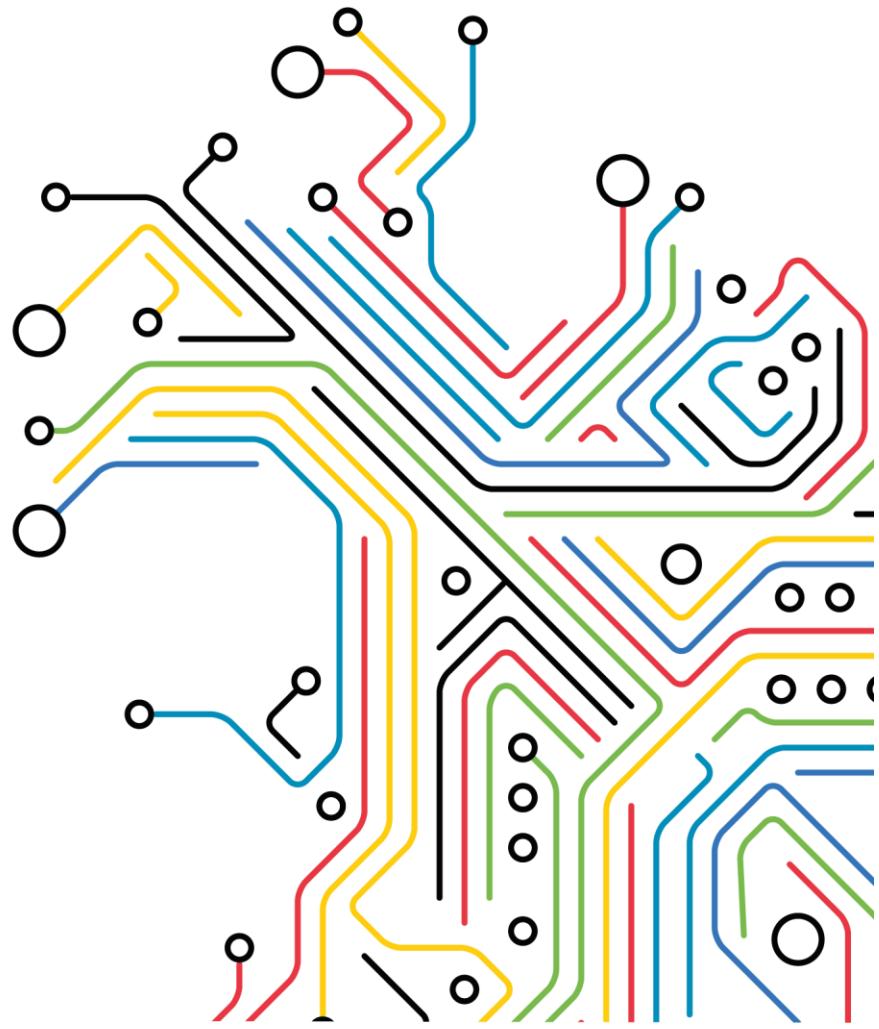


Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 12 MW na ilha da Terceira

Junho 2023







Controlo Documental

Identificação Documento

Nome Projeto	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 12 MW na ilha da Terceira
Ordem Interna	PP2022-336
Título Documento	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 12 MW na ilha da Terceira
Título Ficheiro	PV_Terceira_FA_2023_V1.pdf

Controlo Versões

Edição	Revisão	Data	Descrição	Revisor
0.1	0	05/06/2023	Versão preliminar 1	Rui Sousa
0.2	1	06/06/2023	Revisão 1	Carlos Moreira
0.3	2	06/06/2023	Revisão 2	João Peças Lopes
1	3	06/06/2023	Revisão 3	Rui Sousa

Responsável pelo Documento

Nome	Contacto
Rui Sousa	rui.sousa@inesctec.pt
Carlos Moreira	carlos.moreira@inesctec.pt
João Peças Lopes	joao.p.lopes@inesctec.pt

Índice

1	Introdução	9
1.1	Contexto e Objetivos	9
1.2	Estrutura do Documento	9
2	Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida	10
2.1	Rede Interna	10
2.2	Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e dos SAE	12
3	Análise em Regime Estacionário	16
3.1	Descrição	16
3.2	Resultados	17
4	Análise em Regime Dinâmico	24
4.1	Cenários de operação	24
4.2	Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão	28
4.3	Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência	53
5	Conclusões	72
6	Referências	73
7	Apêndice	74

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha da Terceira no Pol.	11
Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].	13
Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2].	14
Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo P(f) [2]..	15
Figura 5. Curva característica P/Q dos conversores a instalar na CSFH.....	16
Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 I.....	19
Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2.....	20
Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1.....	22
Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2.....	23
Figura 10. Diagramas de cargas típicos fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).....	26
Figura 11. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 1	29
Figura 12. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 1	29
Figura 13. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 1	30
Figura 14. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 1	30
Figura 15. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1	31
Figura 16. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1	31
Figura 17. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1	31
Figura 18.. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 1	32
Figura 19. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 2	32
Figura 20. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 2	33
Figura 21. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 2	33
Figura 22. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 2	34
Figura 23. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2	34
Figura 24. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2	35
Figura 25. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2	35
Figura 26. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 2	36
Figura 27. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 3	36
Figura 28. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 3	37
Figura 29. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 3	37
Figura 30. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 3	38
Figura 31. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3	38
Figura 32. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2	39
Figura 33. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2	39
Figura 34. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 3	40
Figura 35. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 4	40
Figura 36. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 4	41
Figura 37. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 4	41
Figura 38. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 4	42
Figura 39. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4	42
Figura 40. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4	43
Figura 41. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4	43
Figura 42. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 4	44

Figura 43. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 5	44
Figura 44. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 5	45
Figura 45. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 5	45
Figura 46. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 5	46
Figura 47. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5	46
Figura 48. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5	47
Figura 49. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5	47
Figura 50. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 5	48
Figura 51. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 6	48
Figura 52. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 6	49
Figura 53. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 6	49
Figura 54. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 6	50
Figura 55. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 6	50
Figura 56. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 6	51
Figura 57. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 6	51
Figura 58. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 6	52
Figura 59. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1	54
Figura 60. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1	54
Figura 61. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1	55
Figura 62. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 1	55
Figura 63. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 1	56
Figura 64. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 1	56
Figura 65. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 1	56
Figura 66. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2	57
Figura 67. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2	57
Figura 68. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2	58
Figura 69. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 2	58
Figura 70. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 2	59
Figura 71. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 2	59
Figura 72. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 2	59
Figura 73. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3	60
Figura 74. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 3	60
Figura 75. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 3	61
Figura 76. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 3	61
Figura 77. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 3	62
Figura 78. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 3	62
Figura 79. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 3	62
Figura 80. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4	63
Figura 81. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4	63
Figura 82. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4	64
Figura 83. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 4	64
Figura 84. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 4	65
Figura 85. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 4	65
Figura 86. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 4	65
Figura 87. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5	66
Figura 88. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5	66

Figura 89. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5	67
Figura 90. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 5	67
Figura 91. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 5	68
Figura 92. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 5	68
Figura 93. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 5	68
Figura 94. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 6	69
Figura 95. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 6	69
Figura 96. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 6	70
Figura 97. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 6	70
Figura 98. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 6	71
Figura 99. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 6	71
Figura 100. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 5	71
Figura 101. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha da Terceira.	74



Índice de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros elétricos do conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) (SMASC SC 4000 UP(-US)).....	10
Tabela 2. Parâmetros elétricos dos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) (SMASC SC 2660 UP(-US)).....	10
Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH.....	11
Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados	12
Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados	12
Tabela 6. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [2]	14
Tabela 7. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo P(f) [2].....	15
Tabela 8. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1.....	18
Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2.....	20
Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1.....	21
Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2.....	23
Tabela 12. Definição dos cenários de operação	27

1 Introdução

1.1 Contexto e Objetivos

O trabalho de consultoria técnica apresentado neste relatório tem como principais objetivos a avaliação do impacto resultante da integração de uma central solar fotovoltaica híbrida com potência instalada de 12 MW, no sistema eletroprodutor da ilha da Terceira, bem como a avaliação da sua capacidade para disponibilizar serviços avançados de suporte à operação da rede.

O presente relatório documenta os estudos demonstrativos que foram executados tendo por base os requisitos definidos pelo operador de rede (Eletrociade dos Açores, S.A. – EDA), assim como as conclusões/recomendações mais relevantes que foram identificadas. Em termos gerais, os estudos efetuados consistiram na avaliação do comportamento em regime estacionário e dinâmico da referida central e do impacto que esta aporta ao sistema eletroprodutor da ilha da Terceira nos seguintes termos:

- Análise em regime estacionário, onde se pretende avaliar a capacidade de controlo (injeção e consumo) de potência reativa nas interligações da central solar fotovoltaica híbrida (CSFH) com a rede de transporte da ilha da Terceira;
- Análise em regime dinâmico, tendo como objetivo avaliar o comportamento da CSFH relativamente à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa, e à capacidade de redução automática de potência ativa perante aumentos da frequência da rede.

1.2 Estrutura do Documento

O documento está organizado em 5 secções, segundo a seguinte estrutura:

- Secção 2: descreve a constituição da CSFH em estudo, nomeadamente da sua rede interna e conversores considerados;
- Secção 3: apresenta os resultados da análise em regime estacionário;
- Secção 4: apresenta os resultados da análise do comportamento dinâmico;
- Secção 5: resume as principais conclusões resultantes do estudo realizado.

2 Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida

2.1 Rede Interna

O estudo foi realizado com base num projeto preliminar da instalação solar fotovoltaica híbrida disponibilizado pelo promotor. Esta instalação é constituída por 3 conversores solares da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) com potência unitária de 4000 kW (SMASC SC 4000 UP(-US)), e 3 conversores associados aos sistemas de armazenamento elétrico (SAE) da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) com potência unitária de 2660 kW (SMASC SC 2660 UP(-US)).

Na Tabela 1 e na Tabela 2, são apresentados os parâmetros elétricos mais relevantes dos conversores considerados.

Tabela 1. Parâmetros elétricos do conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 4000 UP(-US) (SMASC SC 4000 UP(-US))

Parâmetro	Valor
Tensão nominal (kV)	0.6
Sbase (MVA)	4
Pmax (MW)	4
Pmin (MW)	0
Qmax (Mvar)	2.4
Qmin (Mvar)	-2.4

Tabela 2. Parâmetros elétricos dos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) (SMASC SC 2660 UP(-US))

Parâmetro	Valor
Tensão nominal (kV)	0.6
Sbase (MVA)	2.66
Pmax (MW)	2.66
Pmin (MW)	-2.66
Qmax (Mvar)	1.596
Qmin (Mvar)	-1.596

Como se pode observar no esquema unifilar da Figura 1, do lado de baixa tensão (BT), com tensão nominal 0.6 kV, a rede da CSFH é composta por 3 conversores solares e 3 conversores associados aos SAE. Estes conversores são depois ligados à média tensão (MT) de 30 kV através de transformadores elevadores individuais de 0.6/30 kV. Os conversores convergem num barramento coletor que se liga ao Ponto de Interligação (Pol), através de um cabo subterrâneo de curta extensão (CBL-POI). Este Pol é um barramento novo a ser construído no futuro e que se liga à rede de transporte e distribuição no barramento de 30 kV da Subestação de Vinha Brava (SEVB) através de um cabo de subterrâneo de 1 km (CBL-UTL).

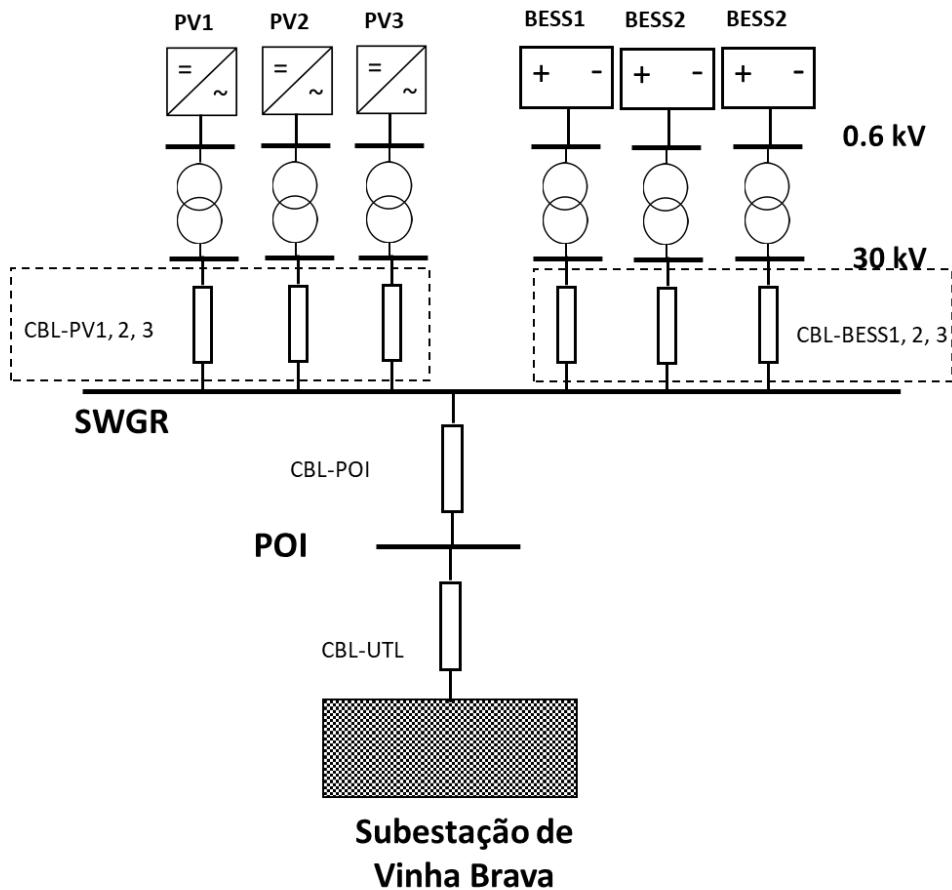


Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha da Terceira no Pol.

Com base na caracterização da CSFH disponibilizada pelo promotor, e para efeitos da realização dos estudos demonstrativos reportados neste documento, procedeu-se à representação da totalidade da rede elétrica de corrente alternada da CSFH desde os terminais dos módulos conversores até à ligação com a SEVB. As distâncias e tipos de cabos considerados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH

Nome	Distância (m)	Tipo de condutor
CBL-PV1	125	
CBL-PV2	250	
CBL-PV3	375	XHIOV 3x70 19/33 kV
CBL-BESS1	50	
CBL-BESS2	50	
CBL-BESS3	50	
CBL-POI	50	XHIOV 3x400 19/33 kV
CBL-UTL	1000	

As características elétricas lineares de todos os condutores instalados na rede da CSFH são descritas na Tabela 4.

Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados

Condutor	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (S/km)
XHIOV 3x70 19/33 kV	0.342	0.134	4.869×10^{-5}
XHIOV 3x400 19/33kV	0.196	0.122	5.749×10^{-5}

As características dos transformadores instalados na rede interna da CSFH são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados

Transformador	$U_1/U_2(\text{kV})$	$S_n(\text{MVA})$	$X_f(\%)$
TF_PV1	30/0.6	4	8.5
TF_PV2	30/0.6	4	8.5
TF_PV3	30/0.6	4	8.5
TF_BEES1	30/0.6	2.66	8.5
TF_BEES2	30/0.6	2.66	8.5
TF_BEES3	30/0.6	2.66	8.5

2.2 Breve Caracterização do Modelo de Simulação dos Conversores Solares e dos SAE

Para a realização dos estudos apresentados neste relatório foram utilizados modelos de simulação numérica para o software de simulação PSS/E® (Siemens PTI) [1] do comportamento dinâmico dos conversores solares e dos conversores associados aos SAE disponibilizados pela SMA, fabricante escolhido pelo promotor. Os modelos dinâmicos são da geração G, do tipo SMASC para simulação no PSS/E®. Para os conversores solares o modelo adotado é do tipo SC 4000 UP(-US) e para os conversores dos SAE o modelo adotado é do tipo SC 2660 UP(-US).

De seguida, é apresentada uma breve descrição do modelo dinâmico com referência ao seu manual de utilizador [2] também disponibilizado pela SMA, assim como das funcionalidades utilizadas para o presente estudo.

O modelo dinâmico dos conversores SMASC é do tipo “caixa negra” em que apenas se conhecem as entradas e saídas do mesmo, como se pode observar na Figura 2. Como entradas (ou *inputs*) o modelo recebe a tensão da rede, nas suas componentes real (RE (VOLT (IB))) e imaginária (IM (VOLT (IB))), e a frequência, medidas no barramento ao qual o conversor está conectado. Como saídas (ou *outputs*) o modelo devolve os valores da corrente representadas no referencial dq (id e iq), que são usados para calcular a corrente injetada na rede através do bloco T, representadas nas suas componentes real (RE(ISORCE(I))) e imaginária (IM(ISORCE(I))) aos terminais do gerador.

