valor nominal após a atuação da proteção e desativação do BESS.

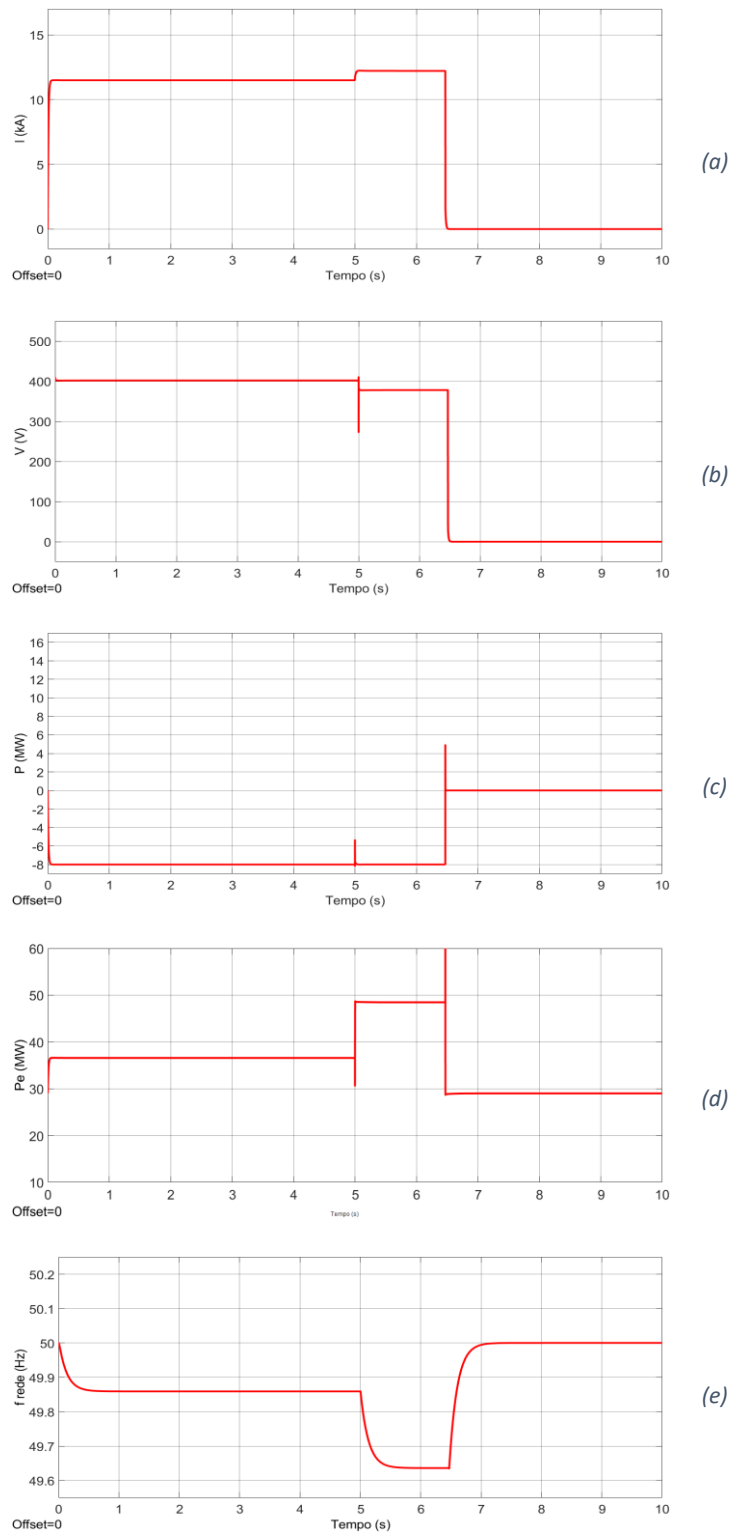


Figura 6.16 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 3.

Cenário 4 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4}=1 \text{ m}\Omega$ com o BESS em “Regulação”

Este cenário pretende analisar a resposta do esquema de proteções de máxima intensidade quando a proteção principal da zona afetada não atua. Define-se inicialmente a potência ativa da carga para um valor 8 MW abaixo da situação de equilíbrio do SEE. Nesta situação o BESS (com SOC% inicial = 90%) opera em “Regulação”, efetuando o carregamento. Em $t = 5 \text{ s}$ provocou-se um defeito trifásico na “Falha 4” que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 5.5 vezes a corrente nominal no barramento B4a.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288 \text{ pu}$, $E = 1.12762 \text{ pu}$.
- Carga: $P = 17 \text{ MVA}$, $Q = 8.22 \text{ Mvar}$.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS em modo “Regulação”.
- BESS inicia operação em $t = 1 \text{ s}$.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha4} = 1 \text{ m}\Omega$ na “Falha 4” no barramento B4a em $t = 5 \text{ s}$.

A figura 6.17 ilustra a evolução da corrente no barramento B4a, onde ocorre o defeito.

Neste cenário o defeito não é neutralizado pela sua proteção principal da zona afetada, o Relé C. Sendo a proteção de máxima intensidade de reserva do Relé C, o Relé A, este último deve atuar. A figura 6.18 ilustra a evolução da corrente no barramento B1. A avaria provoca no barramento B1 uma corrente acima da corrente de operação do elemento de tempo inverso do Relé A, confirmando que neste cenário o Relé A é uma proteção de reserva do Relé C.

A corrente no barramento B4a tem valores perto dos nominais na situação pré defeito, pois o BESS está em carregamento devido à insuficiência de potência ativa na carga. Durante a avaria, a corrente aumenta nos barramentos B4a e B1 em relação à situação de funcionamento normal do SEE. Com a detecção do defeito por parte do Relé A e consequente abertura do Disjuntor A, a corrente toma valores nulos.

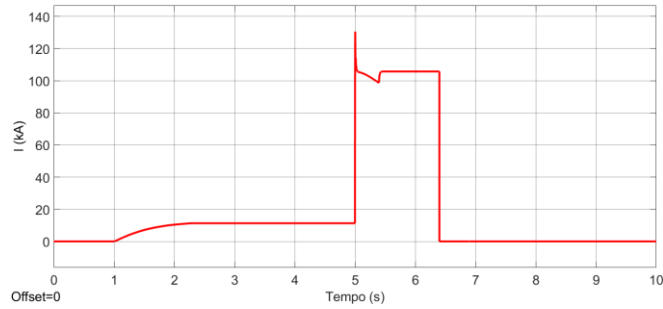


Figura 6.17 – Corrente no barramento B4a no cenário 4.

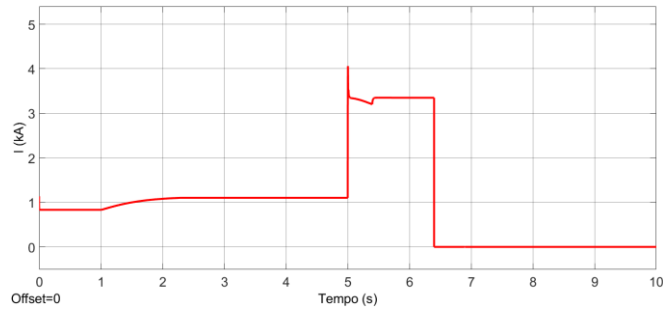


Figura 6.18 – Corrente no barramento B1 no cenário 4.

O defeito provoca correntes de curto-circuito no barramento B1 na ordem de 3.350 kA. As correntes de curto-circuito são inferiores ao valor estipulado para atuação do elemento instantâneo, assim o tempo de atuação do elemento com característica de tempo inverso do Relé A resulta:

$$t_{atuação_{RA}} = \left| 0.11 \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{3.350}{1.934}\right)^{0.02} - 1} \right| = 1.393 \text{ s} \quad (6-38)$$

Pela figura 6.19 confirma-se que elemento de tempo inverso do Relé A atuou no tempo esperado.

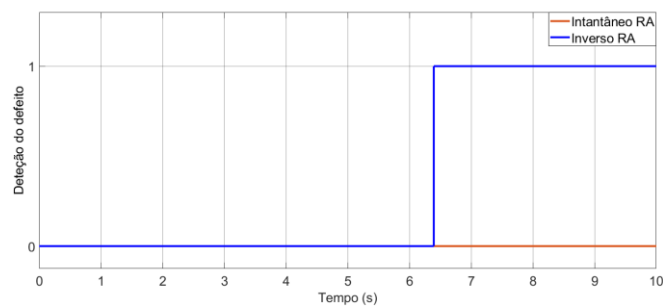


Figura 6.19 – Detecção do defeito pelo elemento de tempo inverso do Relé A no cenário 4.

Nas figuras 6.20 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6. 20 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respectivamente.

A corrente no BESS (figura 6. 20 (a)) durante o carregamento tem valores próximos dos nominais. Com a ocorrência do defeito verifica-se inicialmente um decréscimo seguido de um crescimento (agora com o BESS em descarga por se encontrar em modo “Regulação”) e quando atinge o valor máximo admissível pela proteção interna do BESS, este é retirado de serviço. A tensão no BESS (figura 6.20 (b)) com a falha sofre um decréscimo, mais acentuado com a desativação do BESS e toma valor nulo quando é interrompida a ligação do SEE com o gerador pela abertura do Disjuntor A. No gráfico da potência ativa (figura 6.20 (c)) verifica-se que o BESS foi desativado antes de se atingir o valor máximo de sobrecarga (16MW).

Verifica-se, nos gráficos da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador, frequência da rede da figura 6.20, que a baixa potência ativa da carga é compensada pelo carregamento do BESS. O defeito provoca um aumento na potência e conseqüente diminuição da frequência da rede. Observa-se também que a desativação do BESS faz com que o gerador deixe de possuir o seu auxílio para alimentação da falha, sendo forçado a gerar sozinho uma maior potência. Após a abertura do Disjuntor A por atuação do Relé A é interrompida a ligação do gerador com o restante SEE e assim sendo o gerador funciona em vazio e, em conseqüência, a frequência da rede sobe acima da frequência nominal.

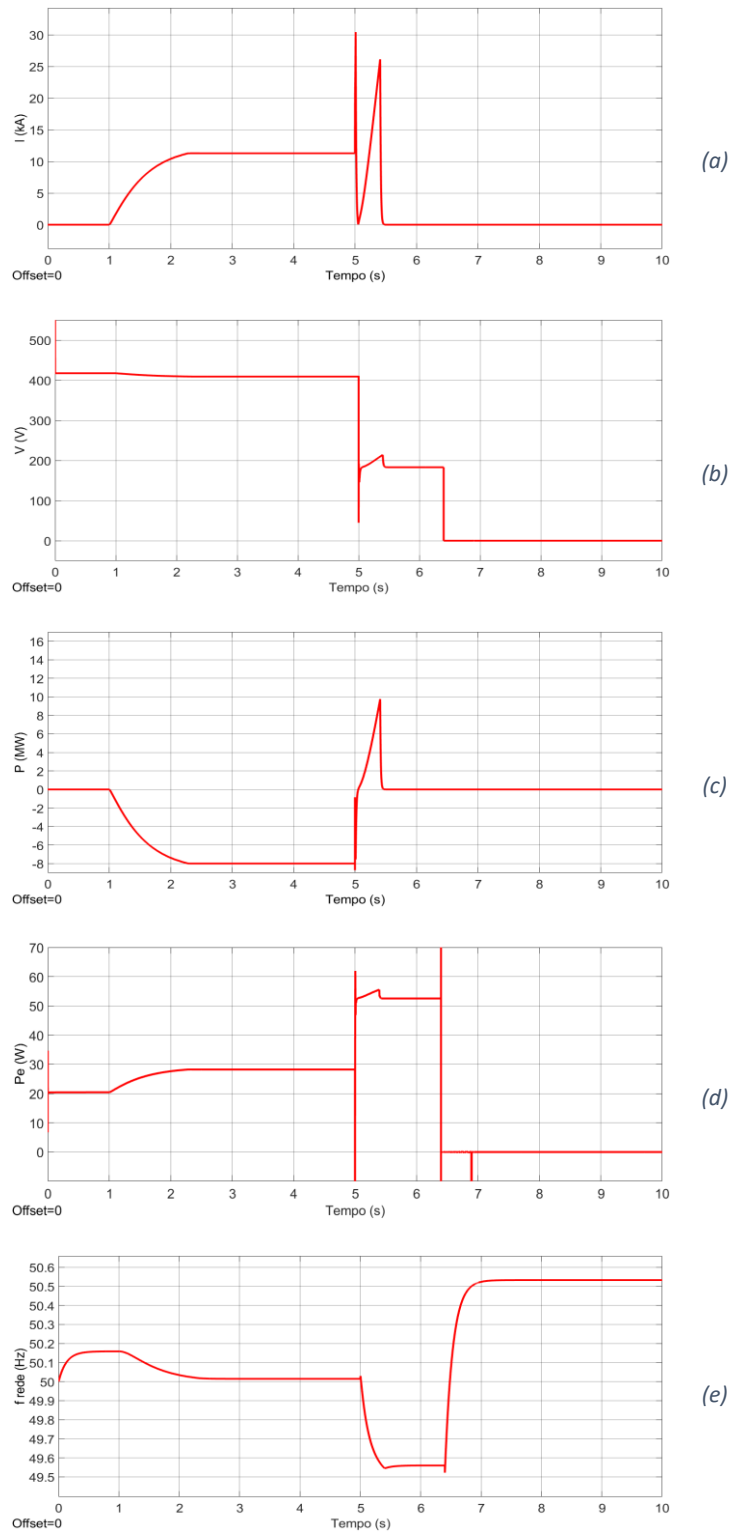


Figura 6.20 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 4.

Cenário 5 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 1” com $R_{falha1} = 1 \Omega$ com o BESS em “Regulação”

Este cenário pretende analisar a resposta do esquema de proteções de máxima intensidade a defeitos junto do gerador. As condições de funcionamento são idênticas às apresentadas no Cenário 1, mas com um defeito num diferente barramento (“Falha 1”, barramento B1) e diferente impedância de defeito. Nesta situação o BESS (com SOC% inicial = 90%) opera em “Regulação”, efetuando a descarga. Em $t = 5$ s provocou-se um defeito trifásico na “Falha 1” que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 6 vezes a corrente nominal no barramento B1.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.58016$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS em modo “Regulação”.
- BESS inicia operação em $t = 1$ s.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha1} = 1$ m Ω na “Falha 1” no barramento B1 em $t = 5$ s.

A figura 6.21 mostra a evolução da corrente no barramento B1, onde ocorre o defeito. Verifica-se que que na situação anterior ao defeito a corrente estava próxima do seu valor nominal e com o defeito sofre um crescimento. Posteriormente à neutralização da avaria a corrente toma valores nulos devido à retirada de serviço da zona afetada do SEE.

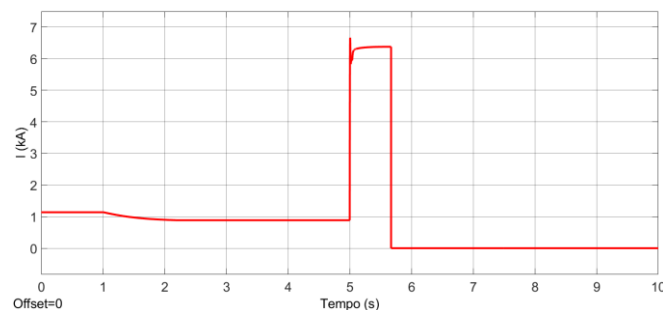


Figura 6.21 – Corrente no barramento B1 no cenário 5.

O defeito provoca correntes de curto-circuito no barramento B1 na ordem de 6.374 kA. As correntes de curto-circuito são, tal como nos cenários anteriores 3 e 4, inferiores ao valor estipulado para atuação do elemento instantâneo, assim o tempo de atuação do elemento com característica de tempo inverso do Relé A resulta:

$$t_{atuacao_{RA}} = \left| 0.11 \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{6.374}{1.934}\right)^{0.02} - 1} \right| = 0.638s \quad (6-39)$$

Constata-se na figura 6.22 que o Relé A atua no tempo calculado.

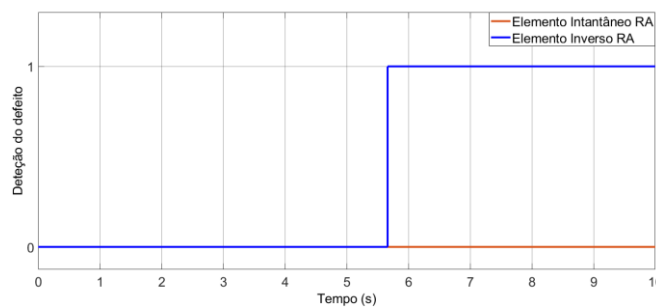


Figura 6.22 – Detecção do defeito pelo elemento de tempo inverso do Relé A no cenário 5.

Nas figuras 6.23 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.23 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respetivamente.

A corrente no BESS (figura 6.23 (a)) na situação pré defeito encontrava-se em valores nominais devido à descarga do mesmo. Com a ocorrência da avaria sofre um aumento e ao atingir o valor máximo admissível a proteção interna do BESS retira-o de serviço. Constata-se que o curto-circuito provoca uma diminuição na tensão (figura 6.23 (b)), que com a abertura do disjuntor toma valores nulos. Na potência ativa (figura 6.23 (e)) é observável que a rápida desativação do BESS permitiu que não se atingisse o valor máximo de sobrecarga (16 MW). Constata-se que apesar da ocorrência do defeito ser junto ao gerador, numa zona mais afastada do BESS, este opera em descarga, contribuindo para a corrente de curto-circuito.

A potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (figura 6.23 (d)) aumenta durante a ocorrência do curto-circuito, verificando-se um ligeiro decréscimo enquanto o BESS auxilia na alimentação da falha. A frequência da rede (figura 6.23 (e)) sofre também uma redução. Após a abertura do Disjuntor A é interrompida a ligação do gerador com o restante SEE e por essa razão a potência elétrica toma um valor nulo e a frequência da rede situa-se acima do valor

nominal. Verifica-se que um defeito junto ao gerador provoca no mesmo uma maior necessidade geração de potência do que quando ocorre junto ao BESS (cenários anteriores) e em consequência, a frequência da rede uma sofre uma redução acentuada.

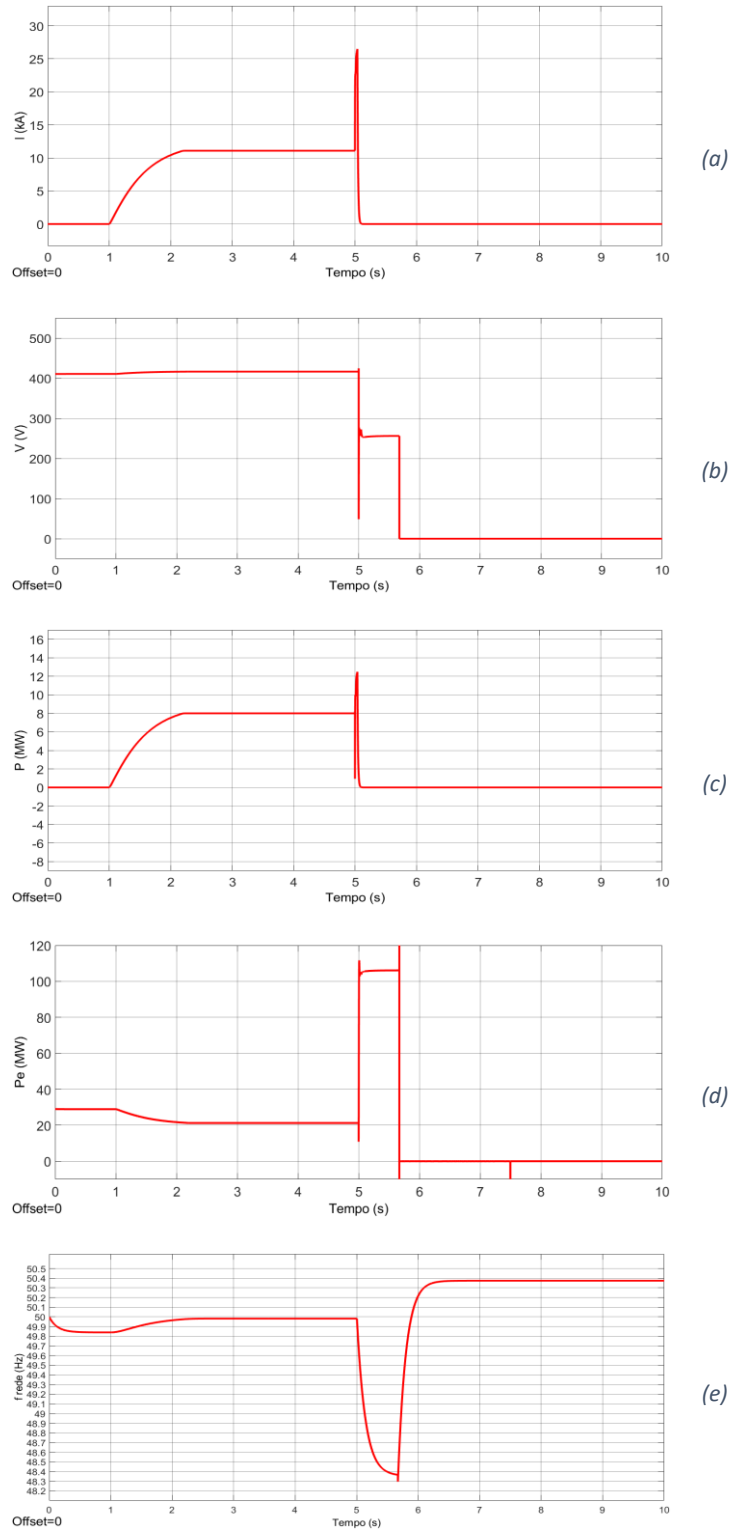


Figura 6.23 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 5.