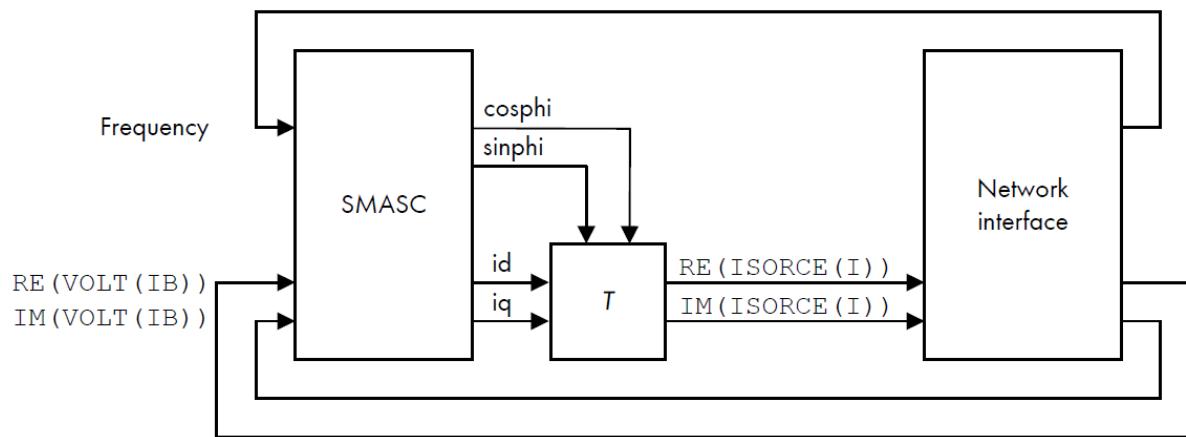


Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].

O modelo SMASC apresenta diversas funcionalidades e parâmetros passíveis de ajuste em função das necessidades específicas de cada projeto. Neste relatório apenas se irão descrever as funcionalidades relevantes para os estudos em causa:

- **Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão (ou modo FRT)** – controlo de potência reativa, suporte dinâmico à rede durante cavas de tensão (no manual [2], *Dynamic grid support “full” (fault ride-through)*);
- **Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência (ou modo de estatismo P(f))** – controlo de potência ativa, modo potência ativa dependente da frequência P(f) (no manual [2], *Active power control, Frequency-dependent active power P(f)*).

Relativamente ao **modo FRT**, estando ativo “modo FRT completo” nos conversores (ver Tabela 6), este apresenta capacidade de injeção de corrente ativa ou corrente reativa na rede de acordo com o parâmetro *FRTArGraNom* (na Figura 3, *DGSArGraNom*). Se este parâmetro for 0, o conversor apenas injeta corrente ativa na rede. Se for maior que 0, o conversor injeta corrente reativa de acordo com a curva da Figura 3. Nos estudos apresentados na secção 4.2 (análise à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 6, alterando-se apenas o valor do parâmetro *FRTArGraNom* de acordo com o caso de estudo.

Tabela 6. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [2]

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
<i>FRTMod</i>	Modo FRT utilizado	0: modo FRT limitado 1: modo FRT completo	1
<i>FRTArGraNom</i>	Fator de injeção de corrente reativa $K = \Delta Iq / \Delta U$	0 a 10 (até 2 para redes mais frágeis)	Variável de acordo com o caso de estudo
<i>DBVolNomMin (p.u.)</i>	Banda morta de deteção de subtensão	0 a 1	0.2
<i>DBVolNomMin (p.u.)</i>	Banda morta de deteção de sobretensão	0 a 1	0.25

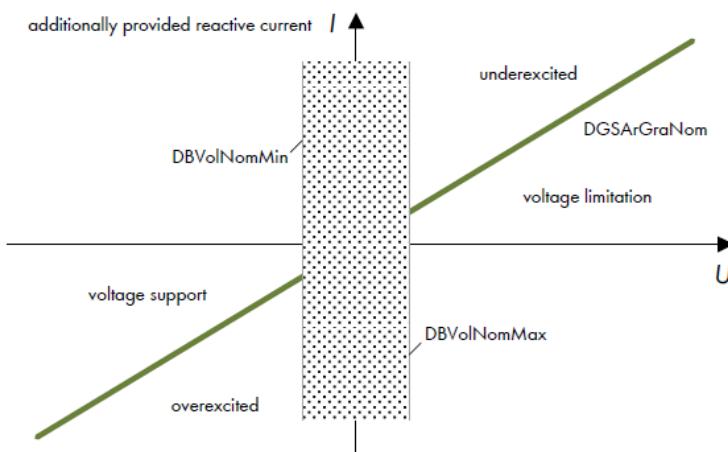


Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2].

Com o modo de estatismo $P(f)$ ativado (ver Tabela 7), os conversores têm a capacidade de reduzir automaticamente a sua potência ativa em função do valor da frequência medido no barramento de ligação de acordo com a curva da Figura 4. Nos estudos apresentados na secção 4.3 (análise à capacidade de redução automática de potência ativa face ao aumento de frequência), a parametrização utilizada está de acordo com a Tabela 7 e em que se variou o valor do parâmetro $PWGra$.

Tabela 7. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo $P(f)$ [2]

Parâmetro	Descrição	Intervalo de valores	Valor utilizado
$WCtHzMod$	Modo de estatismo $P(f)$	0: desativado 1: ativado	1 (para a análise de redução de potência)
$PHzStr (Hz)$	Offset frequência da rede para início redução de potência (Hz)	0 a 5	0.5
$PHzStop (Hz)$	Offset frequência da rede para reinício potência (Hz)	-5 a 5	-1.0
$PWGra (\%/Hz)$	Gradiente de redução de potência	0 a 100	Variável de acordo com o caso de estudo

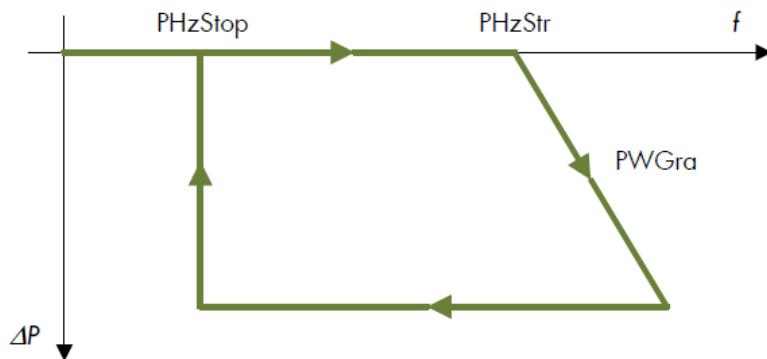


Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo $P(f)$ [2].

3 Análise em Regime Estacionário

3.1 Descrição

A análise em regime estacionário teve como objetivo principal avaliar a gama de injeção e consumo de potência reativa na interligação da CSFH com a rede de distribuição e transporte da ilha da Terceira, em diferentes cenários e condições de operação.

Os estudos levados a cabo tiveram em consideração a curva PQ dos conversores solares da SMA do tipo SMA Sunny Central UP(-US) 4000 (SMASC 4000 UP(-US)) e conversores acoplados aos SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage UP(-US) 2660 (SMASC 2660 UP(-US)) para o nível de tensão nominal (1 p.u.) aos seus terminais, e que é apresentada na Figura 5. A curva, apresentada em valores “por unidade” em relação à potência ativa nominal do conversor, descreve a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores solares e dos conversores de acoplamento dos SAE à rede da CSFH.

Assim, a respetiva análise consistiu em realizar diversos estudos de trânsito de potências, considerando os pontos de operação definidos na Figura 5 e admitindo a tensão na interface entre a CSFH e a rede no valor nominal (1 p.u.). Para efeitos da análise que seguidamente se descreve, foi considerado que a CSFH se liga à rede pública num barramento novo a ser construído, localizado a cerca de 1 km da SEVB e que se designou como o Pol. Tal como anteriormente esquematizado na Figura 1, a CSFH engloba um conjunto de 3 conversores solares e 3 conversores associados aos SAE.

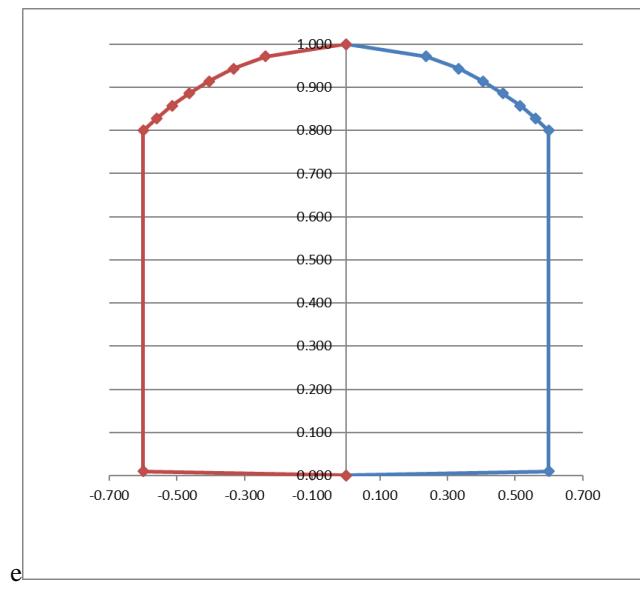


Figura 5. Curva característica P/Q dos conversores a instalar na CSFH.

Dada a natureza híbrida do sistema em estudo, a análise em regime estacionário considerou quatro cenários distintos de operação dos conversores da CSFH, como seguidamente se descreve:

- **Cenário A.1** – Conversores solares em operação e conversores dos SAE desligados;
- **Cenário A.2** – Conversores solares desligados e conversores dos SAE em operação;
- **Cenário B.1** – Conversores solares em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima importação de potência reativa, podendo os conversores dos SAE operar em toda a extensão de potência ativa;
- **Cenário B.2** – Conversores solares em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima exportação de potência reativa, podendo os conversores dos SAE operar em toda a extensão de potência ativa.

Os cenários descritos acima permitem endereçar diversos regimes de operação no que refere à limitação da gama de potência reativa a disponibilizar na interface entre a CSFH e a rede. O cenário A.1 define a operação da CSFH considerando a indisponibilidade dos conversores dos SAE em regime diurno e perante a situação limite de possibilidade de integração da totalidade da produção solar na rede. Por outro lado, no cenário A.2 considera-se a indisponibilidade dos conversores solares, por exemplo em regime noturno, estando os SAE carregados e disponíveis para injetar potência na rede. Por seu turno, os cenários B.1 e B.2 representam a operação dos conversores solares em situações limite de máxima potência ativa e máxima exportação/importação de potência reativa, conjugada com toda a gama de operação dos conversores dos SAE. Desta forma, pretende-se representar situações limite de conjugação de operação dos conversores solares e dos conversores dos SAE em situações onde não é possível injetar na rede toda a produção solar.

A análise efetuada considerou ainda a monitorização das tensões na rede interna da CSFH, nomeadamente aos terminais dos conversores solares e dos conversores associados aos SAE, pretendendo-se garantir que as mesmas se encontram no intervalo [0.9; 1.1 pu].

3.2 Resultados

Nesta secção são apresentados os resultados da análise em regime estacionário para os cenários descritos na secção anterior.

Os resultados das respetivas análises são apresentados sobre a forma de tabela, onde P_0 e Q_0 representam os pontos de operação definidos na Figura 5, enquanto que P_{PL} e Q_{PL} representam o trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH à rede elétrica da ilha da Terceira, considerando um valor de tensão no ponto de ligação à rede de 1 p.u.. Os resultados são esquematizados nas curvas PQ apresentadas nesta secção, onde a curva a verde representa o trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação (P_{PL} e Q_{PL}), e a curva a azul representa os pontos de operação definidos tendo por base a Figura 5 (P_0 e Q_0). Os valores são apresentados em p.u. na base de 12 MW.

3.2.1 Cenário A.1

A Tabela 8 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.1. A Figura 6 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores solares (P_0 e Q_0) correspondem ao conjunto de conversores solares em operação no cenário A.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 12 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

Os resultados obtidos permitem concluir que a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é considerável, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ dos conversores solares (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

Tabela 8. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
0.000	0.000	0.000	0.005
0.010	0.600	0.009	0.577
0.800	0.600	0.798	0.527
0.829	0.560	0.827	0.487
0.857	0.515	0.856	0.441
0.886	0.464	0.884	0.390
0.914	0.405	0.913	0.330
0.943	0.333	0.941	0.257
0.971	0.237	0.970	0.160
1.000	0.000	0.998	-0.081
1.000	0.000	0.998	-0.081
0.971	-0.237	0.970	-0.322
0.943	-0.333	0.941	-0.419
0.914	-0.405	0.912	-0.492
0.886	-0.464	0.884	-0.553
0.857	-0.515	0.855	-0.604
0.829	-0.560	0.827	-0.650
0.800	-0.600	0.798	-0.691
0.010	-0.600	0.009	-0.629
0.000	0.000	0.000	0.005

Diagrama PQ no Pol (Vref_Pol = 1.00 p.u.)

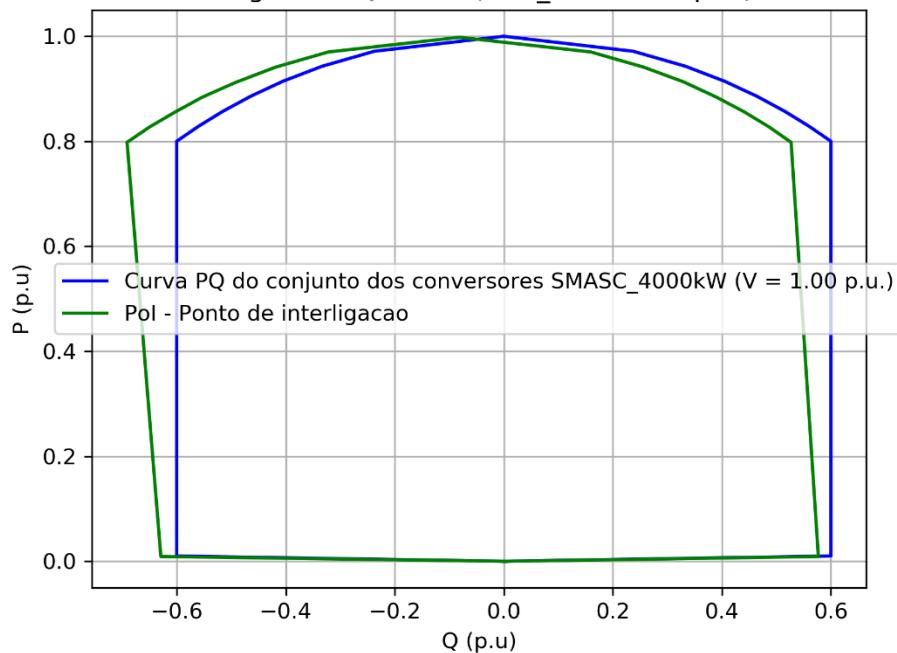


Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 I

3.2.2 Cenário A.2

A Tabela 9 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação A.2. A Figura 7 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores (P_0 e Q_0) correspondem ao conjunto de conversores de acoplamento dos SAE em operação no cenário A.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 12 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

À semelhança do caso anterior, os resultados obtidos para esta configuração permitem concluir que a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é considerável, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ dos conversores de acoplamento dos SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
0.000	0.000	0.000	0.005
0.007	0.399	0.006	0.386
0.532	0.399	0.531	0.353
0.551	0.372	0.550	0.326
0.570	0.343	0.569	0.295
0.589	0.309	0.588	0.261
0.608	0.269	0.607	0.221
0.627	0.222	0.626	0.173
0.646	0.158	0.645	0.108
0.665	0.000	0.664	-0.052
0.665	0.000	0.664	-0.052
0.646	-0.158	0.645	-0.212
0.627	-0.222	0.626	-0.277
0.608	-0.269	0.607	-0.325
0.589	-0.309	0.588	-0.366
0.570	-0.343	0.569	-0.400
0.551	-0.372	0.550	-0.430
0.532	-0.399	0.531	-0.457
0.007	-0.399	0.006	-0.416
0.000	0.000	0.000	0.005

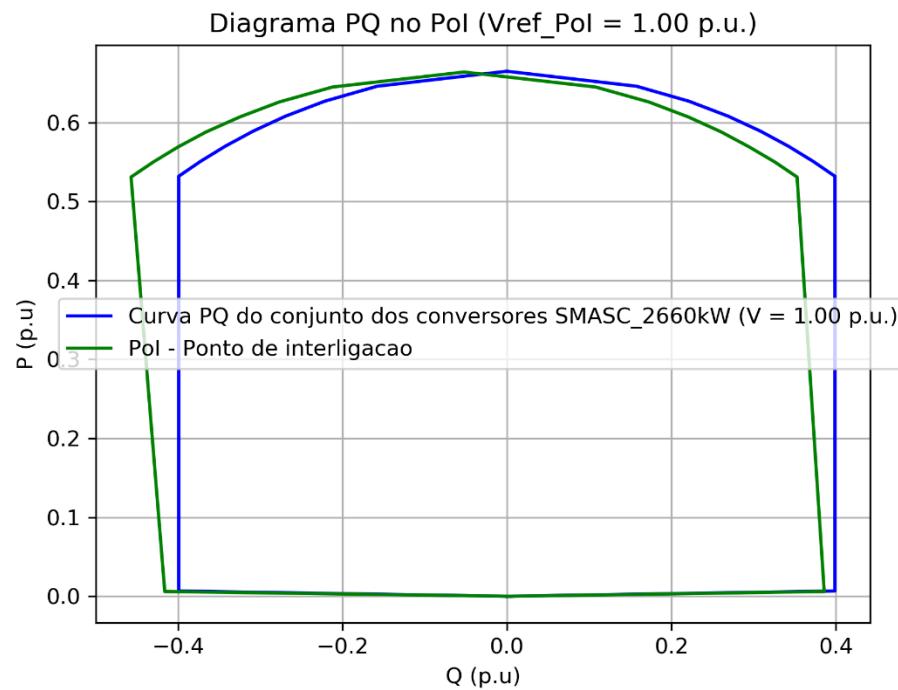


Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2

3.2.3 Cenário B.1

No cenário B.1, o ponto de operação dos conversores solares foi fixado considerando a operação da CSFH à potência ativa máxima (12 MW) equivalendo à injeção de 4 MW de potência ativa por parte de cada conversor solar. Os conversores solares são considerados a operar na máxima importação de potência reativa (ver Figura 5).