Cenário 6 – Defeito de curto-circuito fase A – fase B na “Falha 3” com $R_{falha3} = 4 \text{ m}\Omega$ com o BESS em “Regulação”

Este cenário pretende analisar a resposta do esquema de proteções de máxima intensidade a defeitos juntos da carga e entre fases. As condições de funcionamento são idênticas às apresentadas no Cenário 4, mas com um defeito num diferente barramento (“Falha 3”, barramento B3a), com diferente impedância de defeito e entre duas fases. Nesta situação o BESS (com SOC% inicial = 90%) opera em Regulação, efetuando o carregamento. Em $t = 5 \text{ s}$ provocou-se um defeito entre as fases A e B que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 2.3 vezes a corrente nominal nestas fases no barramento B3a.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288 \text{ pu}$, $E = 1.12762 \text{ pu}$.
- Carga: $P = 17 \text{ MVA}$, $Q = 8.22 \text{ Mvar}$.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS em modo “Regulação”.
- BESS inicia operação em $t = 1 \text{ s}$.
- Curto-circuito entre as fases A e B com $R_{falha3} = 4 \text{ m}\Omega$ no barramento B3a em $t = 5 \text{ s}$.

Na figura 6.24 observam-se as correntes no barramento B3a, onde ocorre o defeito e na figura 6.25 as correntes no barramento B3, utilizadas para deteção do defeito pelo Relé B. No barramento B3 (primário do transformador) devido à configuração do transformador o defeito distribui-se pelas três fases. Basta a deteção pelo Relé B de um defeito numa das fases para dar ordem de abertura ao Disjuntor B, no entanto não possui seletividade suficiente para detetar em que fases específicas ocorreu a falha. Por fim com a remoção da zona afetada toma valores de zero.

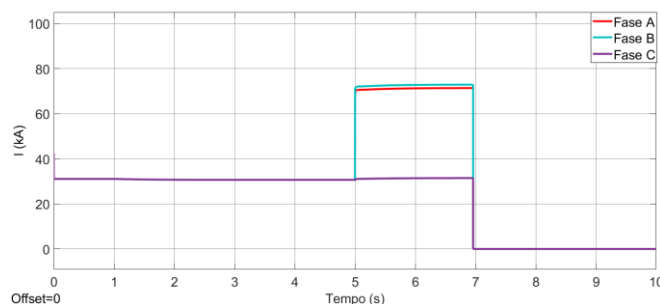


Figura 6.24 – Corrente no barramento B3a no cenário 6.

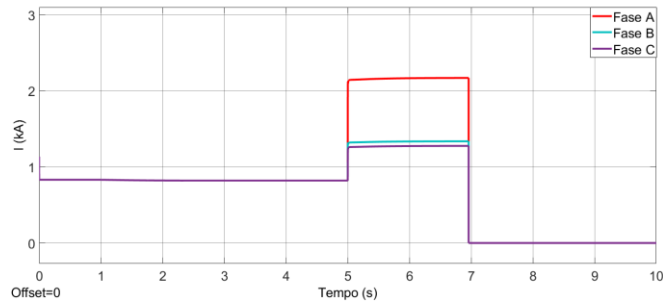


Figura 6.25 – Corrente no barramento B3 no cenário 6.

Verifica-se na figura 6.25 que a fase A apresenta um valor mais alto de corrente. O relé de tempo inverso atua mais rapidamente quanto maior for o valor da corrente, assim o tempo de atuação do Relé B será dado em função da fase A. O defeito provoca correntes de curto-circuito na ordem de 2.170 kA na fase A. O tempo de atuação do elemento com característica de tempo inverso do Relé B resulta:

$$t_{atuacao_{RB}} = \left| 0.1 \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{2.170}{1.520}\right)^{0.02} - 1} \right| = 1.959 \text{ s} \quad (6-40)$$

A figura 6.26 mostra que o Relé B atua no tempo esperado.

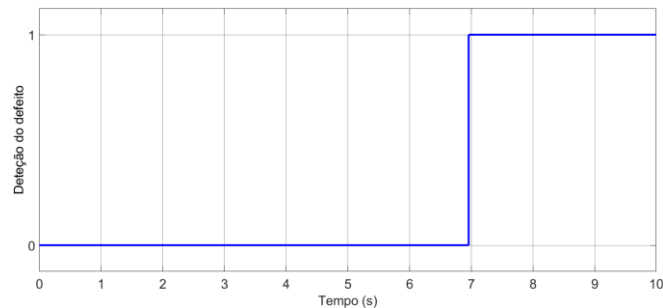


Figura 6.26 – Detecção do defeito pelo Relé B no cenário 6.

Nas figuras 6.27 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.27 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respetivamente.

A corrente no BESS (figura 6.27 (a)) durante o carregamento tem valores próximos dos nominais. Tal como no Cenário 4 com a ocorrência do defeito sofre um inicialmente uma diminuição seguida de um aumento devido a alterar o estado de funcionamento de carregamento para descarga de forma auxiliar na alimentação da avaria. O crescimento da corrente no BESS durante o defeito é insuficiente para atuação da sua proteção interna pois

não ultrapassa o limite mínimo de atuação, mantendo-se em operação. Após a atuação da proteção de máxima intensidade, Relé B, a corrente volta a valores nominais pois com a saída de serviço da carga o BESS utiliza o excesso de potência disponível no SEE para proceder novamente ao carregamento. O defeito provoca um desfasamento nas tensões por fase no BESS (figura 6.27 (b)). No gráfico da potência ativa (figura 6.27 (c)) verifica-se que o BESS inicialmente procedia ao carregamento, durante o defeito operou em descarga (não atingindo o valor máximo de sobrecarga) e por fim voltou a operar em carregamento.

Verifica-se, nos gráficos da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e frequência da rede da figura 6.27, que o déficit de potência ativa na carga é compensado pelo carregamento do BESS. O defeito provoca um aumento na potência e conseqüente diminuição da frequência da rede. Após a remoção da zona afetada, o gerador alimenta apenas o carregamento do BESS e por esta razão a frequência da rede aumenta.

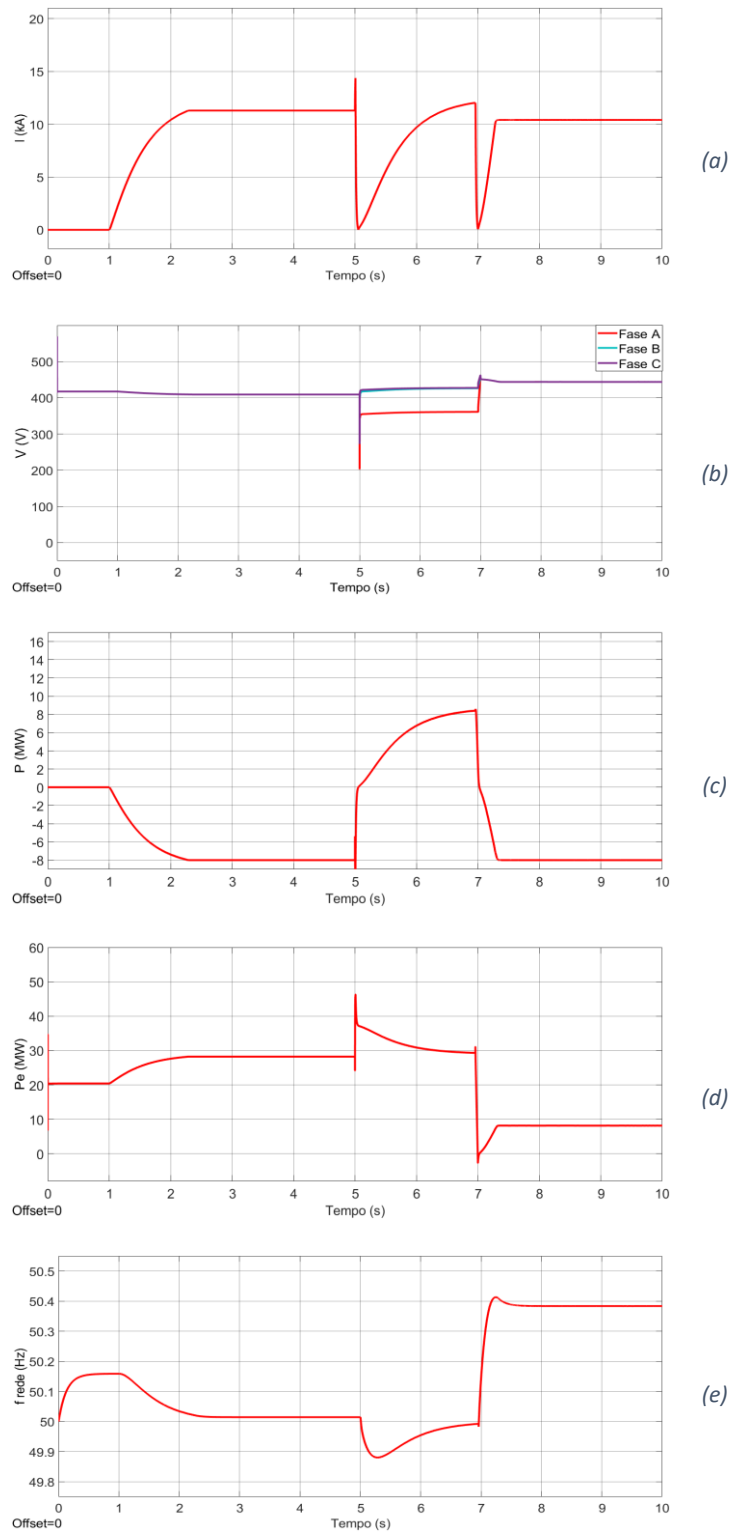


Figura 6.27 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 5.

6.3 Proteção diferencial

Para proteção de defeitos internos do BESS a jusante do barramento B4 foi dimensionado e implementado no *Simulink* um relé de proteção diferencial. O relé diferencial atua enviando um sinal de abertura para o Disjuntor C.

6.3.1 Dimensionamento das proteções

O relé diferencial deve ser sensível a defeitos que ocorram em qualquer uma das fases. A proteção diferencial atua caso a corrente diferencial seja maior que a característica operacional de proteção.

6.3.1.1 Correntes diferenciais e de estabilização

O transformador 1 tem ligação DYn5, possuindo um desfasamento de 150° entre a tensão simples de entrada e de saída (figura 6.28) [9].

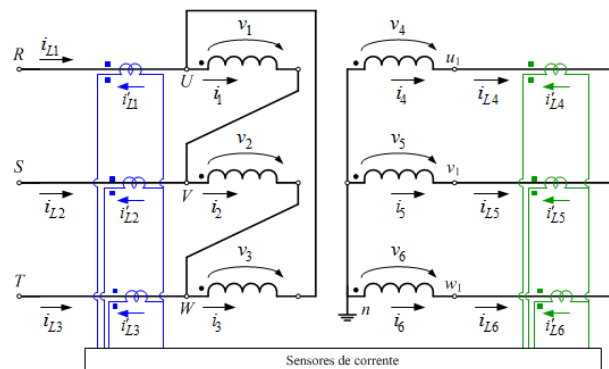


Figura 6.28 – Esquema da ligação DYn5 do transformador.