Neste cenário, a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é particularmente relevante de ser estudada considerando o carregamento dos SAE em toda a gama de potência ativa dos conversores e explorando o impacto da importação de potência reativa por parte dos mesmos. Desta forma, os resultados apresentados para o cenário B.1 contemplam apenas os pontos de operação referentes à importação de reativa por parte dos conversores de acoplamento dos SAE.

A Tabela 10 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.1. A Figura 8 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores (P_0 e Q_0) correspondem ao conjunto de conversores de acoplamento dos SAE em operação no cenário B.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 12 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. com a mesma base.

Os resultados permitem concluir que no cenário em que os conversores solares operam em situações limite de máxima potência ativa e máxima importação de potência reativa, os conversores dos SAE são capazes de conferir no Pol uma gama alargada de importação de potência reativa, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ dos conversores de acoplamento dos SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
-0.665	0.000	0.248	-0.549
-0.646	-0.158	0.267	-0.710
-0.627	-0.222	0.286	-0.774
-0.608	-0.269	0.305	-0.823
-0.589	-0.309	0.324	-0.863
-0.570	-0.343	0.343	-0.898
-0.551	-0.372	0.362	-0.928
-0.532	-0.399	0.380	-0.955
-0.007	-0.399	0.905	-0.915
0.000	0.000	0.912	-0.492

Diagrama PQ no Pol (Vref_Pol = 1.00 p.u.)

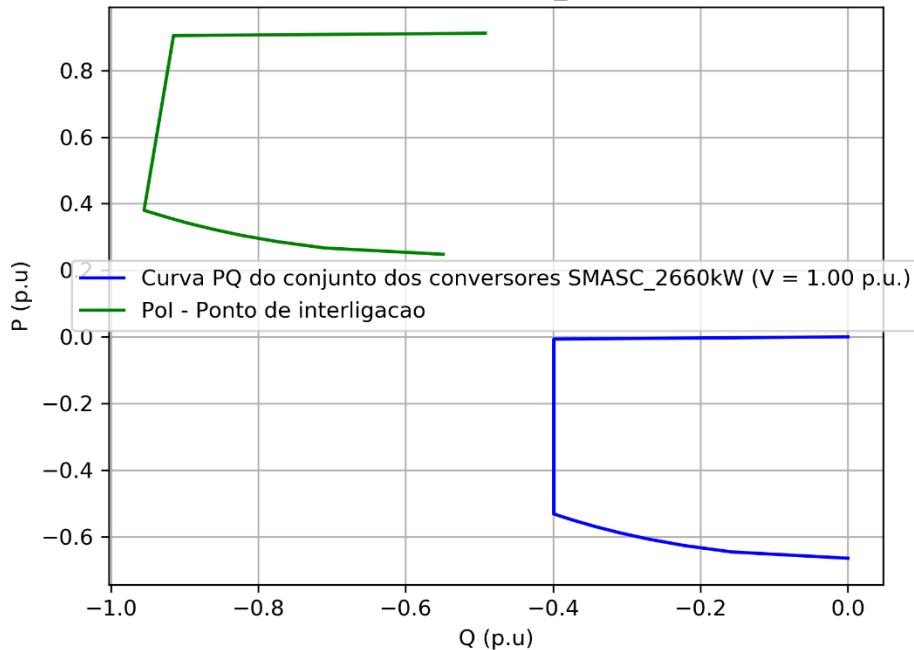


Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1

3.2.4 Cenário B.2

No cenário B.2, o ponto de operação dos conversores solares foi fixado considerando a operação da CSFH à potência ativa máxima (12 MW) equivalendo à injeção de 4 MW de potência ativa por parte de cada conversor solar. Os conversores solares são considerados a operar na máxima exportação de potência reativa (ver Figura 5).

Neste cenário, a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é particularmente relevante de ser estudada considerando o carregamento dos SAE em toda a gama de potência ativa dos conversores e explorando o impacto da exportação de potência reativa por parte dos mesmos. Desta forma, os resultados apresentados para o cenário B.2 contemplam apenas os pontos de operação referentes à exportação de reativa por parte dos conversores de acoplamento dos SAE.

A Tabela 11 apresenta os resultados da análise em regime estacionário considerando o cenário de operação B.2. A Figura 9 apresenta as curvas PQ do conjunto dos conversores e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa dos conversores (P_0 e Q_0) correspondem ao conjunto de conversores de acoplamento dos SAE em operação no cenário B.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 12 MW. De igual forma, os valores do trânsito de potência ativa e reativa no ponto de ligação da rede da CSFH (P_{PL} e Q_{PL}), são apresentados em p.u. na mesma base.

Os resultados permitem concluir que no cenário em que os conversores solares operam em situações limite de máxima potência ativa e máxima exportação de potência reativa, os conversores dos SAE são capazes de conferir no Pol uma gama alargada de exportação de potência reativa, sem conduzir à necessidade de ajuste da curva PQ dos conversores de acoplamento dos SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2

P_0	Q_0	P_{PL}	Q_{PL}
-0.665	0.000	0.913	0.330
-0.646	-0.158	0.906	0.710
-0.627	-0.222	0.381	0.678
-0.608	-0.269	0.362	0.651
-0.589	-0.309	0.343	0.620
-0.570	-0.343	0.324	0.586
-0.551	-0.372	0.305	0.546
-0.532	-0.399	0.286	0.498
-0.007	-0.399	0.268	0.433
0.000	0.000	0.249	0.273

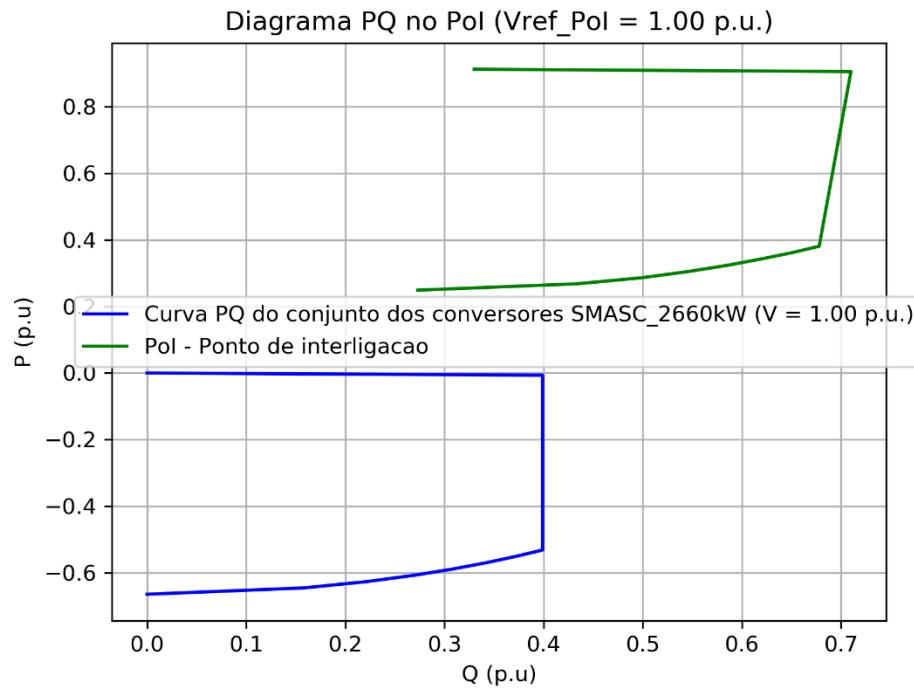


Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2

4 Análise em Regime Dinâmico

Na presente secção são apresentados os resultados da análise do comportamento dinâmico do sistema eletroprodutor da ilha da Terceira e da capacidade de resposta da CSFH a ser ligada a este sistema, aferindo-se a sua capacidade de resposta perante curto-circuitos trifásicos simétricos e a sua capacidade de redução automática de potência ativa face a eventos de sobre-frequência, para diferentes cenários de produção e consumo. Nesta análise foram monitorizadas diversas grandezas relevantes, nomeadamente o comportamento da velocidade e potência dos geradores síncronos, bem como a potência e corrente ativas e reativas injetadas pela central no ponto de ligação à rede (Pol).

4.1 Cenários de operação

Para a realização dos estudos em regime dinâmico, em que se pretendeu avaliar o impacto da integração da CSFH, no sistema eletroprodutor da ilha da Terceira, foram identificados, em coordenação com o operador local, seis cenários distintos de operação representativos de condições de operação adversas no que diz respeito à garantia de estabilidade do sistema. Para a definição dos cenários de operação, foram considerados os diagramas de carga típicos fornecidos pela Eletricidade dos Açores, S. A. (EDA) e um ligeiro aumento de carga. Assim, foram definidos os seguintes cenários:

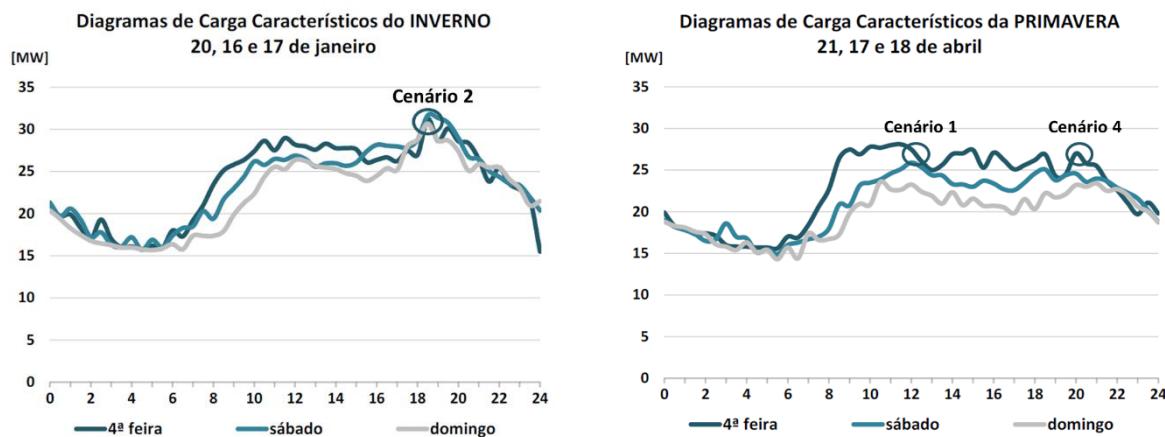
- Cenário 1 – Assenta na maximização da geração de todas as centrais solares (CSFH e TER.VOLT PV) num cenário de carga elevada num dia típico de semana na Primavera, com produção eólica nula. A CSFH encontra-se a injetar 12 MW, sendo que esta potência injetada é o resultado da componente solar injetar a sua potência máxima;
- Cenário 2 – Considera-se um cenário de carga elevada num dia típico de semana no Inverno, com produção solar nula, e maximização da geração de todas a centrais eólicas (PESC da EDAR e PESCN da CAEN). A CSFH encontra-se a injetar 2.4 MW provenientes apenas dos SAE;
- Cenário 3 – Assenta na maximização da geração de todas as centrais solares (CSFH e TER.VOLT PV) num cenário de carga elevada num dia típico de semana no Verão, com produção eólica moderada. A CSFH encontra-se a injetar 7 MW, sendo que esta potência injetada é o resultado da componente solar injetar 12 MW e os SAE absorverem 5 MW;
- Cenário 4 – Considera-se um cenário de carga elevada num dia típico de semana na Primavera, com produção solar nula, e maximização da geração de todas a centrais eólicas (PESC da EDAR e PESCN da CAEN). A CSFH encontra-se a injetar 5 MW provenientes apenas dos SAE;
- Cenário 5 – Assenta na maximização da geração de todas as centrais solares (CSFH e TER.VOLT PV) num cenário de carga elevada num dia típico de fim de semana no Outono,

com produção eólica moderada. A CSFH encontra-se a injetar 7 MW, sendo que esta potência injetada é o resultado da componente solar injetar 12 MW e os SAE absorverem 5 MW;

- Cenário 6 – Assenta na maximização da geração de todas as centrais solares (CSFH e TER.VOLT PV) e centrais eólicas (PESC da EDAR e PESCN da CAEN) num cenário de carga elevada (considerando um ligeiro aumento de carga) num dia típico de semana no Verão. A CSFH encontra-se a injetar 12 MW, sendo que esta potência injetada é o resultado da componente solar injetar a sua potência máxima.

Por indicação da EDA, a Central Térmica de Belo Jardim (BJ) opera, em ambos os cenários, apenas com um dos novos grupos existentes (G11 ou G12 de 9,8 MW). Assim, relativamente à reserva girante disponibilizada, para além do sistema de armazenamento de energia para regulação rápida de potência / frequência (BESS), apenas participa na regulação primária de frequência a unidade síncrona despachada em Belo Jardim visto que as restantes (centrais geotérmica e central de valorização de Resíduos Sólidos Urbanos – RSU) não dispõem deste tipo de capacidade. Considera-se ainda que o sistema de reserva rápida (central de baterias) para regulação de potência ativa/frequência está operacional (modo *grid-following*, pior cenário), tem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. A operação em modo *grid-following* é a que apresenta desempenhos mais restritos do ponto de vista da resposta dinâmica do sistema, comparativamente com a possibilidade de operação em modo *grid-forming*. No entanto, e do ponto de vista de validação do estudo, esta opção constitui um cenário crítico limite, cuja validade se demonstra.

Os diagramas de carga típicos, fornecidos pela EDA, assim como os pontos do diagrama selecionados (considerando um ligeiro aumento de carga) para a definição dos cenários são apresentados na **Error! Reference source not found.**



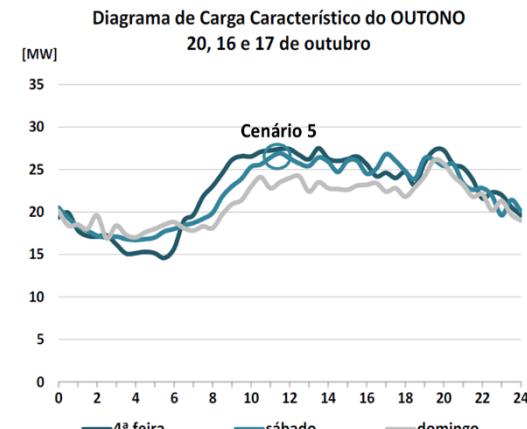
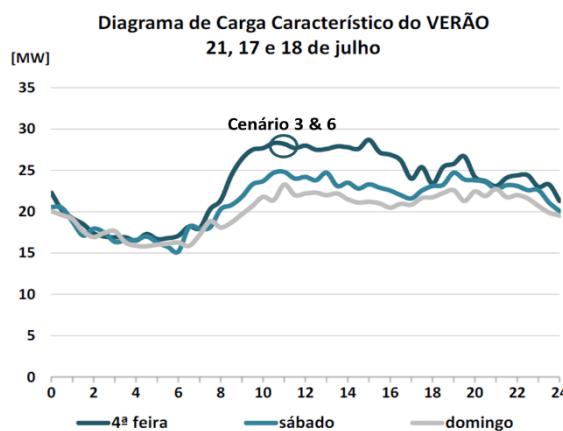


Figura 10. Diagramas de cargas típicos fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).

Após validação por parte da EDA, a distribuição da geração solar PV, eólica, hídrica e térmica pelos diferentes geradores disponíveis na rede elétrica da ilha Terceira, para os cenários de estudo considerados, é apresentada na **Error! Reference source not found...** Da definição dos cenários de operação apresentados torna-se evidente que os requisitos típicos de funcionamento da rede da ilha Terceira, onde é exigida a operação com pelo menos 1 grupo térmico em serviço (estando o sistema BESS em operação), pode originar, perante situações de baixa carga, a necessidade de limitar a potência a injetar na rede por parte das instalações renováveis.

Salienta-se que na modelização do sistema electroprodutor para o despacho considerado em cada cenário, foram considerados em ambiente de simulação os dados fornecidos pela EDA no que se refere as potências instaladas, máximos e mínimos técnicos de todas as centrais e outros equipamentos previstos para a ilha, nomeadamente para o sistema de armazenamento de energia de 15 MW – BESS.