As correntes de excitação podem ser obtidas somando as correntes nos enrolamentos primário e secundário, por fase, referidas a uma base comum. Em funcionamento normal as correntes diferenciais são iguais às correntes de excitação. Assim têm-se as seguintes equações (simbologia conforme apresentada na figura 6.28):

$$N_1 \cdot i_1 + N_2 \cdot i_4 = N_1 \cdot i_{exc1} = N_1 \cdot i_{d(fase)1} \quad (6-41)$$

$$N_1 \cdot i_2 + N_2 \cdot i_5 = N_1 \cdot i_{exc2} = N_1 \cdot i_{d(fase)2} \quad (6-42)$$

$$N_1 \cdot i_3 + N_2 \cdot i_6 = N_1 \cdot i_{exc3} = N_1 \cdot i_{d(fase)3} \quad (6-43)$$

Subtraindo as equações (6-41) por (6-43), (6-42) por (6-41), (6-43) por (6-42) resulta:

$$\begin{cases} N_1(i_1 - i_3) + N_2(i_4 - i_6) = N_1(i_{d(fase)1} - i_{d(fase)3}) \\ N_1(i_2 - i_1) + N_2(i_5 - i_4) = N_1(i_{d(fase)2} - i_{d(fase)1}) \\ N_1(i_3 - i_2) + N_2(i_6 - i_5) = N_1(i_{d(fase)3} - i_{d(fase)2}) \end{cases} \quad (6-44)$$

Observando a figura 6.27 obtêm-se as equações das correntes de linha:

$$\begin{cases} i_{L1} = i_1 - i_3 \\ i_{L2} = i_2 - i_1 \\ i_{L3} = i_3 - i_2 \\ i_{L4} = i_4 \\ i_{L5} = i_5 \\ i_{L6} = i_6 \end{cases} \quad (6-45)$$

E tomando as correntes diferenciais de linha por:

$$\begin{cases} i_{d1} = i_{d(fase)1} - i_{d(fase)3} \\ i_{d2} = i_{d(fase)2} - i_{d(fase)1} \\ i_{d3} = i_{d(fase)3} - i_{d(fase)2} \end{cases} \quad (6-46)$$

Substituindo na equação (6-31) pelas equações (6-32) e (6-33) obtêm-se:

$$\begin{cases} N_1 \cdot i_{L1} + N_2 \cdot (i_{L4} - i_{L6}) = N_1 \cdot i_{d1} \\ N_1 \cdot i_{L2} + N_2 \cdot (i_{L5} - i_{L4}) = N_1 \cdot i_{d2} \\ N_1 \cdot i_{L3} + N_2 \cdot (i_{L6} - i_{L5}) = N_1 \cdot i_{d3} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} i_{d1} = i_{L1} + \frac{N_2}{N_1} \cdot (i_{L4} - i_{L6}) \\ i_{d2} = i_{L2} + \frac{N_2}{N_1} \cdot (i_{L5} - i_{L4}) \\ i_{d3} = i_{L3} + \frac{N_2}{N_1} \cdot (i_{L6} - i_{L5}) \end{cases} \quad (6-47)$$

Sendo,

$$\frac{N_2}{N_1} = \frac{V_{s2}}{V_{LL1}} = \frac{V_{LL2}}{V_{LL1}} \quad (6-48)$$

tem-se:

$$\begin{cases} i_{d1} = i_{L1} + \frac{V_{LL2}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL1}} \cdot (i_{L4} - i_{L6}) \\ i_{d2} = i_{L2} + \frac{V_{LL2}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL1}} \cdot (i_{L5} - i_{L4}) \\ i_{d3} = i_{L3} + \frac{V_{LL2}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL1}} \cdot (i_{L6} - i_{L5}) \end{cases} \quad (6-49)$$

As correntes diferenciais de linha em função das correntes de linha, transformando a equação (6-47) em notação matricial, são:

$$\begin{bmatrix} i_{d1} \\ i_{d2} \\ i_{d3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix} + \frac{V_{LL2}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL1}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L4} \\ i_{L5} \\ i_{L6} \end{bmatrix} \quad (6-50)$$

As correntes de estabilização calculam-se através da média, numa base comum, entre as correntes de linha do primário e secundário do transformador. Utilizando a equação (6-48), obtém-se:

$$\begin{bmatrix} i_{est1} \\ i_{est2} \\ i_{est3} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \left(\begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix} - \frac{V_{LL2}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL1}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L4} \\ i_{L5} \\ i_{L6} \end{bmatrix} \right) \quad (6-51)$$

6.3.1.2 Característica operacional de proteção

A característica operacional de proteção é a condição pela qual a proteção diferencial atua. Como foi dito anteriormente, a deteção do defeito pelo relé é feita caso a corrente diferencial (I_d) seja maior que a característica operacional de proteção. Esta consiste em duas zonas. As zonas, são definidas, neste caso, por duas equações [9] [11] [15]:

$$\begin{cases} I_{LimiteDif1} = I_{n_{BESS}} \cdot I_{min} & \text{se } I_{est} \leq I_{n_{bat}} \text{ (Zona 1)} \\ I_{LimiteDif2} = K_{est} \cdot (I_{est} - I_{n_{bat}}) + I_{n_{bat}} \cdot I_{min} & \text{se } I_{est} > I_{n_{bat}} \text{ (Zona 2)} \end{cases} \quad (6-52)$$

Onde:

- $I_{LimiteDif1}$ – Limite definido pela zona de proteção 1 da característica operacional da proteção diferencial.
- $I_{LimiteDif2}$ – Limite definido pela zona de proteção 2 da característica operacional da proteção diferencial.
- I_{est} – Corrente de estabilização.
- $I_{n_{BESS}}$ – Corrente nominal do BESS.
- I_{min} – Percentagem mínima da corrente nominal do BESS que ativa a proteção na zona 1.
- K_{est} – Declive da reta da característica operacional da proteção diferencial na zona 2.

A figura 6.28 mostra o gráfico da característica operacional.



Figura 6.29 – Gráfico da característica operacional.

6.3.2 Implementação do modelo de relé diferencial no *Simulink*

O Relé diferencial implementado no *Simulink* possui dois blocos (como é visível na figura 6.30). O primeiro bloco “i_dif, i_estab”, como mostra a figura 6.31, tem como entrada a corrente na saída do BESS (leituras no barramento B4b) as correntes do primário do transformador 1 (leituras no barramento B4). Neste bloco são calculadas as correntes diferencial e de estabilização. À corrente proveniente da leitura do barramento B4 é aplicada uma compensação devido à diferença de amplitude e índice horário do transformador, sendo que neste caso o cálculo das correntes diferencial e de estabilização é referido ao secundário do transformador 1. Para o cálculo da corrente diferencial é aplicada a equação (6-53) (adaptada de (6-50)):

$$\begin{bmatrix} i_{d1} \\ i_{d2} \\ i_{d3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{L1\ B4b} \\ i_{L2\ B4b} \\ i_{L3\ B4b} \end{bmatrix} + \frac{V_{LL1}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL2}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L1\ B4} \\ i_{L2\ B4} \\ i_{L3\ B4} \end{bmatrix} \quad (6-53)$$

As correntes de estabilização foram calculadas através da equação (adaptada de (6-51)):

$$\begin{bmatrix} i_{est1} \\ i_{est2} \\ i_{est3} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \left(\begin{bmatrix} i_{L1\ B4b} \\ i_{L2\ B4b} \\ i_{L3\ B4b} \end{bmatrix} - \frac{V_{LL1}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL2}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L1\ B4} \\ i_{L2\ B4} \\ i_{L3\ B4} \end{bmatrix} \right) \quad (6-54)$$

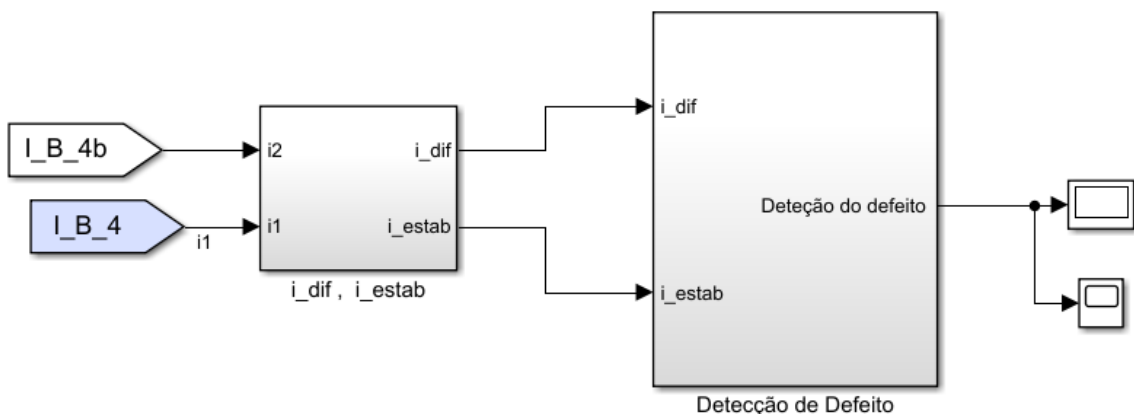


Figura 6.30 – Relé diferencial implementado no *Simulink*.

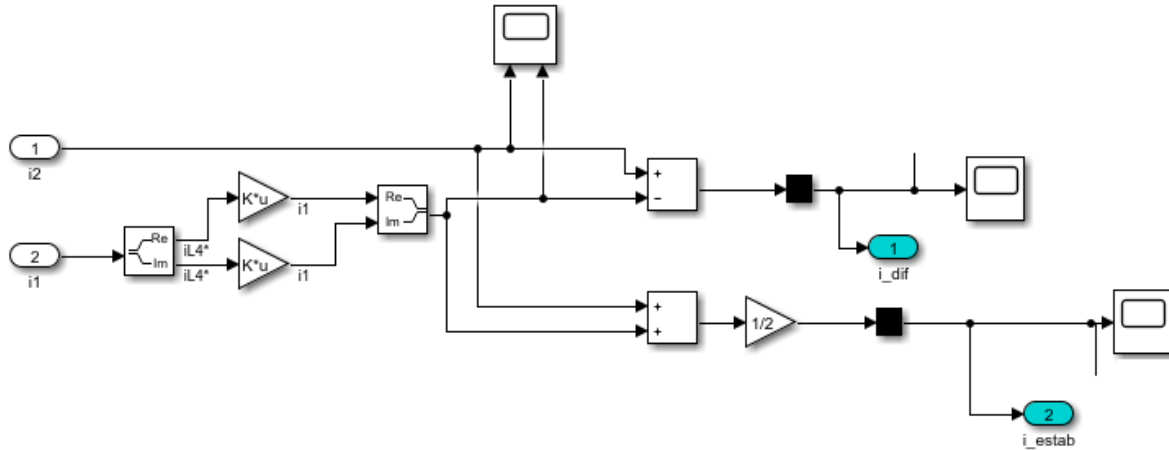


Figura 6.31 – Interior do bloco onde se obtém as correntes diferencial e de estabilização.

No bloco “Detecção de defeito”, visível na figura 6.32, procede-se à detecção do defeito através da característica operacional de proteção. Neste trabalho utilizou-se os seguintes valores para a parametrização das zonas de proteção:

$$I_{n_{BESS}} = \frac{P_{BESS}}{V_{LL2} \cdot \sqrt{3}} = \frac{8 \cdot 10^6}{400 \cdot \sqrt{3}} = 11.547 \text{ kA} \quad (6-55)$$

$$I_{min} = 0.2 \text{ pu} \quad (6-56)$$

$$K_{est} = 0.25 \text{ pu} \quad (6-57)$$

Assim substituindo esses valores em (6-50), a característica de proteção toma a seguinte forma:

$$\begin{cases} I_{Limite_{Dif1}} = 11.547 \cdot 0.2 \text{ kA} & , I_{est} \leq I_{n_{bat}} \\ I_{Limite_{Dif2}} = 0.25 \cdot (I_{est} - 11.547) + 11.547 \cdot 0.2 \text{ kA} & , I_{est} > I_{n_{bat}} \end{cases} \Rightarrow \quad (6-58)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} I_{Limite_{Dif1}} = 2.309 \text{ kA} & , I_{est} \leq I_{n_{bat}} \text{ (Zona 1)} \\ I_{Limite_{Dif2}} = 0.25 \cdot I_{est} - 0.577 \text{ kA} & , I_{est} > I_{n_{bat}} \text{ (Zona 2)} \end{cases}$$

A figura 6.33 mostra o gráfico da característica de proteção implementada no *Simulink*.

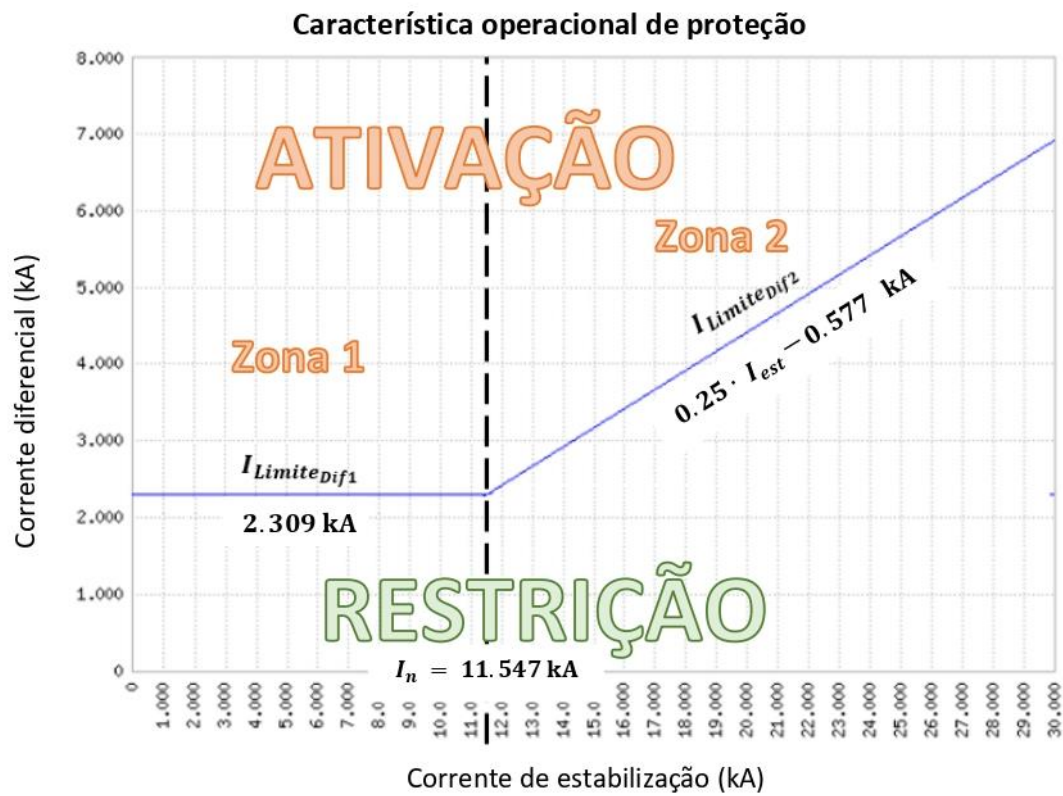


Figura 6.33 – Gráfico da característica de proteção do Relé diferencial implementado no Simulink.

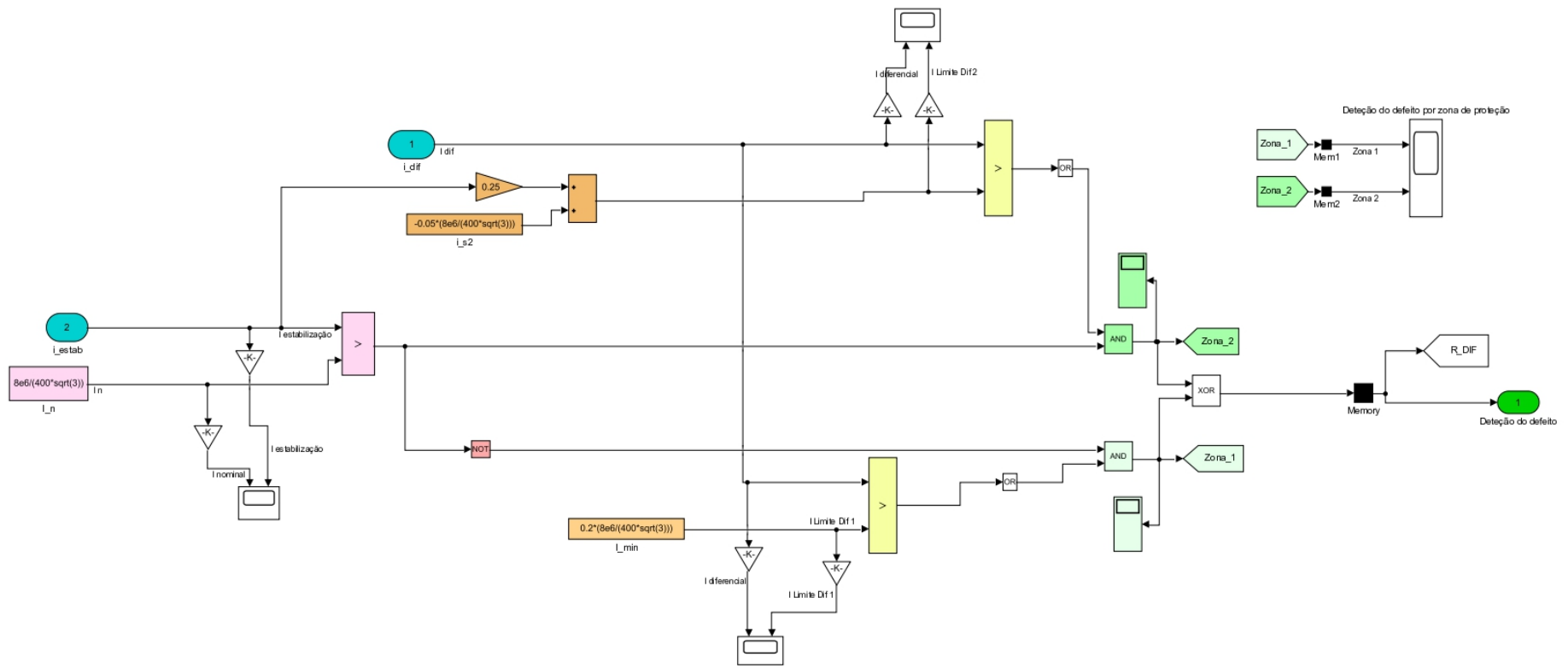


Figura 6.32 – Interior do bloco “Deteção de defeito” do Relé diferencial implementado no Simulink.

6.3.3 Análise de resultados obtidos em Simulink para proteção diferencial

Cenário 1 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ com o BESS em “Regulação”

Neste cenário pretende-se analisar a resposta do Relé diferencial a defeitos severos junto do BESS. As condições de funcionamento são idênticas às apresentadas anteriormente na secção 6.2.3 (Cenário 1), mas considerou-se agora a proteção diferencial do BESS. O defeito resulta numa corrente de curto-circuito cerca de 10 vezes a corrente nominal. As proteções de máxima intensidade estão presentes no esquema de proteção.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.58016$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS em modo “Regulação”.
- BESS inicia operação em $t = 1$ s.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha4} = 700 \mu\Omega$ na “Falha 4” no barramento B4a em $t = 5$ s.

A figura 6.34 ilustra a evolução da corrente no barramento B4a, onde ocorre o defeito. Na situação pré-efeito verifica-se que a corrente se encontra próxima do valor nominal devido à descarga do BESS de forma a compensar o défice de potência mecânica no gerador. O defeito provoca uma subida dos valores da corrente, rapidamente interrompida pela atuação do relé diferencial e consequente abertura do Disjuntor C.

Na figura 6.35 verifica-se que a corrente de estabilização calculada pelo relé diferencial atinge níveis acima da corrente nominal devendo ser identificado pela Zona de Proteção 2. A figura 6.36 confirma que o defeito foi identificado pela Zona de Proteção 2, pois a corrente diferencial é superior ao limite diferencial 2. Constata-se que o relé diferencial atua instantaneamente a defeitos de severa intensidade, não sendo necessário atuação da proteção de máxima intensidade da zona afetada, Relé C.

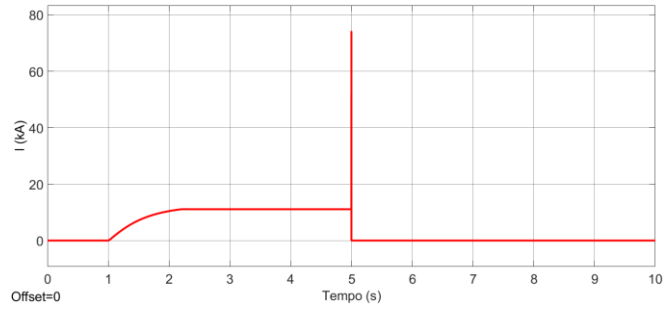


Figura 6.34 – Corrente no barramento B4a no cenário 1.

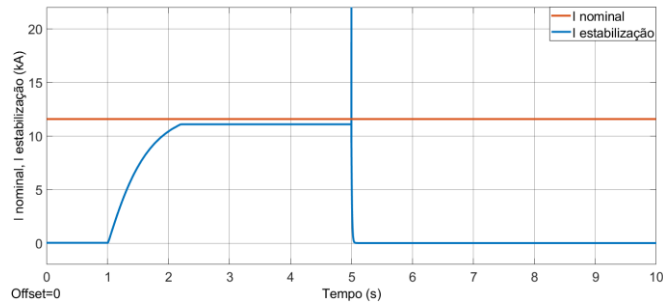


Figura 6.35 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção pelo Relé diferencial no cenário 1.

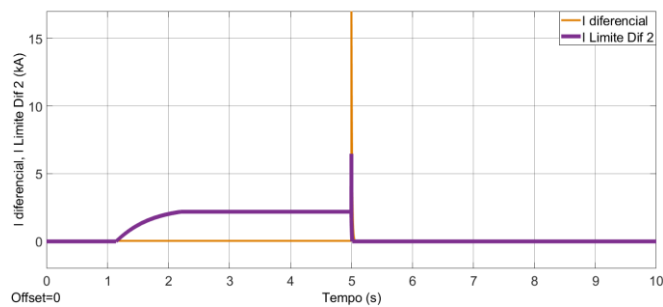


Figura 6.36 – Detecção do defeito pela Zona de Proteção 2 do Relé diferencial no cenário 1.