Tabela 12. Definição dos cenários de operação

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Belo Jardim (G11)	4.0 MW	4.0 MW	4.0 MW	4.0 MW	4.0 MW	4.0 MW
PESCN (CAEN)	0.0 MW	6.6 MW	2.6 MW	6.6 MW	3.6 MW	6.6 MW
PESC (EDAR)	0.0 MW	9.0 MW	5.0 MW	9.0 MW	7.0 MW	9.0 MW
TER.VOLT PV	2.0 MW	0.0 MW	2.0 MW	0.0 MW	2.0 MW	2.0 MW
Geotérmica *(manutenção)	7.0 MW	7.0 MW	7.0 MW	0.0* MW	0.0* MW	0.0* MW
Hídrica (Agregado)	0.0 MW	1.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW
TERAMSB (RSU) *(manutenção)	2.0 MW	2.0 MW	2.0 MW	2.0 MW	2.0 MW	0.0* MW
CSFH (PV/SAE)	12.0/0.0 MW	0.0/2.4 MW	12.0/-5.0 MW	0.0/5.0 MW	12.0/-5.0 MW	12.0/0.0 MW
Sistema de Reserva Rápida (BESS)	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW
Carga	27 MW	32 MW	29.6 MW	26.6 MW	25.6 MW	33.6 MW

4.2 Análise da Capacidade de Sobrevida a Cavas de Tensão

De forma a avaliar a capacidade de sobrevida a cavas de tensão da CSFH, foi simulado um curto-círcuito trifásico simétrico localizado na linha aérea Vinha Brava-Serra do Cume (ligação de 30kV entre a subestação da Vinha Brava (SEVB) e o Posto de Seccionamento de Serra do Cume (PSSC)) e subsequente isolamento do defeito em 100 ms mediante saída de serviço desta linha (ver Figura 101 do Apêndice). Para evitar sobreposições na resposta da central à cava de tensão resultante, a capacidade de resposta à frequência (modo de estatismo $P(f)$) foi desativada no âmbito da realização deste estudo (parâmetro $WCtHzMod = 0$).

Relativamente à capacidade de injeção de corrente reativa durante cavas de tensão por parte dos conversores da CSFH, foi avaliada a possibilidade de variar o parâmetro $FRTArGraNom$ da Tabela 6 para valores numa gama entre 0.2 e 1. Foram assim considerados três casos de estudo distintos perante cada um dos cenários apresentados na Secção 4.1:

- **Caso 1:** $FRTArGraNom = 0.2$;
- **Caso 2:** $FRTArGraNom = 0.5$;
- **Caso 3:** $FRTArGraNom = 1$.

Os resultados das simulações são apresentados nas figuras seguintes, onde o início do defeito ocorre ao segundo 5 do tempo de simulação.

4.2.1 Resultados - Cenário 1

A Figura 11 e a Figura 12 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede (Pol), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 1.

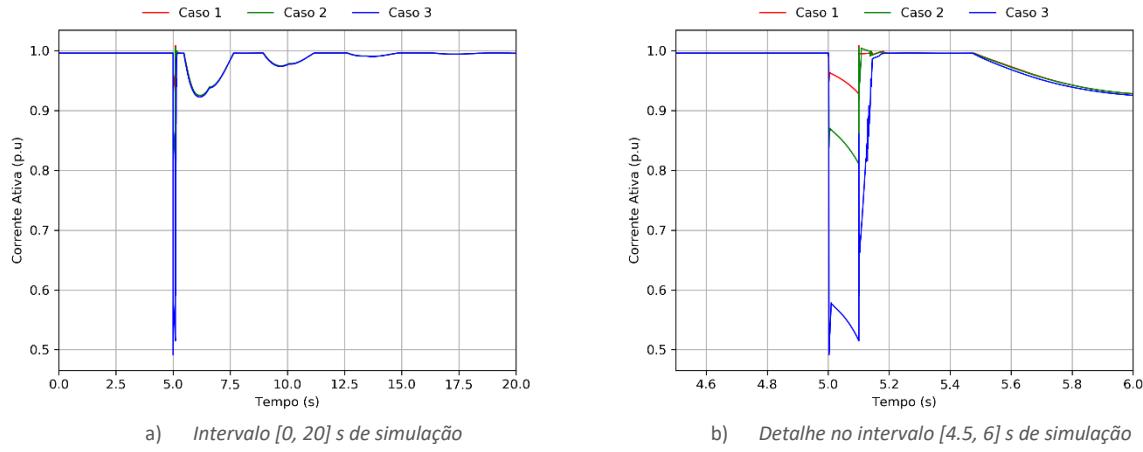


Figura 11. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

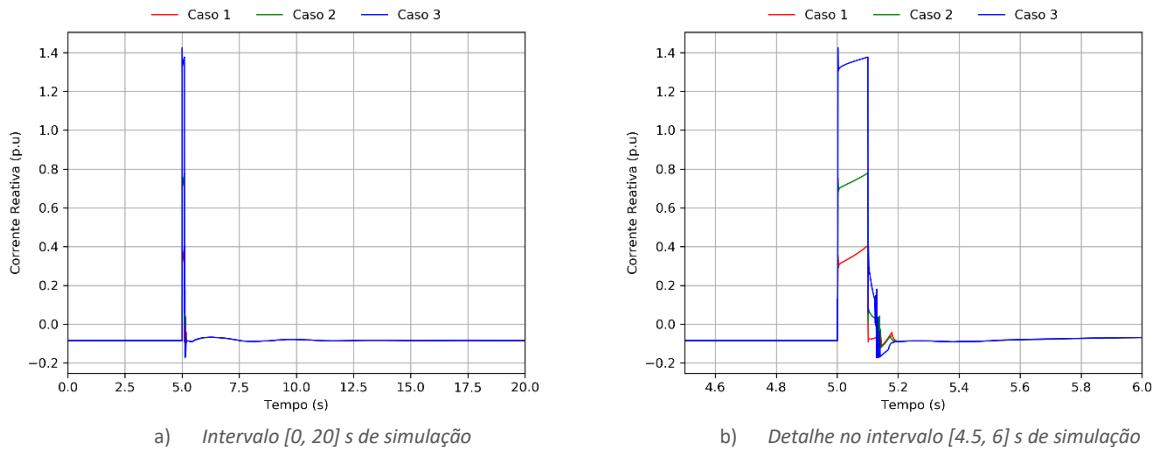


Figura 12. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

A Figura 13 e a Figura 14 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, no Pol para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 1.

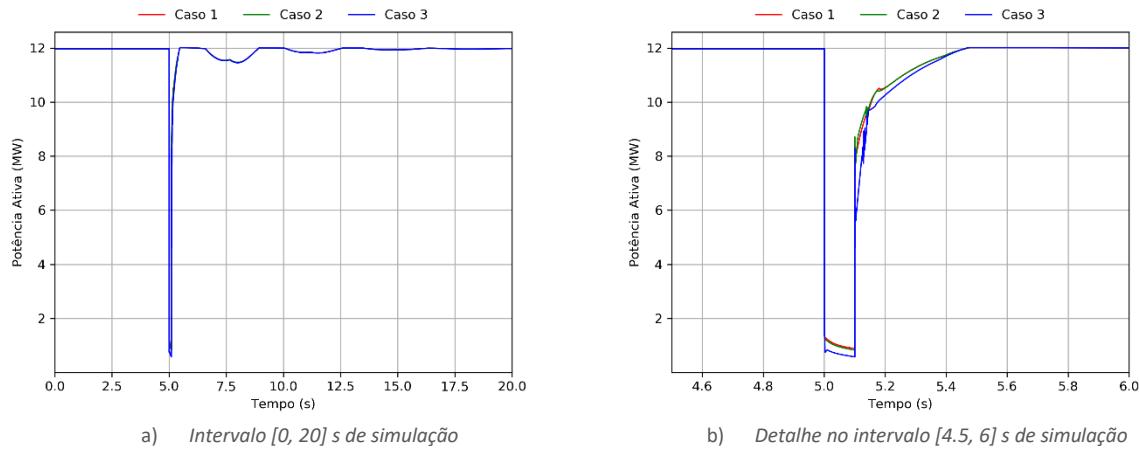


Figura 13. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 1

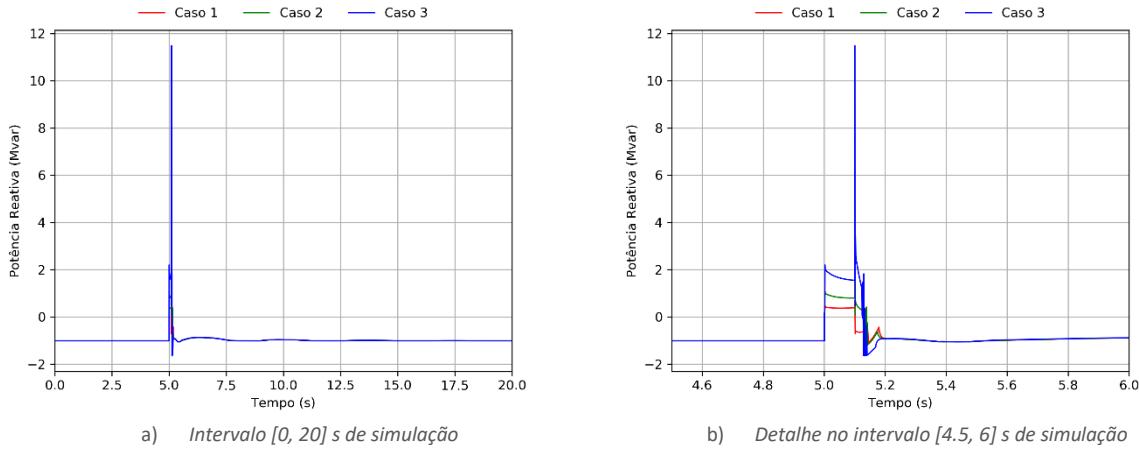


Figura 14. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 1

Da Figura 15 à Figura 17 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 1.

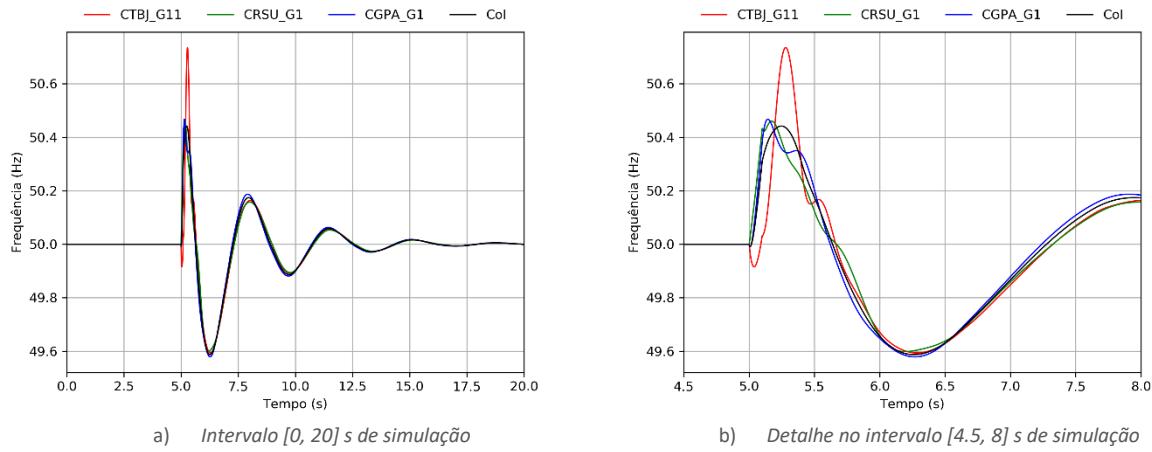


Figura 15. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1.

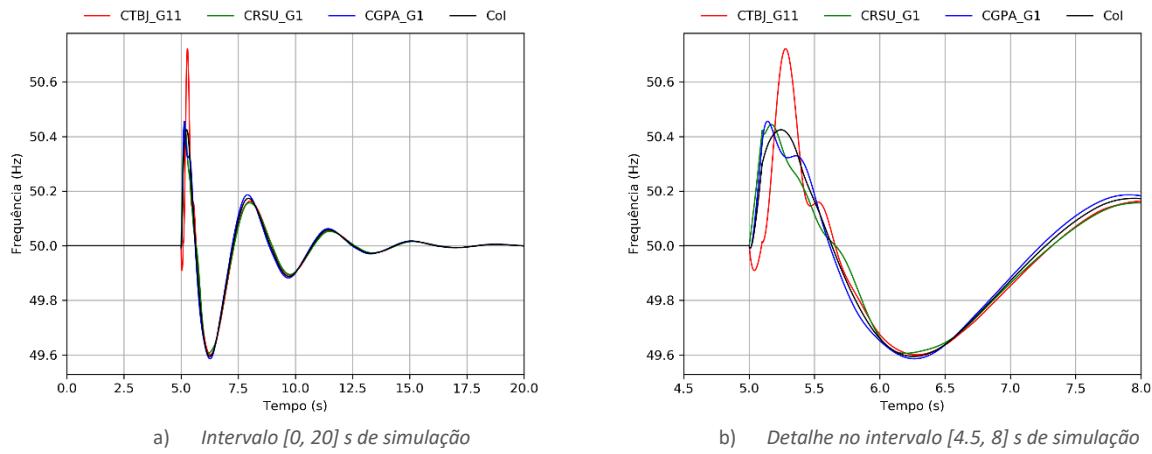


Figura 16. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1.

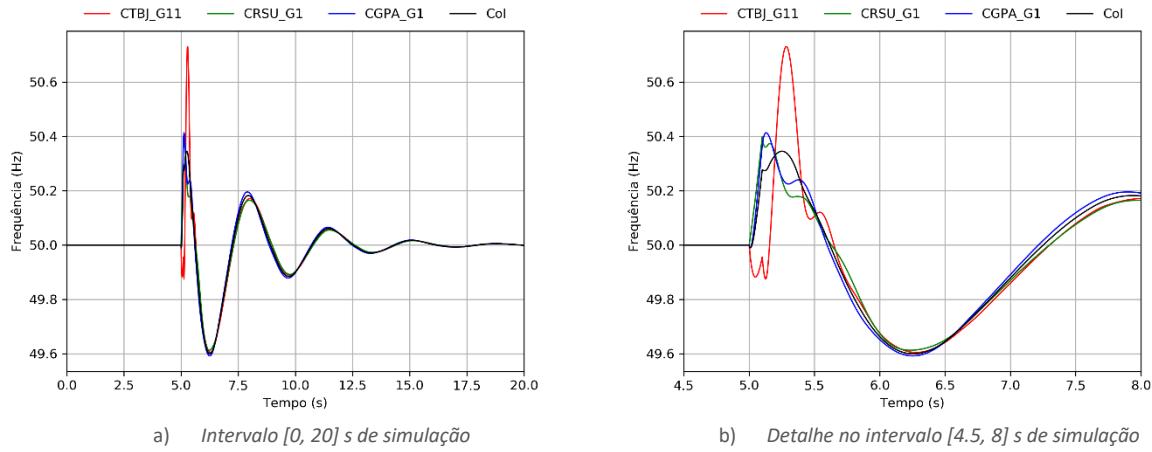


Figura 17. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1.

Na Figura 18 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 1.

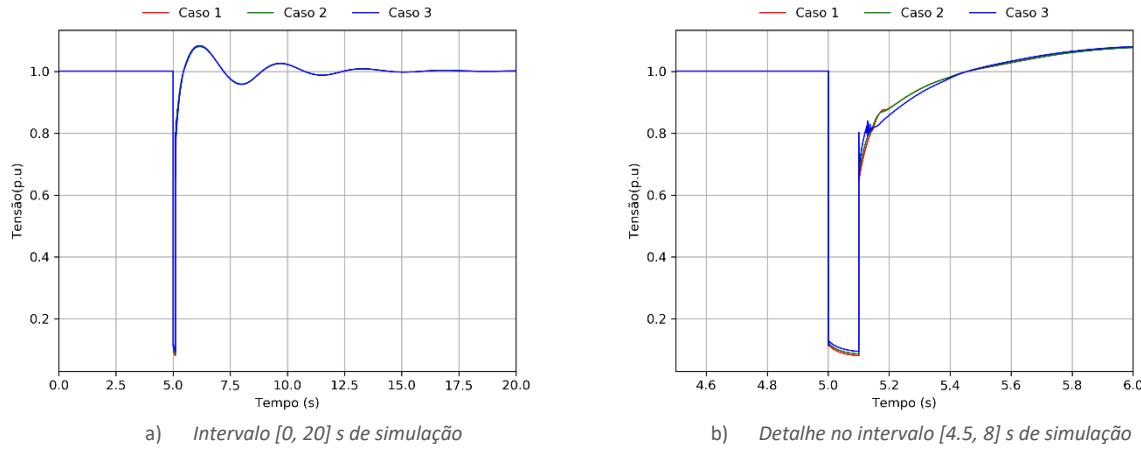


Figura 18.. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 1.

4.2.2 Resultados - Cenário 2

A Figura 19 e a Figura 20 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 2.