Nas figuras 6.37 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.37 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respetivamente.

Verifica-se através dos gráficos das grandezas do SEE representados na figura 6.37 que a pronta atuação do Relé diferencial lhe permite retomar o seu normal funcionamento rapidamente.

Os gráficos da corrente, tensão e potência e potência no BESS da figura 6.37 mostram que o BESS foi prontamente retirado de serviço. O Relé diferencial atuou antes da proteção interna de corrente do BESS e assim quando se deu a abertura do Disjuntor C, a tensão no barramento B4b desceu abaixo do limite mínimo definido na proteção interna de tensão fazendo com que o sistema de armazenamento fosse retirado de serviço.

Os gráficos da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e frequência da rede da figura 6.37 mostram que, tal como no Cenário 1 da secção 6.2.3, após neutralização do defeito a frequência da rede diminui para um valor abaixo o valor nominal pois como o BESS foi retirado de serviço não existe compensação do défice de potência do gerador.

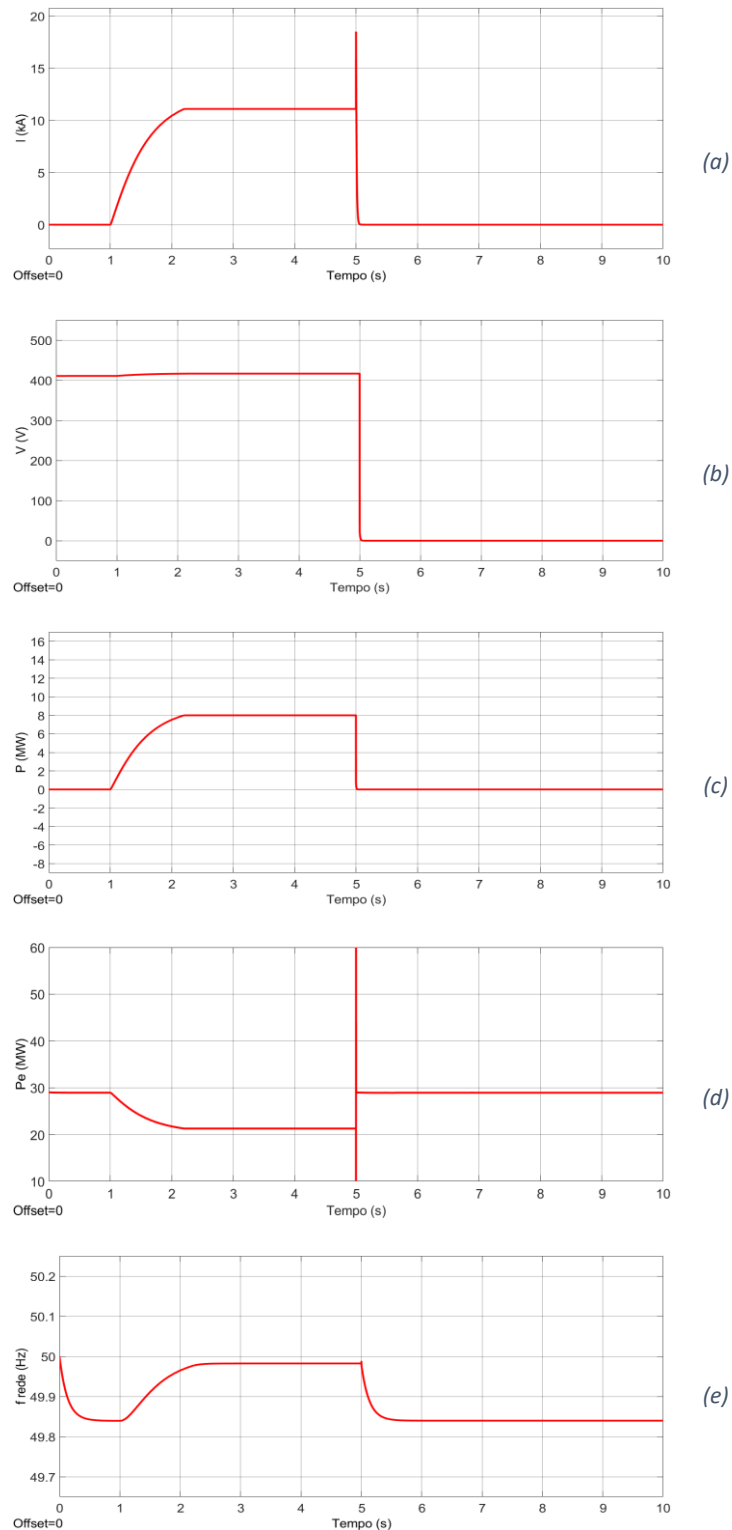


Figura 6.37 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 1.

Cenário 2 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 4” com $R_{falha4} = 10 \text{ m}\Omega$ com o BESS em “Regulação”

Neste cenário pretende-se analisar e avaliar a resposta do Relé diferencial a defeitos de baixa intensidade quando o BESS se encontra inativo em modo “Regulação”. Com os parâmetros de equilíbrio do SEE e com o BESS em modo “Regulação” (SOC inicial = 90%) provocou-se em $t = 5 \text{ s}$ um defeito trifásico na “Falha 4” que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 0.3 vezes a corrente nominal. Nestas condições o defeito provoca correntes de curto-circuito abaixo da corrente de operação da proteção de máxima intensidade que protege a zona (Relé C) e do limite mínimo da corrente da proteção interna do BESS. Assim sendo, apesar das proteções de máxima intensidade e proteção interna do BESS estarem incluídas no esquema de proteção, o Relé diferencial é a única proteção contra este tipo de defeito.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288 \text{ pu}$, $E = 1.12762 \text{ pu}$.
- Carga: $P = 25 \text{ MVA}$, $Q = 8.22 \text{ Mvar}$.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS em modo “Regulação”.
- BESS inicia operação em $t = 1 \text{ s}$.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha4} = 10 \text{ m}\Omega$ na “Falha 4” no barramento B4a em $t = 5 \text{ s}$.

Na figura 6.38 ilustra-se a evolução da corrente no barramento B4a. Verifica-se que na situação pré-defeito a corrente tem valor nulo devido ao SEE encontrar em equilíbrio e o BESS em modo de “Regulação”, não havendo assim necessidade de operação do SAE. O defeito provoca um crescimento dos valores da corrente, rapidamente dissipada pela abertura do Disjuntor C. Em virtude da corrente no barramento B4a ser nula devido à inatividade do BESS antes da ocorrência do defeito e sendo que este provoca baixas correntes de curto-circuito, a corrente de estabilização medida pelo Relé diferencial (figura 6.39) não ultrapassa o valor nominal da corrente do BESS. Assim, a deteção do defeito é feita pela Zona de Proteção 1 (figura 6.40). Verifica-se que o Relé diferencial implementado possui sensibilidade suficiente para detetar defeitos de leve intensidade e atua instantaneamente.

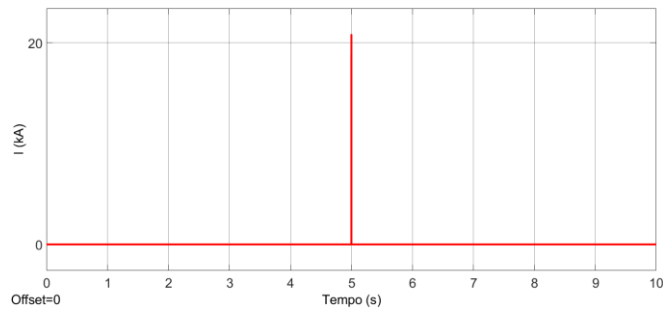


Figura 6.38 – Corrente no barramento B4a no cenário 2.

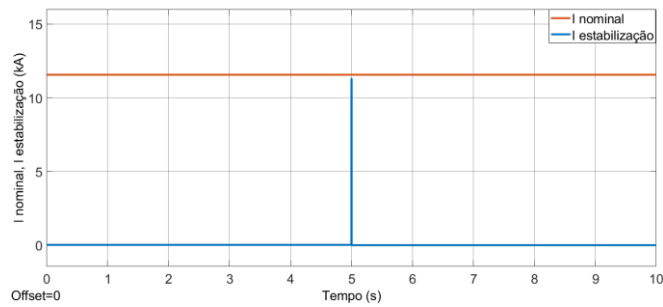


Figura 6.39 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção pelo Relé diferencial no cenário 2.

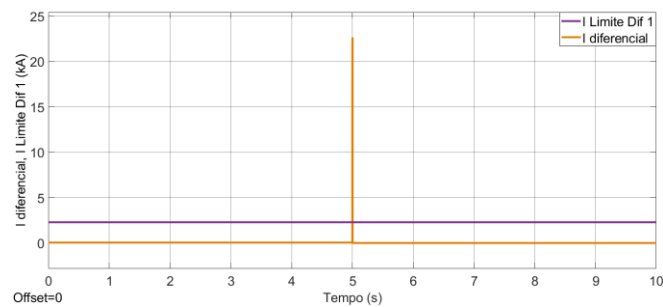


Figura 6.40 – Detecção do defeito na Zona de Proteção 1 pelo Relé diferencial no cenário 2.

Nas figuras 6.41 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.41 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respetivamente.

Pela análise dos gráficos da figura 6.41, verifica-se que a atuação do Relé diferencial permite ao sistema de energia retomar o seu normal funcionamento de maneira célere. Minimiza-se assim os danos causados pela avaria.

A corrente e potência ativa no BESS (figuras 6.41 (a) e (c)) possuem valores nulos pois o sistema de armazenamento está inativo antes do defeito e a avaria não causa alterações devido à atuação imediata do relé diferencial e consequente abertura do Disjuntor C. Devido à abertura do Disjuntor C a tensão no barramento no BESS (figuras 6.41 (b)) diminui abaixo do valor mínimo definido pela proteção interna do BESS fazendo com que o mesmo fosse retirado de serviço.

A rápida ação do Relé diferencial faz com que os efeitos do curto-circuito sejam minimizados e pouco visíveis nos gráficos da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e frequência da rede (figuras 6.41 (d) e (e)).

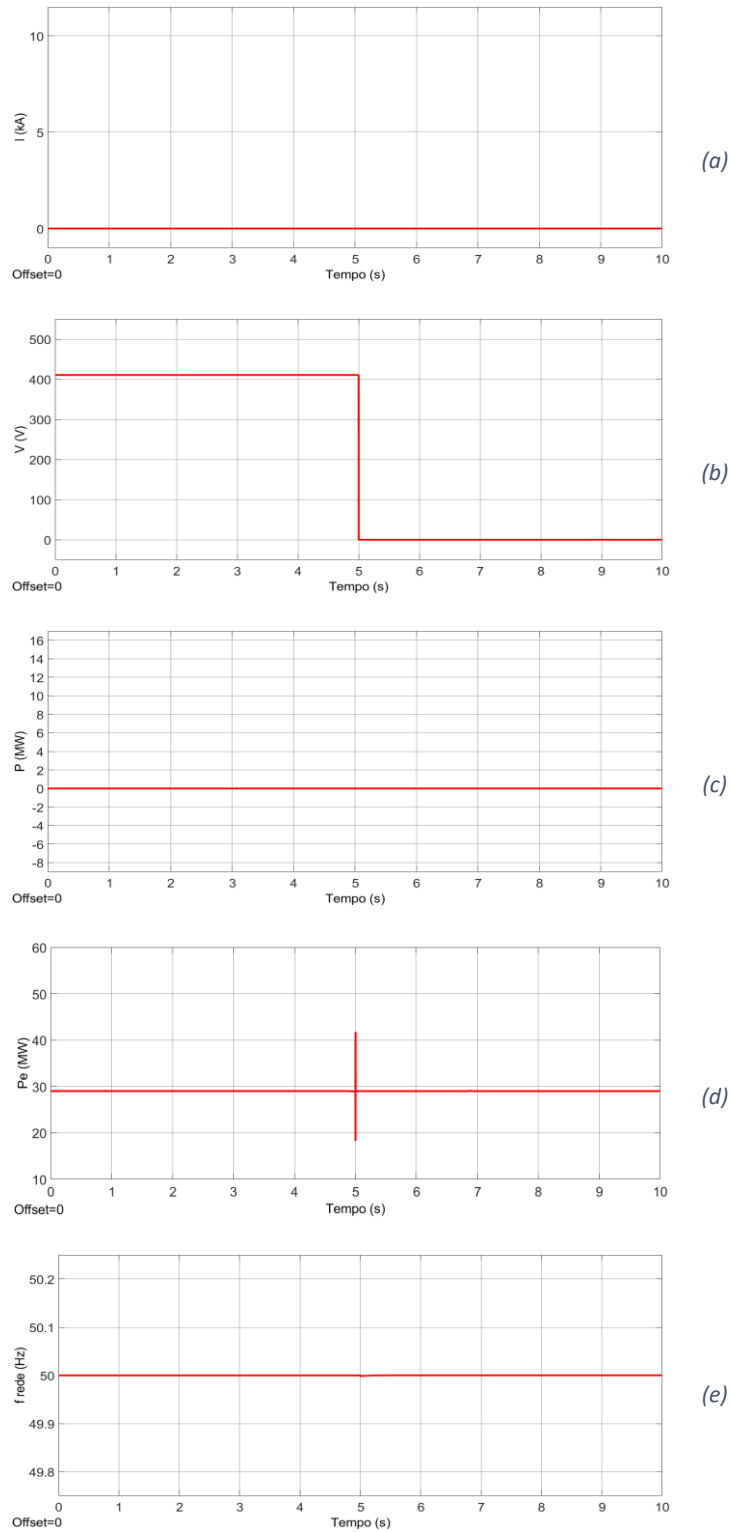


Figura 6.41 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 2.

Cenário 3 – Defeito de curto-circuito fase A – terra na “Falha 4” com $R_{falha4} = 1 \text{ m}\Omega$ com o BESS em “Carregamento obrigatório”.

Neste cenário pretende-se analisar a resposta do Relé diferencial a defeitos entre uma fase e a terra. Com os parâmetros de equilíbrio do SEE e com o BESS com SOC inicial de 5% (modo “Carregamento obrigatório”), provocou-se em $t = 5 \text{ s}$ um defeito entre a fase A e a terra na “Falha 4” que origina correntes de curto-circuito aproximadamente 1.4 vezes a corrente nominal na fase A. Tal como no cenário anterior, nestas condições o defeito provoca correntes de curto-circuito abaixo da corrente de operação da proteção de máxima intensidade que protege a zona (Relé C) e do limite mínimo da corrente da proteção interna do BESS. Assim, apesar das proteções de máxima intensidade e da proteção interna do BESS estarem incluídas no esquema de proteção, o Relé diferencial é a única proteção a atuar nesta situação. É também de salientar que defeitos monofásicos ou entre fases provocam baixas correntes de curto-circuito. Por esse motivo quando são detetados por relés com característica de tempo inverso, o tempo de atuação destas proteções é longo, contrariamente à deteção imediata da proteção diferencial.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.8288 \text{ pu}$, $E = 1.12762 \text{ pu}$.
- Carga: $P = 25 \text{ MVA}$, $Q = 8.22 \text{ Mvar}$.
- SOC% inicial = 5%.
- BESS em modo “Carregamento obrigatório”.
- Defeito de curto-circuito fase A - terra com $R_{falha4} = 10 \text{ m}\Omega$ na “Falha 4” no barramento B4a em $t = 5 \text{ s}$.

A figura 6.42 ilustra a evolução corrente no barramento B4a, onde ocorre a falha. Inicialmente a corrente tem um valor perto do valor nominal devido ao carregamento do BESS e possui um crescimento na fase A em consequência da do defeito. Após a atuação do relé diferencial e abertura do Disjuntor C toma o valor nulo. Verifica-se na figura 6.43 que a avaria provoca uma corrente de estabilização ligeiramente superior à corrente nominal no BESS e por esse motivo o defeito deve ser identificado pela Zona de Proteção 2, o que é confirmado pela figura 6.44. Constata-se que o relé diferencial atua instantaneamente perante defeitos entre uma fase e a terra.

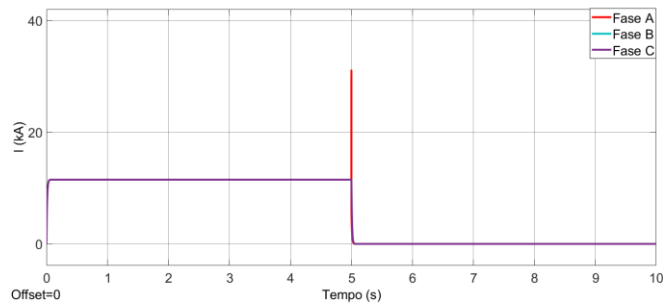


Figura 6.42 – Corrente no barramento B4a no cenário 3.

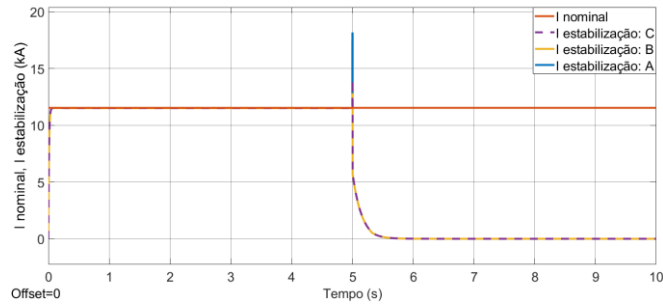


Figura 6.43 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção pelo Relé diferencial no cenário 3.

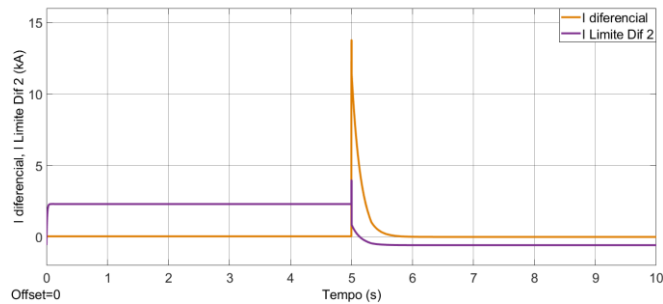


Figura 6.44 – Detecção do defeito pela Zona de Proteção 2 do Relé diferencial no cenário 3.

Nas figuras 6.45 (a), (b) e (c) apresentam-se a evolução da corrente, tensão e potência ativa no BESS. As figuras 6.45 (d) e (e) apresentam a evolução da potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador e da frequência da rede respetivamente.

A corrente, tensão e potência ativa lidas no BESS (figuras 6.45 (a), (b) e (c)) apresentam valores nominais antes da falha, sendo que com a deteção do defeito pelo Relé diferencial e consequente abertura do Disjuntor C faz com que estas grandezas se tornem nulas. A abertura do Disjuntor C provoca uma diminuição da tensão abaixo do limite mínimo definido pela proteção interna do BESS e por este motivo o BESS é retirado de serviço.

Devido ao carregamento do BESS a potência elétrica injetada no SEE (figura 6.45 (d)) tem um valor mais elevado na situação pré-defeito, diminuindo após a extinção do curto-circuito em razão da retirada de serviço do BESS (o gerador alimenta apenas a carga). Em consequência do carregamento, a frequência da rede (figura 6.45 (e)) possui um valor inferior ao nominal, retornando a 50 Hz com a retirada da zona afetada do SEE.

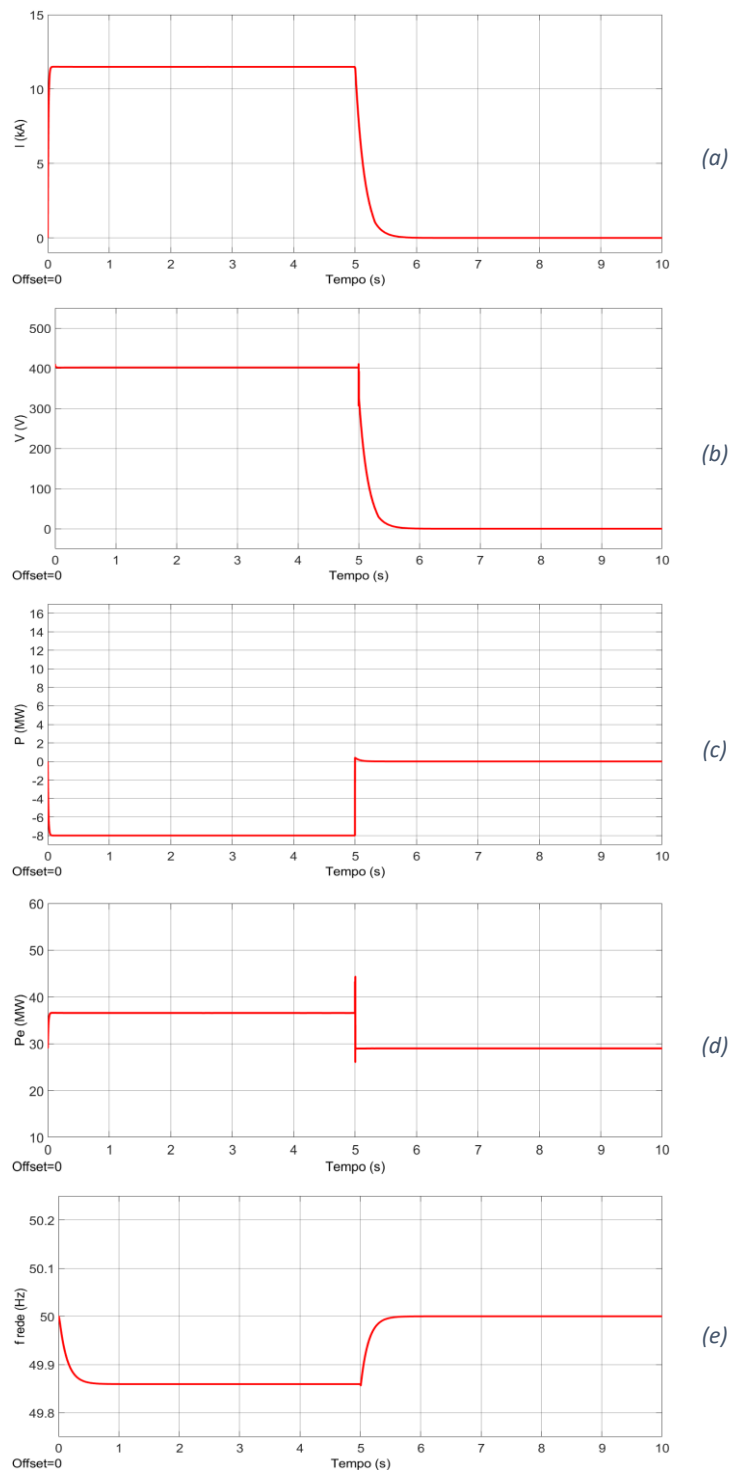


Figura 6.45 – Corrente (a), tensão (b) e potência ativa (c) no BESS, potência elétrica fornecida ao SEE pelo gerador (d) e frequência da rede (e) no cenário 3.