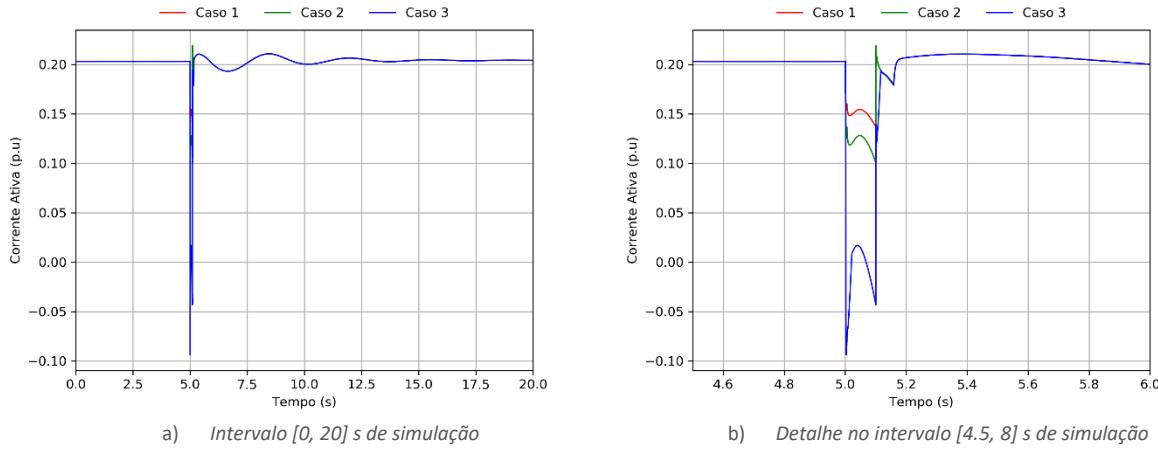


Figura 19. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 2.

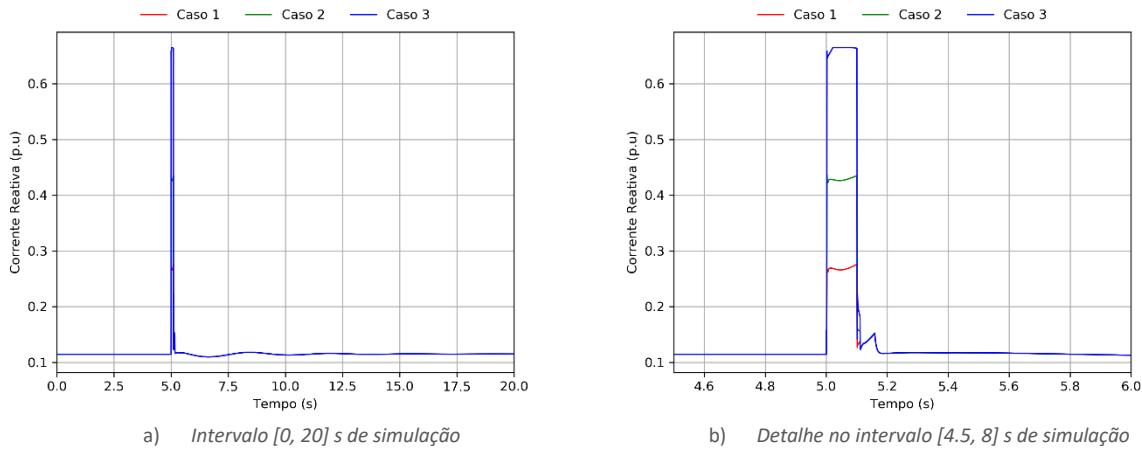


Figura 20. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 2.

A Figura 21 e a Figura 22 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 2.

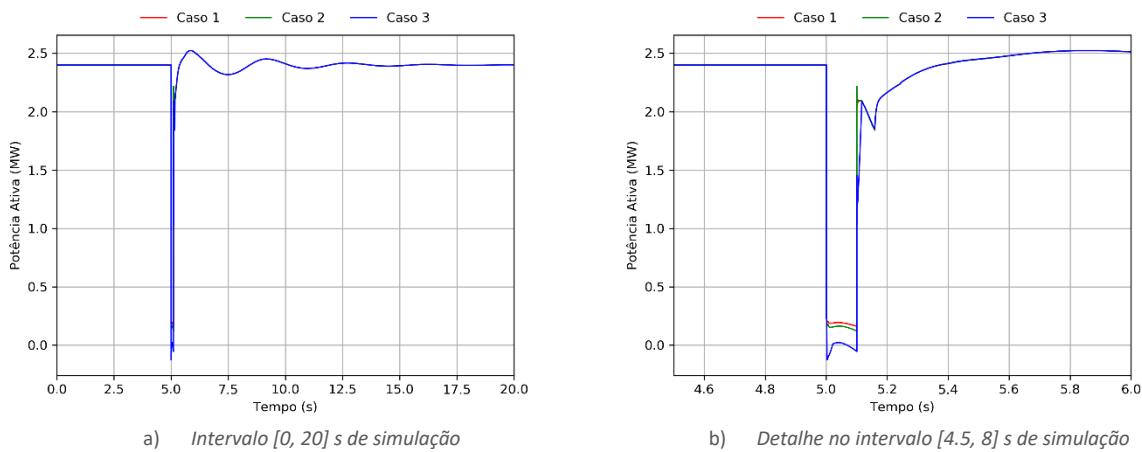


Figura 21. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

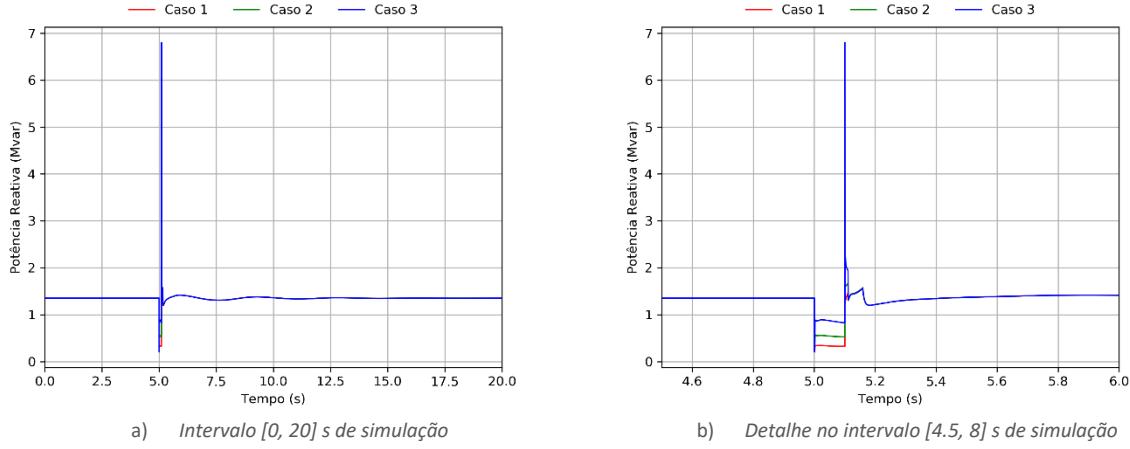


Figura 22. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

Da Figura 23 à Figura 25 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 2.

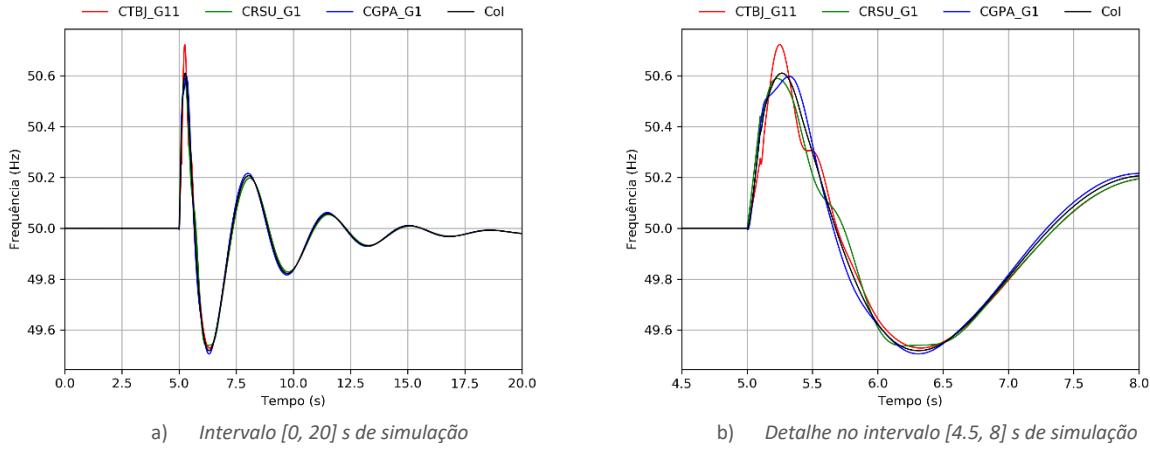
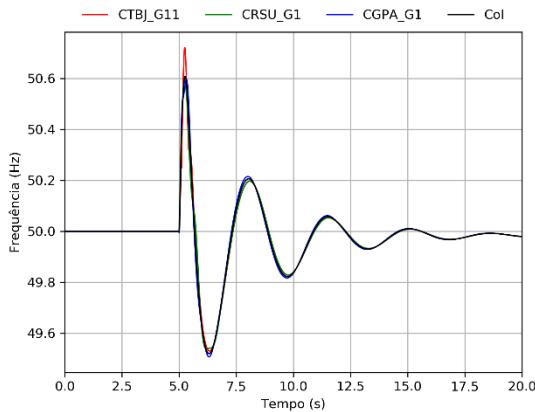
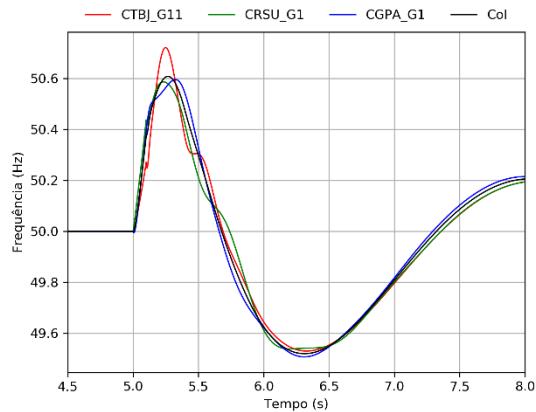


Figura 23. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2.

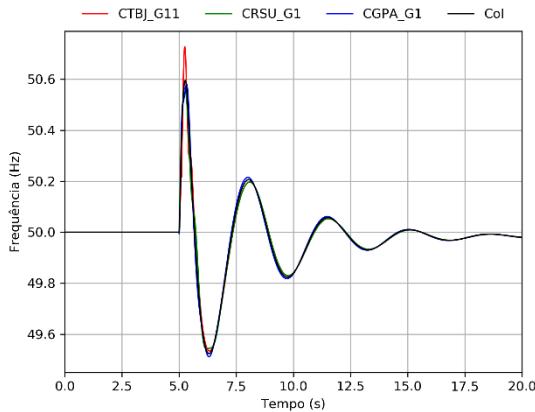


a) Intervalo [0, 20] s de simulação

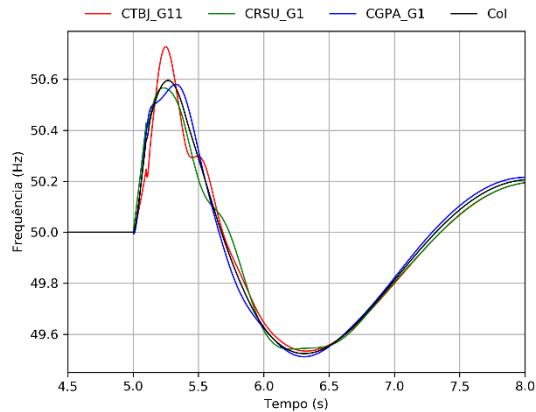


b) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 24. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2.



a) Intervalo [0, 20] s de simulação



b) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 25. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2.

Na Figura 26 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 2.

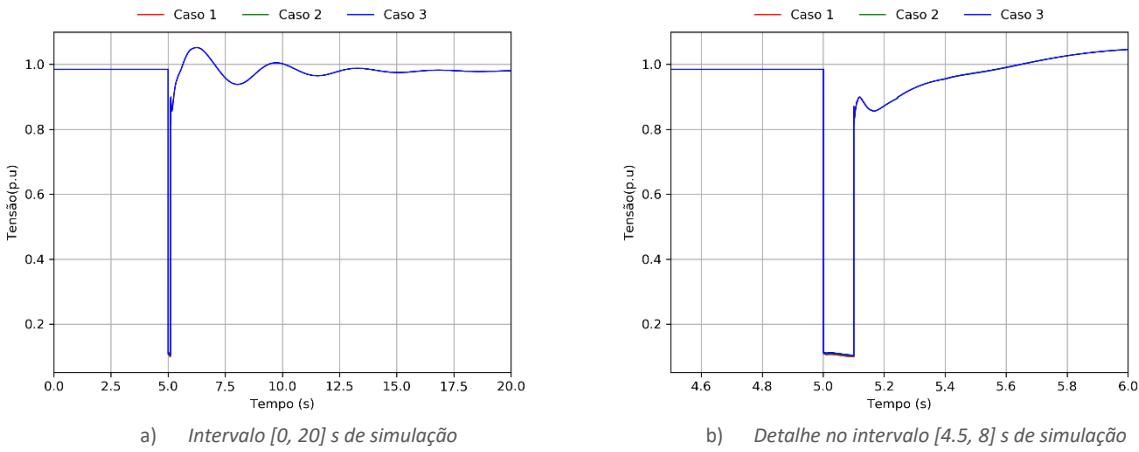


Figura 26. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 2.

4.2.3 Resultados - Cenário 3

A Figura 27 e a Figura 28 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

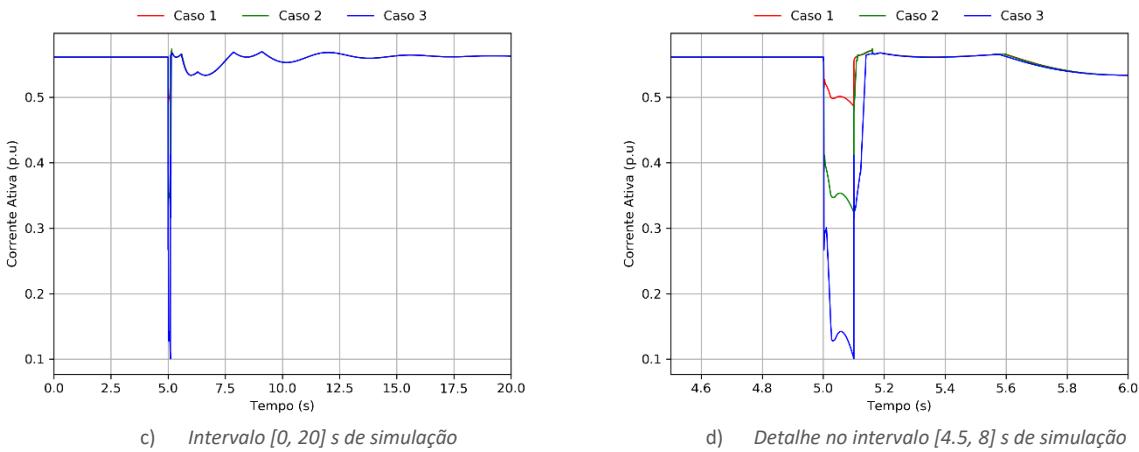


Figura 27. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 3.

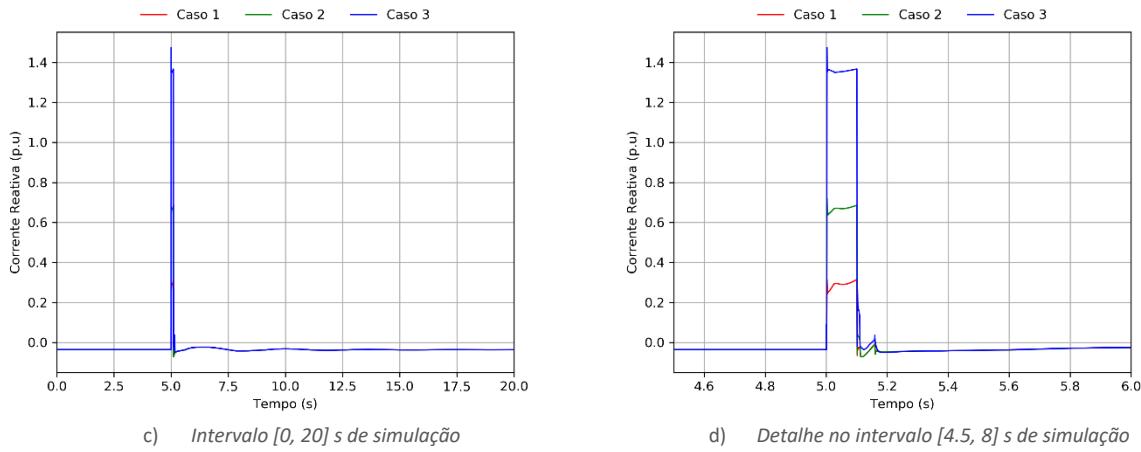


Figura 28. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 3.

A Figura 29 e a Figura 30 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

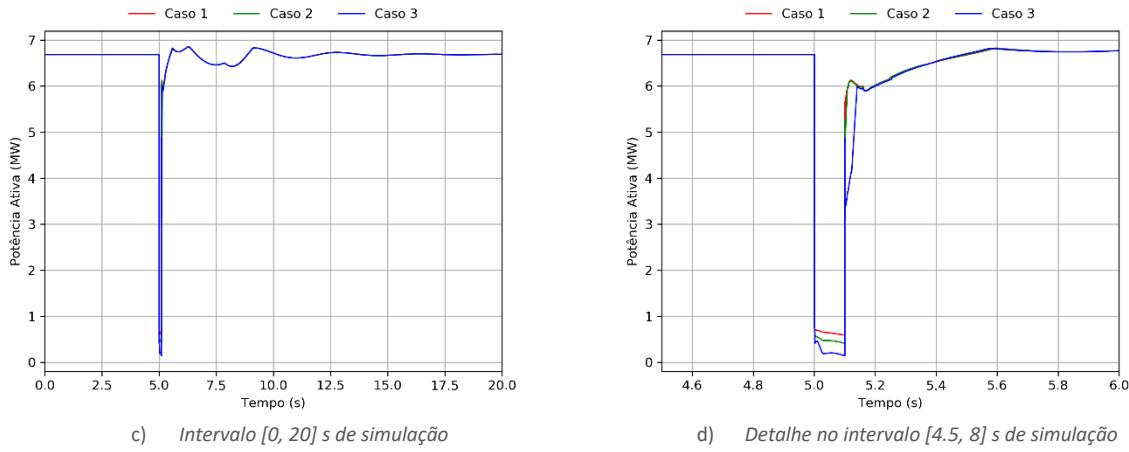


Figura 29. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

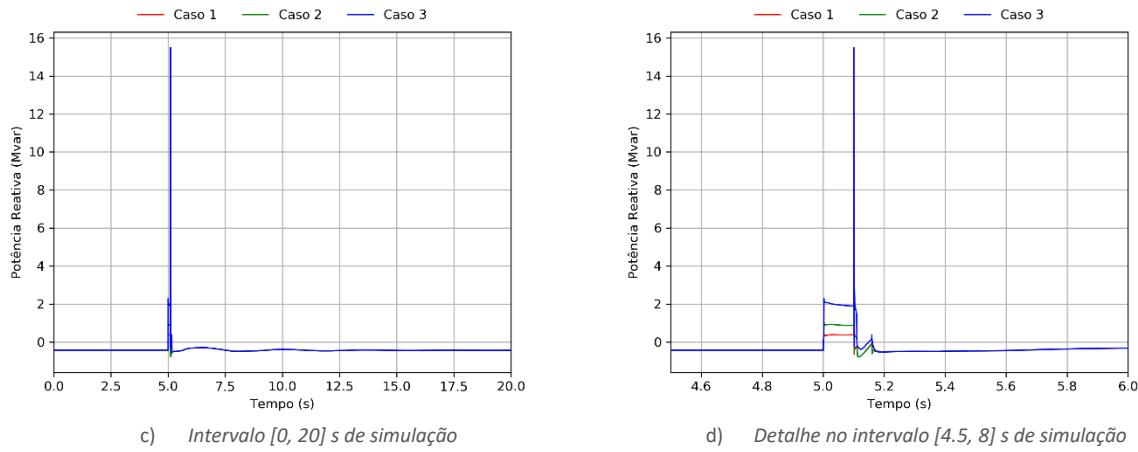


Figura 30. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

Da Error! Reference source not found. à Figura 33 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 3.

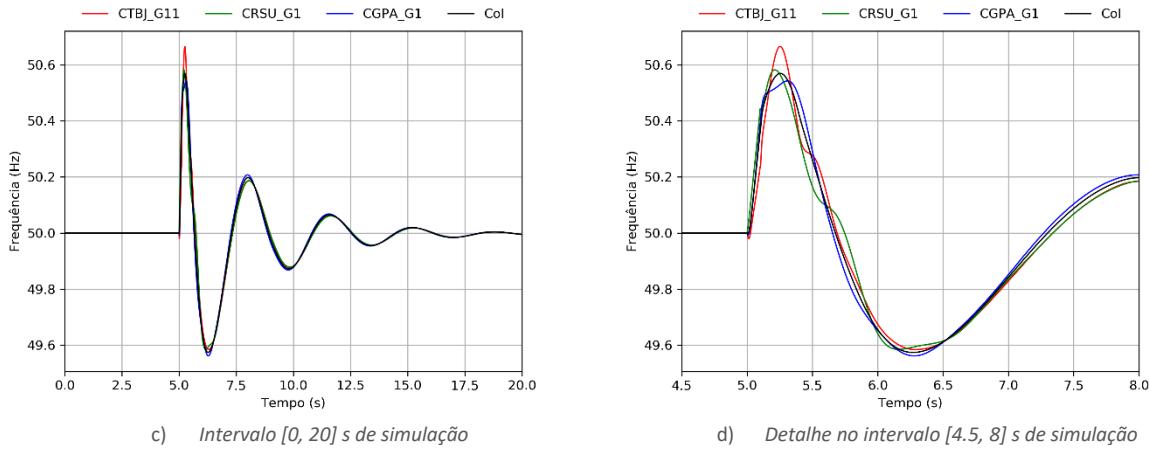
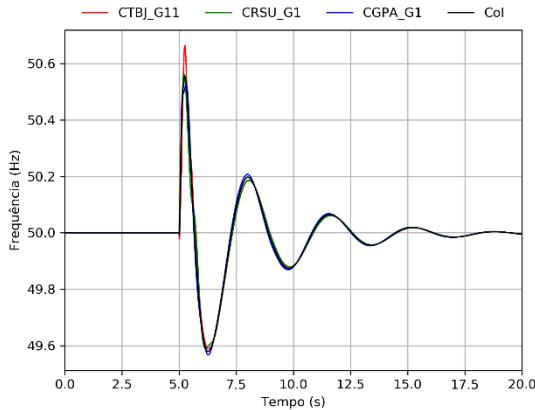
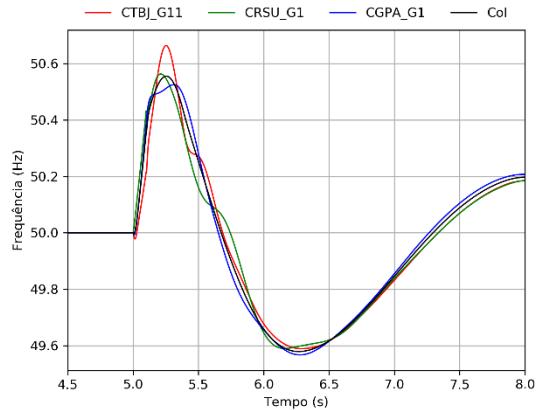


Figura 31. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3.

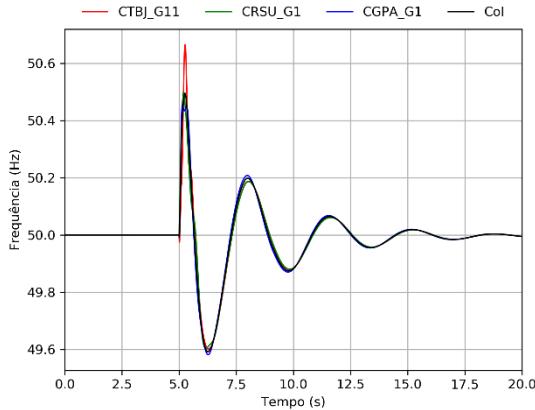


c) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

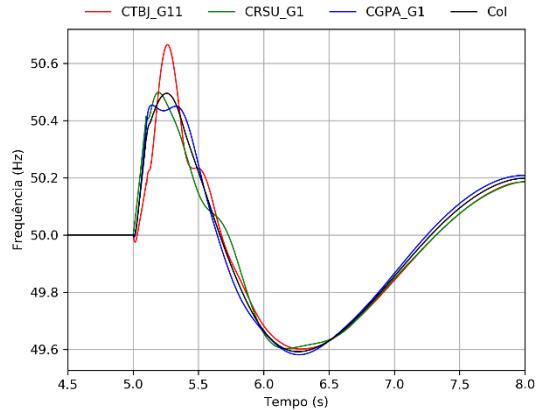


d) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 32. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2.



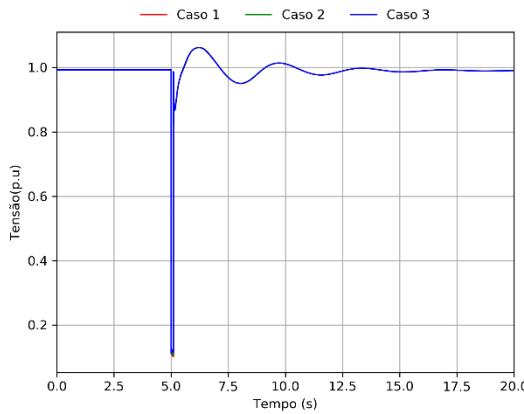
c) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



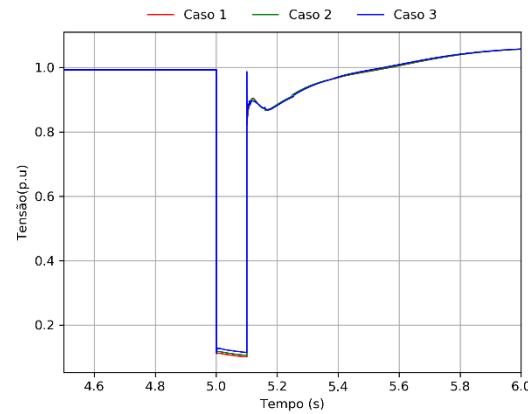
d) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 33. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2.

Na Figura 34 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 3.



c) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

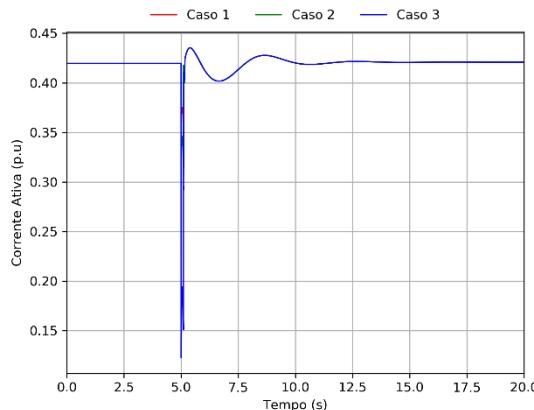


d) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

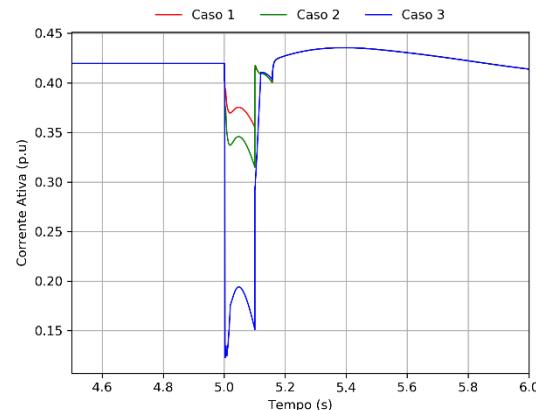
Figura 34. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 3.

4.2.4 Resultados - Cenário 4

A Figura 35 e a Figura 36 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 4.

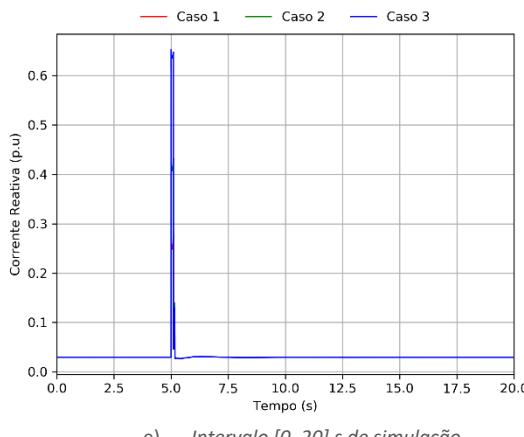


e) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

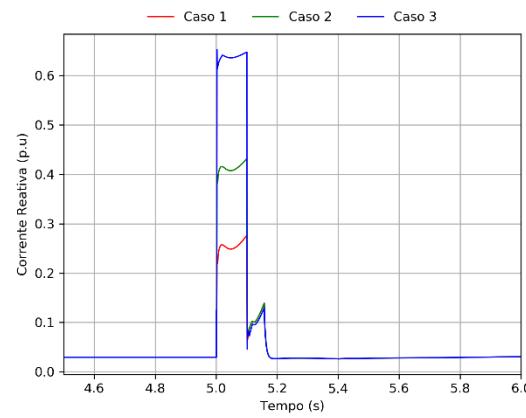


f) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 35. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 4.



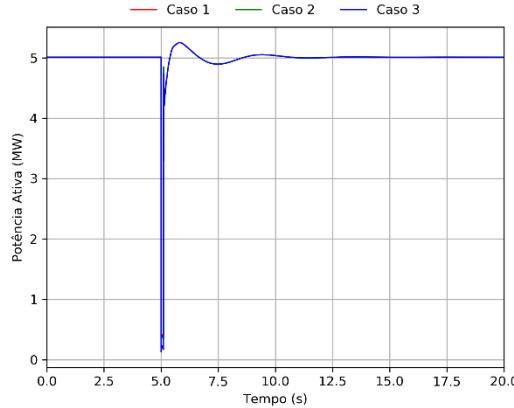
e) Intervalo [0, 20] s de simulação



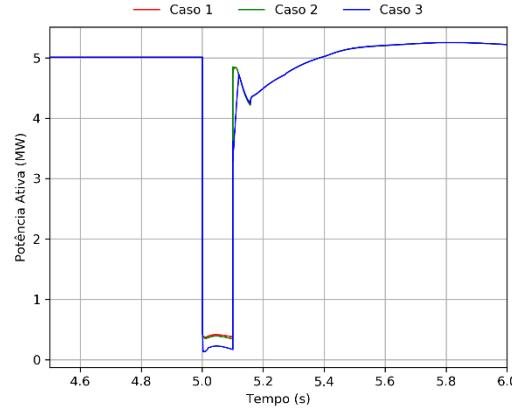
f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 36. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 4.

A Figura 37 e a Figura 38 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 4.

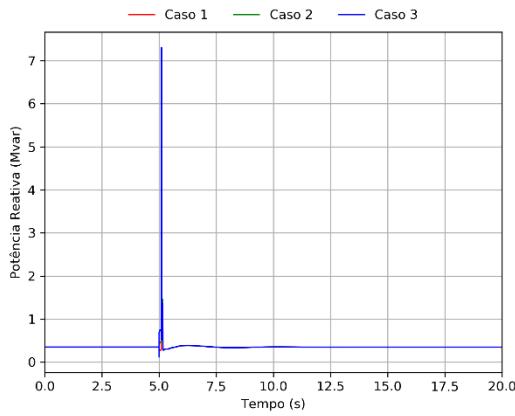


e) Intervalo [0, 20] s de simulação

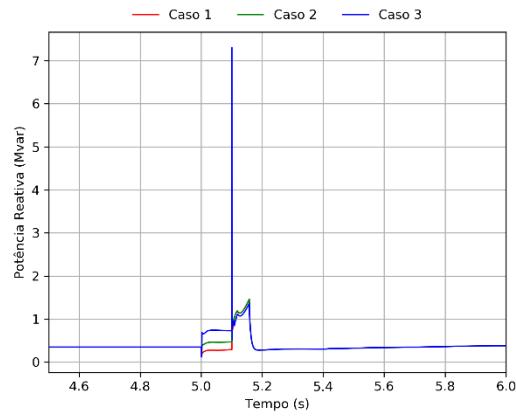


f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 37. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 4.



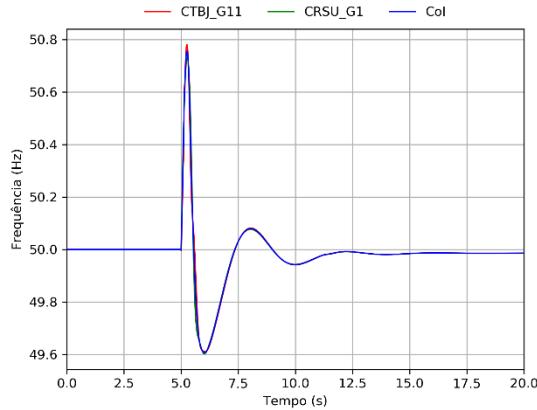
e) Intervalo [0, 20] s de simulação



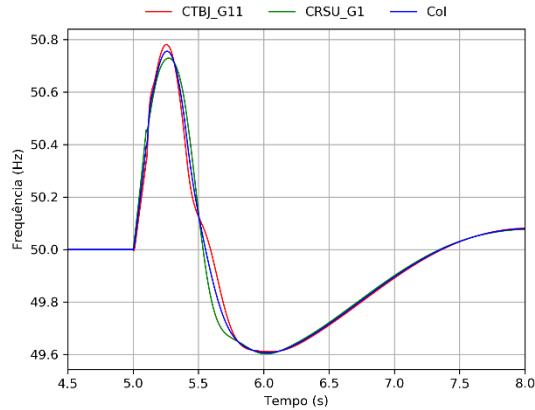
f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 38. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 4.

Da Figura 39 à Figura 41 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 4.



e) Intervalo [0, 20] s de simulação



f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 39. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4.