Cenário 4 – Defeito de curto-circuito trifásico na “Falha 1” com $R_{falha1} = 1 \Omega$ com o BESS em “Regulação”

Neste cenário pretende-se analisar a resposta do Relé diferencial a externos à sua zona de proteção. As condições de funcionamento são idênticas às aquelas apresentadas anteriormente no Cenário 5 da secção 6.2.3, mas considerou-se agora a proteção diferencial do BESS. O defeito resulta numa corrente de curto-circuito cerca de 6 vezes a corrente nominal.

Consideram-se as seguintes condições de funcionamento:

- Parâmetros de entrada do gerador: $P_m = 0.58016$ pu, $E = 1.12762$ pu.
- Carga: $P = 25$ MVA, $Q = 8.22$ Mvar.
- SOC% inicial = 90%.
- BESS em modo “Regulação”.
- BESS inicia operação em $t = 1$ s.
- Curto-circuito trifásico com $R_{falha1} = 1 \text{ m}\Omega$ na “Falha 1” no barramento B1 em $t = 5$ s.

A figura 6.46 ilustra a evolução corrente no barramento B1, onde ocorre a falha. Na figura 6.47 verifica-se que corrente de estabilização medida pelo Relé diferencial ultrapassa o valor nominal da corrente do BESS. Assim, a identificação do defeito deveria ser feita pela Zona de Proteção 2. Porém, observa-se na figura 6.48, que a corrente diferencial não ultrapassa o Limite Diferencial 2, não havendo detenção da avaria por parte do Relé diferencial. Desta forma constata-se que o Relé diferencial não deteta defeitos externos à sua zona de proteção e verifica-se que eliminação do defeito foi efetuada por atuação do elemento com característica de tempo inverso da proteção de máxima intensidade da zona afetada e também houve a atuação da proteção interna do BESS.

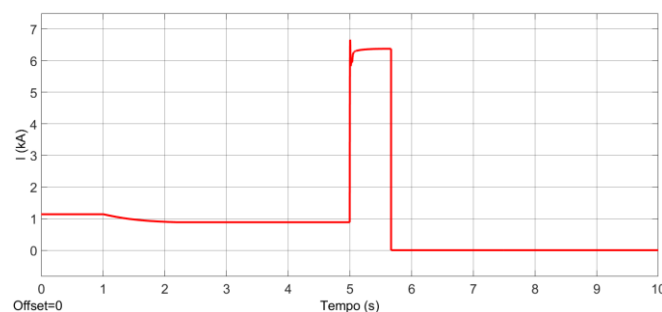


Figura 6.46 – Corrente no barramento B1 no cenário 5.

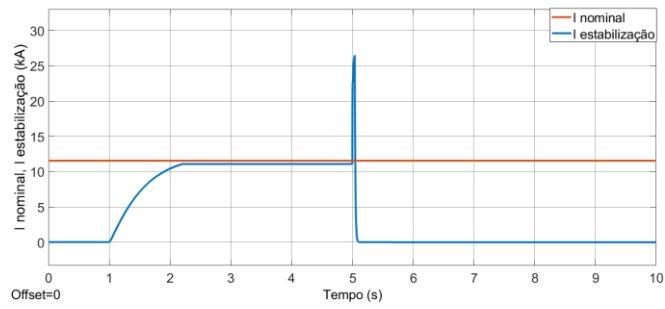


Figura 6.47 – Comparação da corrente nominal e corrente de estabilização para identificação da Zona de Proteção no Relé diferencial no cenário 5.

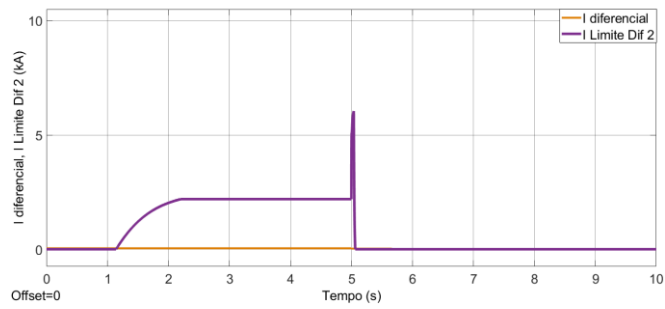


Figura 6.48 – Detecção do defeito pela Zona de Proteção 2 pelo Relé diferencial no cenário 5.

O impacto do defeito no SEE e no BESS é semelhante ao descrito no Cenário 5 da secção 6.2.3.

Conclusões

No panorama energético atual é necessário ajustar o consumo de energia elétrica à sua produção. De forma a diminuir a dependência de combustíveis fósseis os SAE aparecem como uma alternativa. Os SAE permitem responder às necessidades de aumento ou diminuição da geração pois carregam ou descarregam de forma a compensar as variações e perturbações que ocorram no SEE.

O objetivo deste trabalho consiste na implementação de um sistema de proteções num SEE com um BESS. Para isso implementou-se em ambiente de *Matlab/Simulink* uma rede elétrica simplificada com um BESS e foram simulados vários defeitos de forma a estudar o comportamento do sistema.

O BESS implementado é um modelo genérico de BESS que responde a alterações ao nível de carga e frequência causadas por desequilíbrios no SEE, como variações na carga ou na potência disponível a ser injetada na rede pelo gerador.

O BESS em “Regulação” carrega ou descarrega dependendo da variação da frequência. Assim injeta ou consome potência ativa, de forma a minimizar os desequilíbrios no SEE e estabilizando os valores da frequência da rede próximos do seu valor nominal.

Em modo “Carregamento obrigatório”, o BESS comporta-se como uma carga e carrega até atingir um SOC% que o permite voltar a operar em modo de “Regulação”.

Quando ocorrem o falhas no SEE, existe uma diminuição repentina da frequência da rede provocada pela necessidade de um aumento de produção de energia pelo gerador, fazendo com que o BESS rapidamente responda a esta perturbação. O BESS, caso esteja em modo “Regulação”, responde operando em descarga de forma a minimizar o esforço do gerador. Caso a falha provoque uma corrente de descarga superior ao dobro da corrente nominal do BESS, o BESS sai de funcionamento e caso seja inferior a este limite o BESS deve ser retirado de operação com a abertura do disjuntor da zona afetada por ordem das proteções de máxima intensidade ou diferenciais implementadas. Caso a corrente de carregamento no modo “Carregamento obrigatório” também sofra este aumento acima do limite definido, o BESS comportar-se-á da mesma forma de forma, desligando.

Para proteção do SEE e BESS foram implementadas um conjunto proteções de máxima intensidade ao longo do SEE e uma proteção diferencial junto ao BESS.

A proteção de máxima intensidade, composta por relés com característica de tempo inverso e um relé instantâneo, atua para o caso de a falha de curto-circuito provocar correntes de curto-circuito superiores à corrente de operação definida. Podendo ser mais rápida ou mais lenta dependendo da intensidade do defeito. Para defeitos de baixa intensidade este tipo de proteções é mais lento a atuar.

Os relés com característica de tempo inverso são um tipo de proteção que permite agir como dispositivo de reserva. Foi constatado por meio de simulação de que caso não haja atuação da proteção principal da zona afetada permite que o relé a montante atue de forma a neutralizar o defeito. A proteção de reserva atua necessariamente de forma mais lenta, pois é necessário manter a seletividade. Foi também implementada para defeitos no BESS uma proteção diferencial.

Os defeitos são imediatamente detetados e neutralizados pela proteção diferencial. A proteção diferencial tem duas zonas de proteção, a Zona 1 para defeitos de baixa intensidade e Zona 2 para defeitos mais severos. A Zona 1 protege contra defeitos que não seriam detetados por proteções de máxima intensidade por terem uma baixa corrente de curto-circuito.

Assim é possível concluir-se que para o correto funcionamento de um SEE com armazenamento de energia é aconselhável um conjunto de diferentes tipos de proteção. A interação da proteção de máxima intensidade e diferencial, bem como uma proteção interna do BESS permite que haja uma resposta rápida a falhas nos diferentes modos de funcionamento do SAE.

Referências

- [1] “Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental,” [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>. [Acedido em 28 fevereiro 2019].
- [2] DG ENER Working Paper, *The future role and challenges of Energy Storage*, Directorate-General for Energy, European Commission.
- [3] A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. B. Chen, A. L. Cotter e D. T. Bradshaw, *Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*, Sandia National Laboratories, 2015.
- [4] “Bulk VS Distributed Energy Storage: Which Approach Will Win?,” [Online]. Available: <https://thegrid.rexel.com/en-us/knowledge/energy-efficiency/w/wiki/345/bulk-vs-distributed-energy-storage-which-approach-will-win>. [Acedido em 10 janeiro 2019].
- [5] “Grid Operations Benefits,” [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-operations-benefits>. [Acedido em 20 janeiro 2019].
- [6] R. Pereira, B. Becker e B. Antunes, “Integração de energias renováveis e armazenamento de energia,” *Renováveis Magazine*, nº 31, pp. 26-37.
- [7] AECOM, *Energy Storage Study Funding and Knowledge Sharing Priorities*, AECOM Australia, 2015.
- [8] K. C. Divya e J. Østergaard, *Battery Energy Storage Technology for Power Systems - An Overview*, 2009, p. 511–520.
- [9] L. M. R. Oliveira, *Apontamentos da disciplina de Comando e Proteção de Redes Elétricas*, DEE-ISE, UALG, 2018.
- [10] P. Anderson, *Power System Protection*, Wiley-IEEE Pres, 1998.
- [11] F. M. Rafael, *Relé diferencial para proteção de transformadores*, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre, Universidade do Algarve, 2015.

- [12] “24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System,” [Online]. Available: [<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/24-hour-simulation-of-a-vehicle-to-grid-v2g-system.html>]. [Acedido em 20 setembro 2019].
- [13] V. S. Tavares, *Impacto da Produção Renovável no Sistema Elétrico de Energia da Ilha de Santiago (Cabo Verde)*, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre, Universidade do Algarve, 2020.
- [14] R. Hedding e P. Hayes, “Protection of Battery Energy Storage Systems,” em *64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2011.
- [15] S. H. Horowitz e A. G. Phadke, *Power System Relaying*, Wiley, 2014.