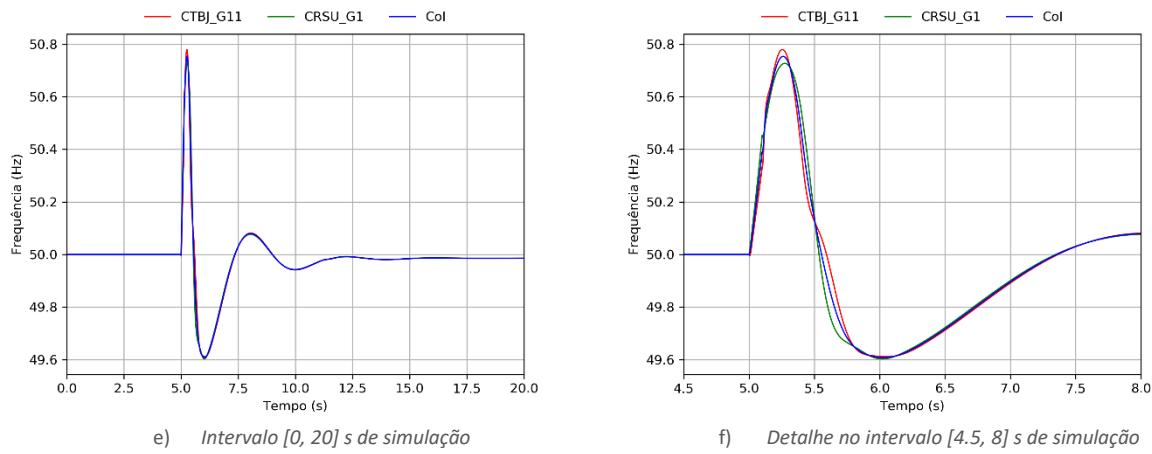


Figura 40. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4.

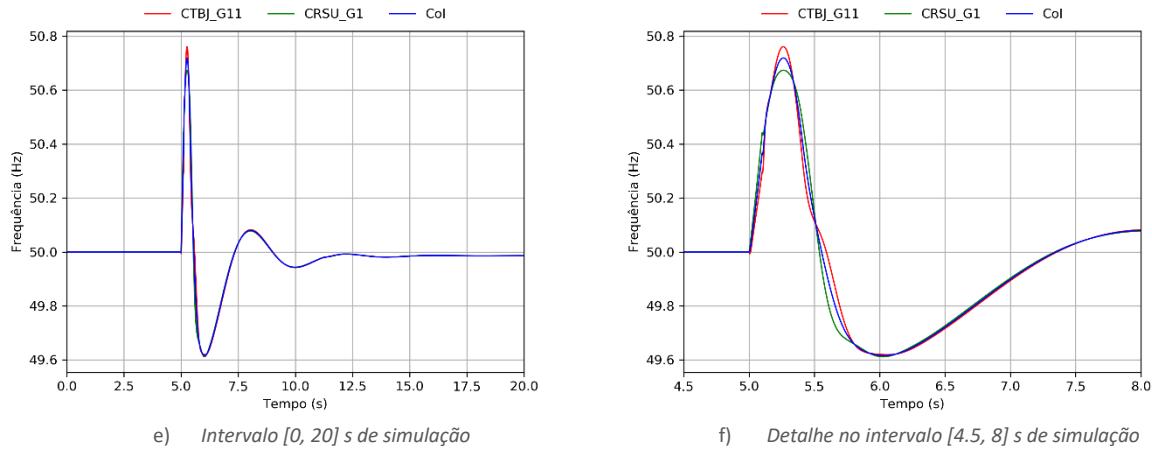


Figura 41. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4.

Na Figura 42 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 4.

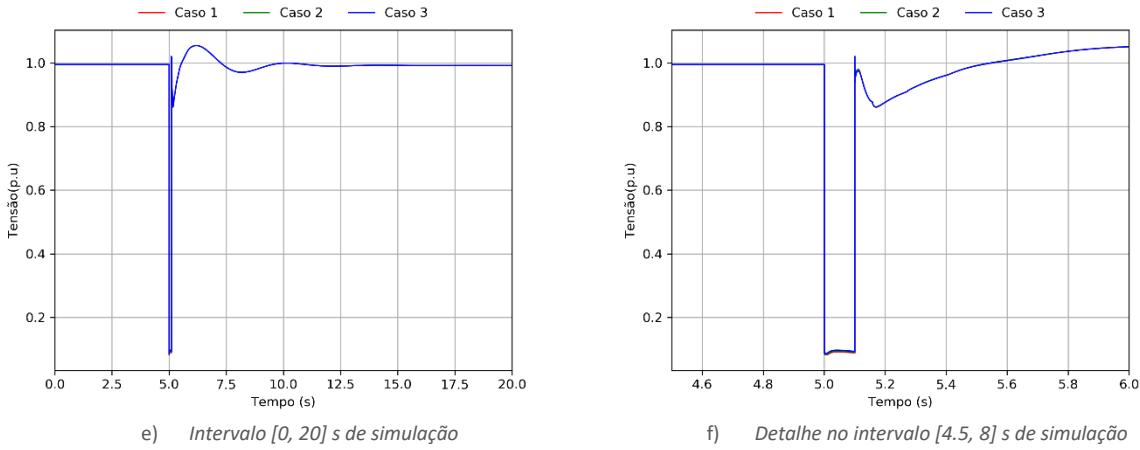


Figura 42. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 4.

4.2.5 Resultados - Cenário 5

A Figura 43 e a Figura 44 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.

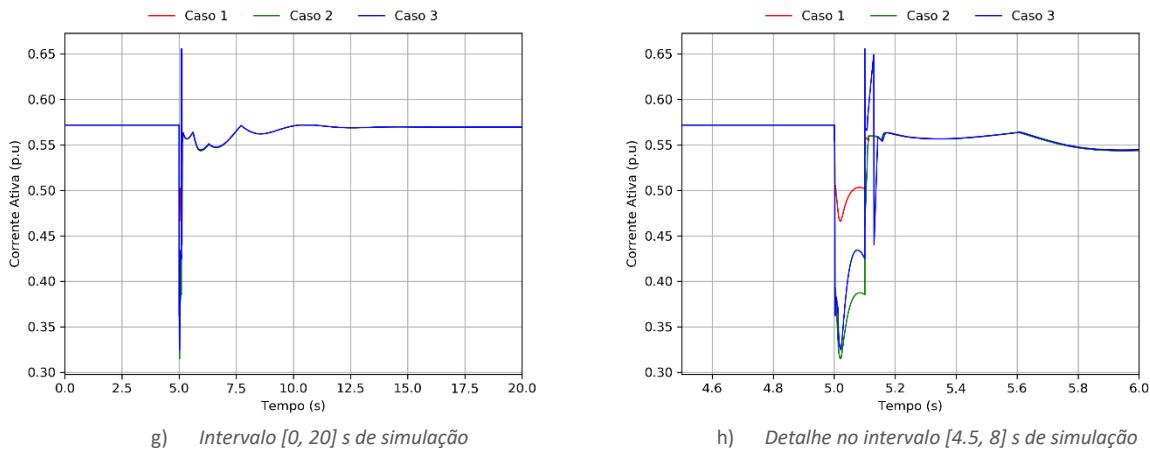
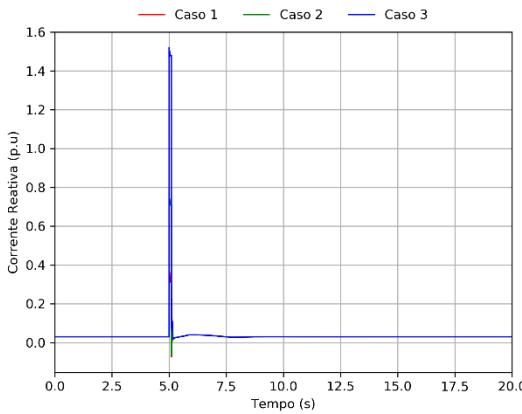
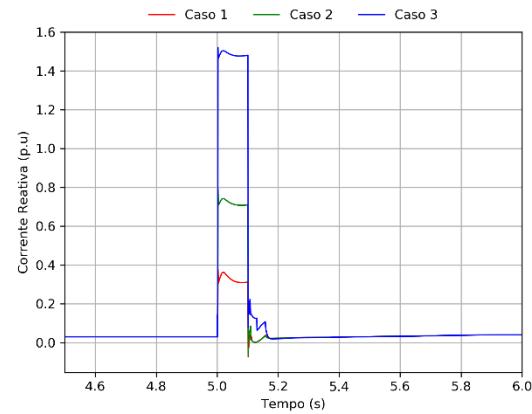


Figura 43. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 5.



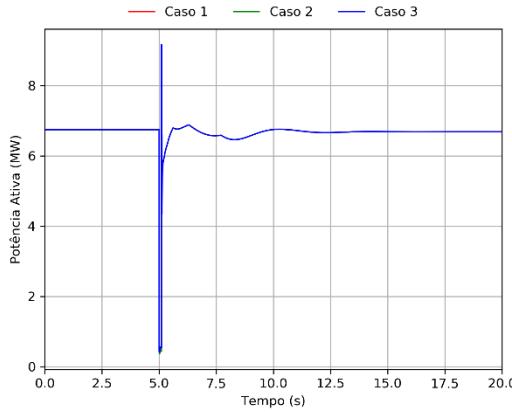
g) Intervalo [0, 20] s de simulação



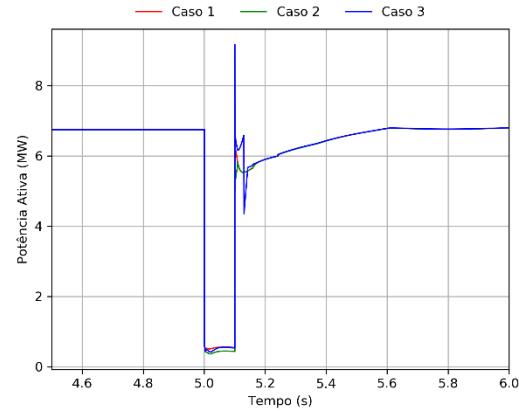
h) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 44. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 5.

A Figura 45 e a Figura 46 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 5.



g) Intervalo [0, 20] s de simulação



h) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 45. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 5.

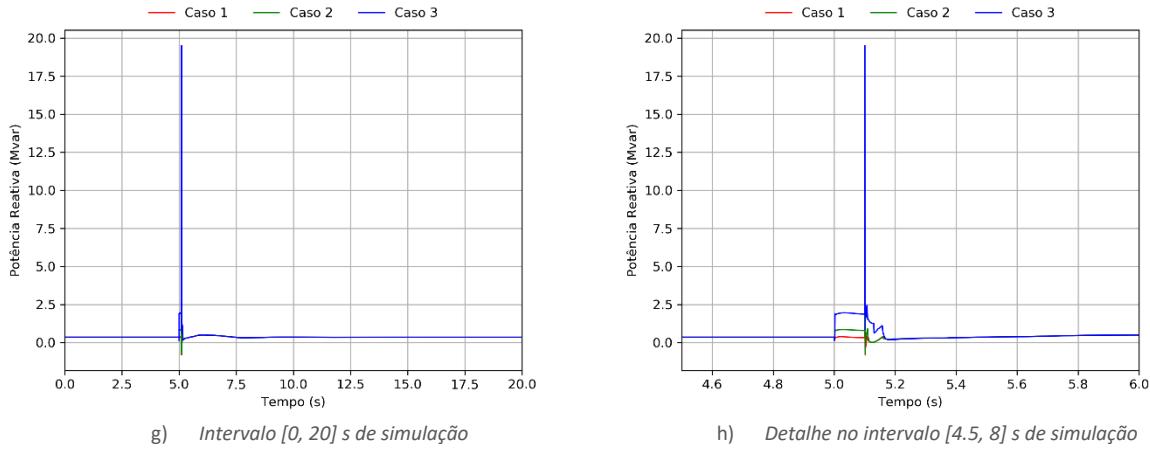


Figura 46. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 5.

Da Figura 47 à Figura 48 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 5.

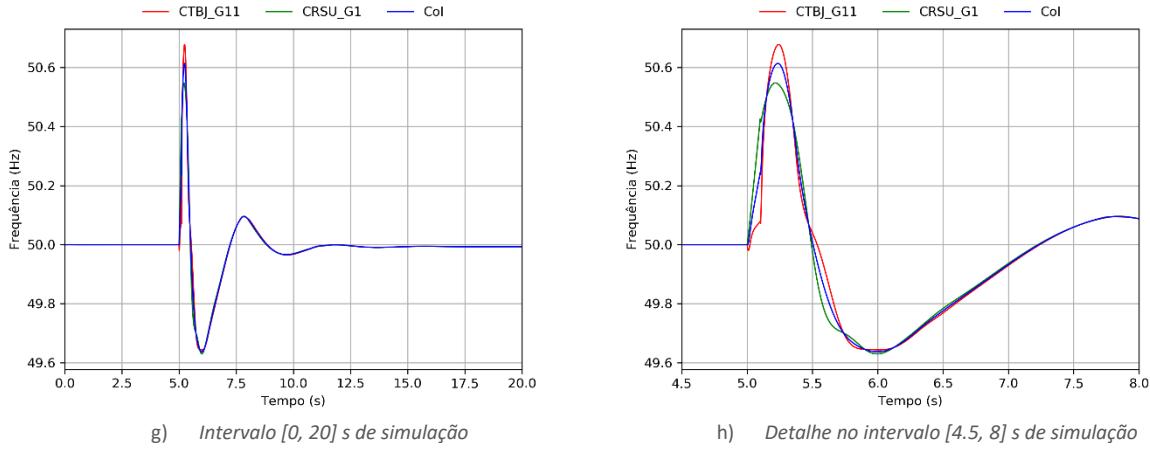


Figura 47. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5.

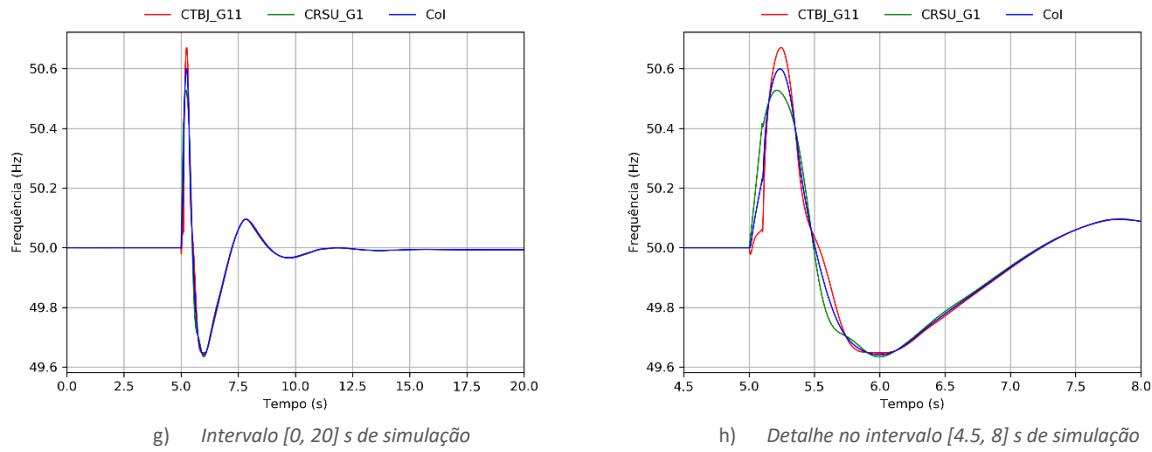


Figura 48. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5.

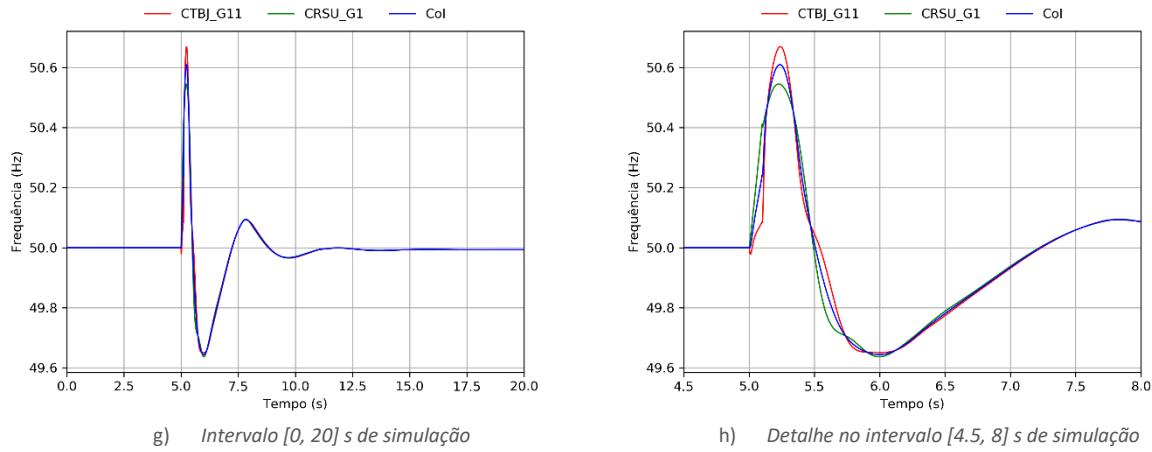
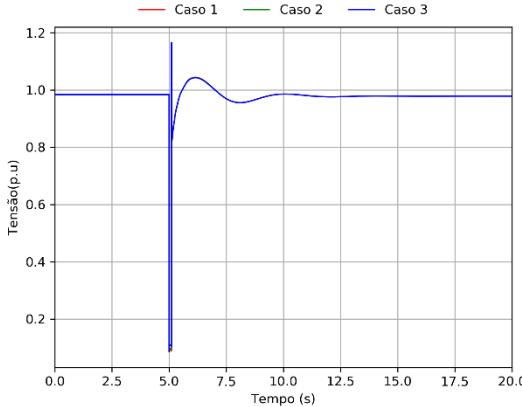
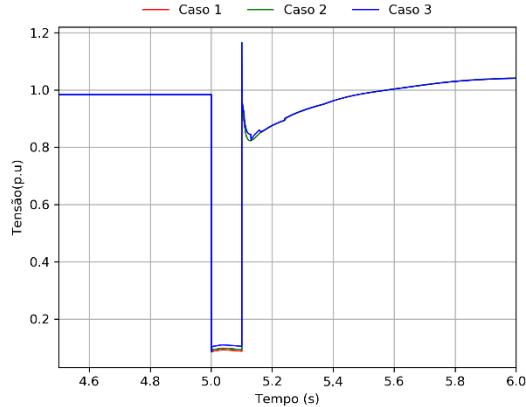


Figura 49. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5.

Na **Error! Reference source not found.** são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 5.



g) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

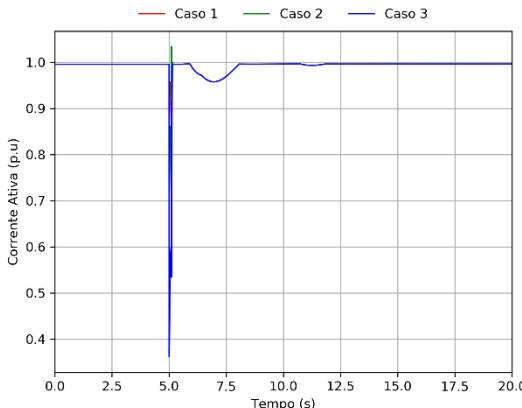


h) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

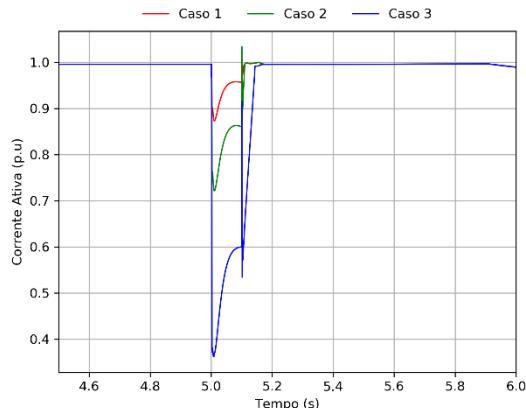
Figura 50. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 5.

4.2.6 Resultados - Cenário 6

A **Error! Reference source not found.** e a Figura 52 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 6.



i) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



j) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 51. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 6.

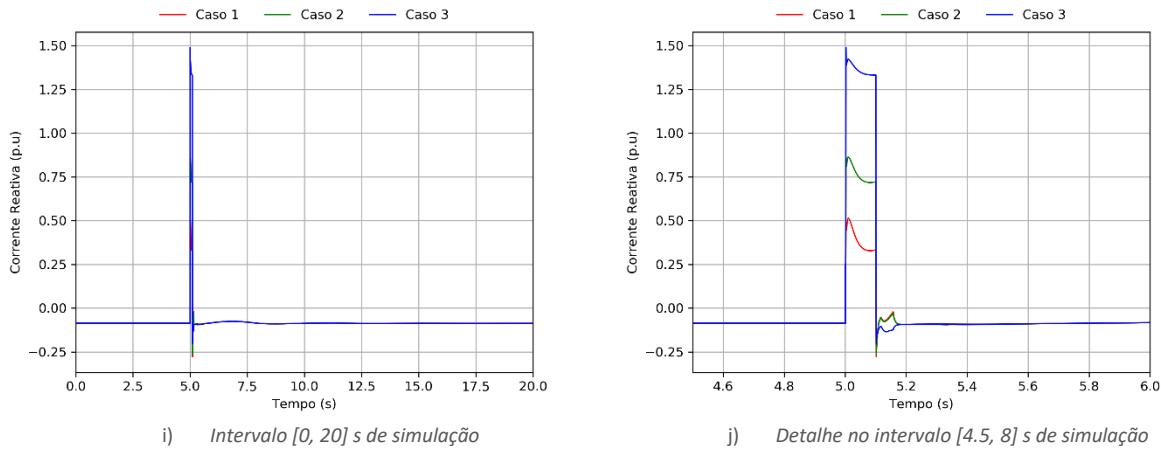


Figura 52. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 6.

A Figura 53 e a Figura 54 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, respetivamente, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 6.

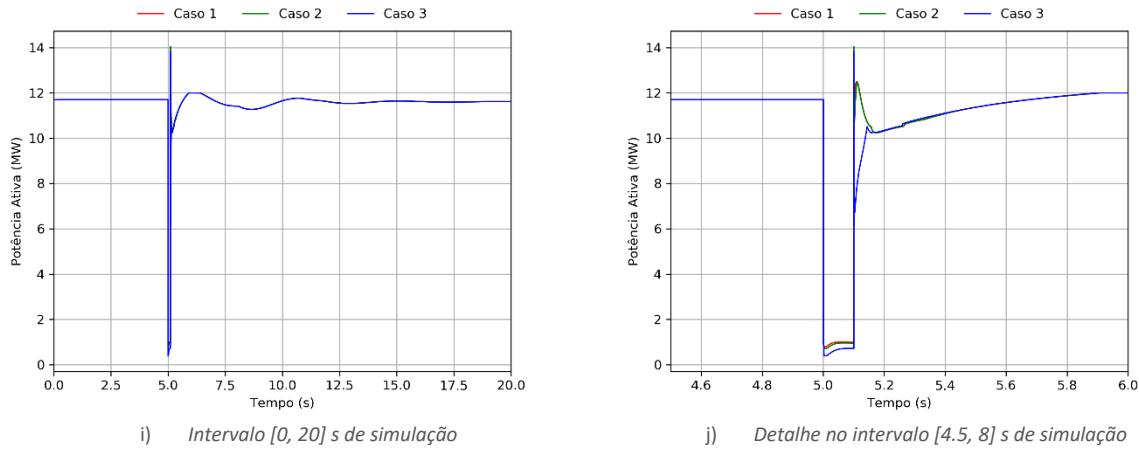


Figura 53. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 6.

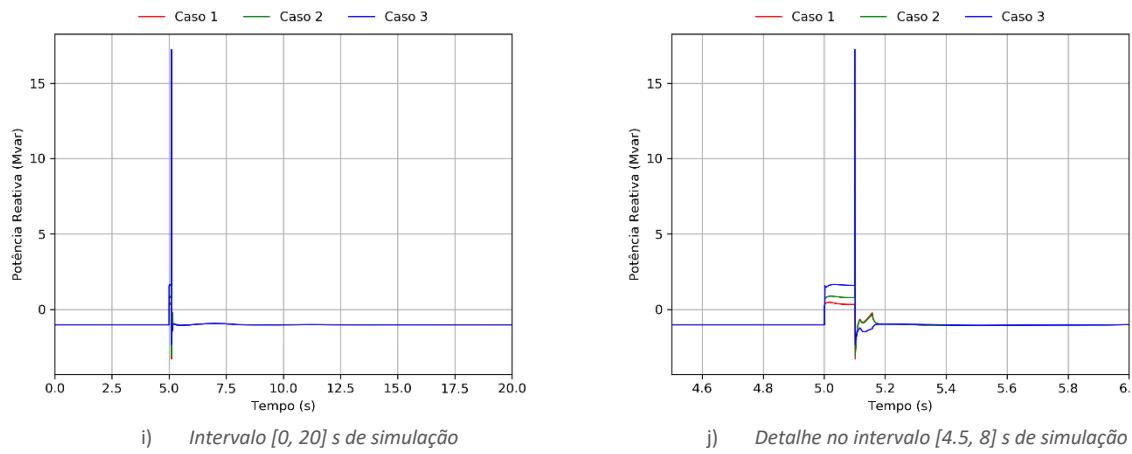


Figura 54. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 6.

Da Figura 55Figura 47 à Figura 57 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 6.

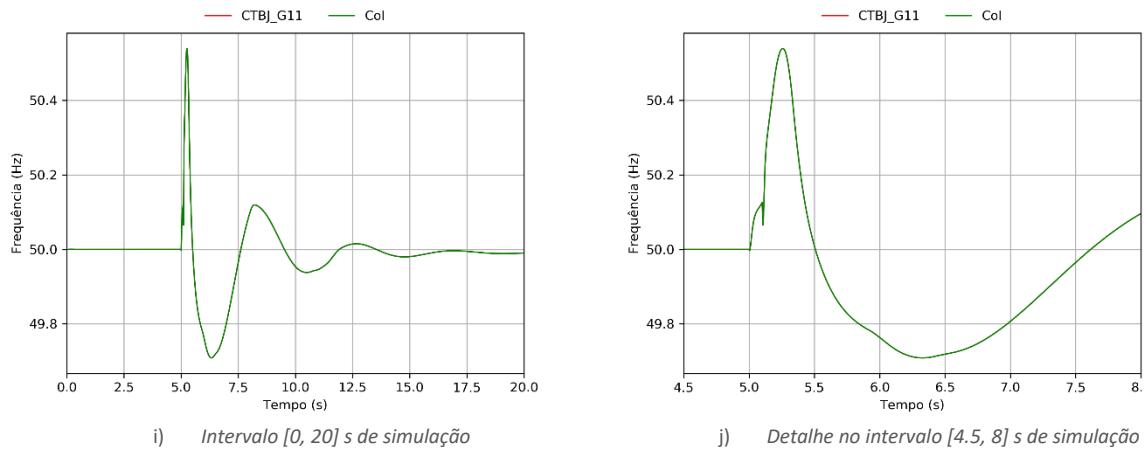
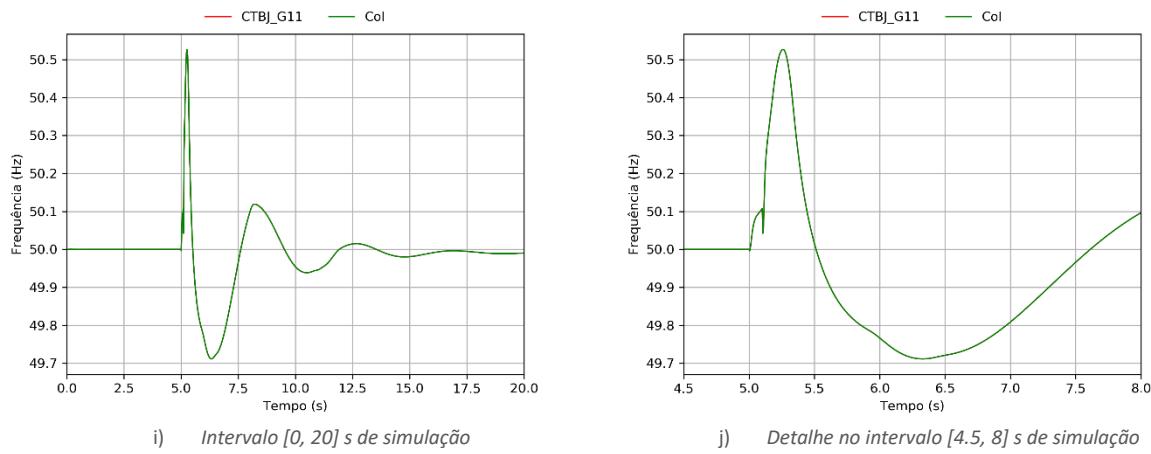


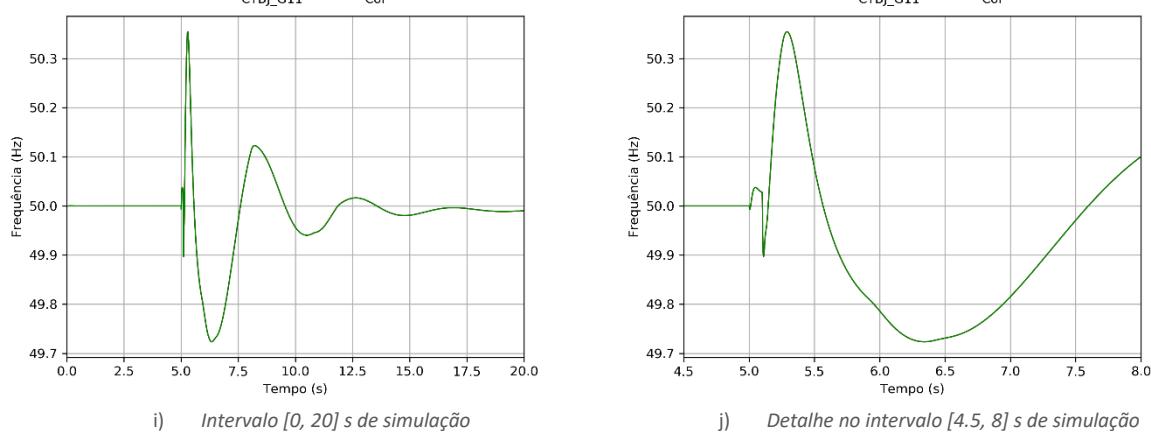
Figura 55. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 6.



i) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

j) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 56. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 6.



i) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

j) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 57. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 6.

Na Figura 58 são apresentados os resultados referentes à tensão no ponto de ligação da CSFH com a rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 6.

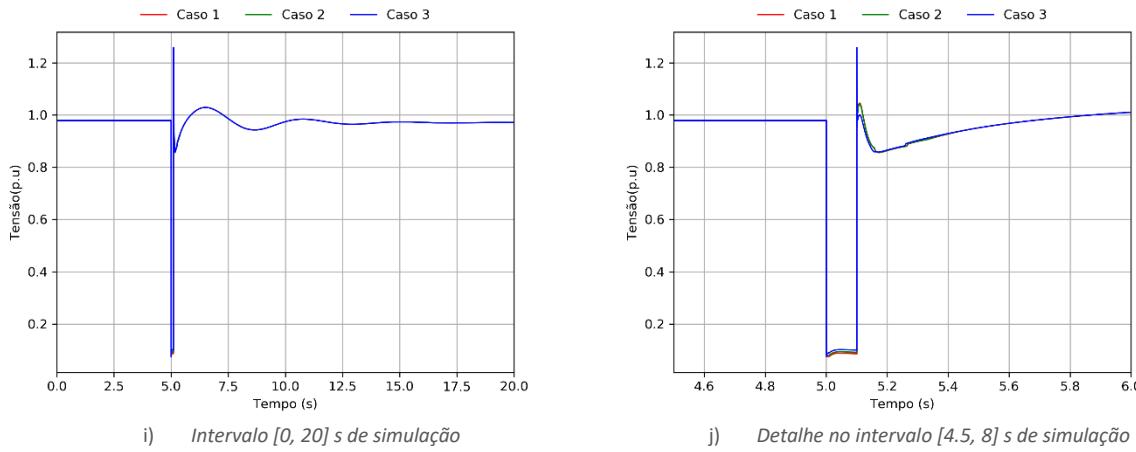


Figura 58. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 6.

4.2.7 Análise aos resultados do modo FRT

Os resultados anteriormente apresentados permitem concluir que perante uma situação de cava de tensão a CSFH é capaz de injetar uma ampla gama de corrente reativa modulada pelo parâmetro *FRTArGraNom*.

A utilização de valores mais elevados para o parâmetro *FRTArGraNom* conduz a uma maior capacidade de injeção de corrente reativa durante o defeito em detrimento da componente ativa da mesma, sem prejuízo para o comportamento da evolução temporal da frequência do centro de inércia e velocidades dos geradores. Note-se, no entanto, que para o caso 1, e nos cenários que foram objeto de análise, o valor reduzido de 0.2 para o parâmetro *FRTArGraNom* afeta consideravelmente a resposta da CSFH, limitando a capacidade de injeção de corrente ativa durante o defeito.

Verifica-se igualmente que a injeção de valores elevados de corrente reativa durante cavas não acarreta impacto nas sobretensões rápidas que se verificam no ponto de ligação nos momentos subsequentes à eliminação do defeito. Observa-se também que a variação da tensão é praticamente instantânea, sendo que quanto menor for o parâmetro *FRTArGraNom*, menor será o valor mínimo de tensão registada (menos contribuição de corrente reativa pela CSFH).

Como se observa através dos resultados patentes da subsecção 4.2.1 à 4.2.6, a ocorrência do defeito origina excursões de frequência pouco significativas para todos os cenários em análise. Observa-se que as oscilações de frequência são amortecidas em todos os cenários, tornando-se praticamente imperceptíveis ao fim de sensivelmente 15 segundos após a eliminação do defeito.

4.3 Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência

De forma a avaliar a capacidade de redução automática de potência ativa da CSFH face ao aumento de frequência, foi simulado um deslastre intempestivo de carga o qual ocorre aos 5 s de simulação. As perdas de carga consideradas para cada um dos cenários em análise são apresentadas em baixo:

- Cenário 1 – 6.42 MW e 3.11 Mvar;
- Cenário 2 – 7.36 MW e 3.57 Mvar;
- Cenário 3 – 8.66 MW e 4.19 Mvar;
- Cenário 4 – 5.23 MW e 2.53 MVar;
- Cenário 5 – 5.02 MW e 2.44 MW;
- Cenário 6 – 4.24 MW e 2.05 Mvar.

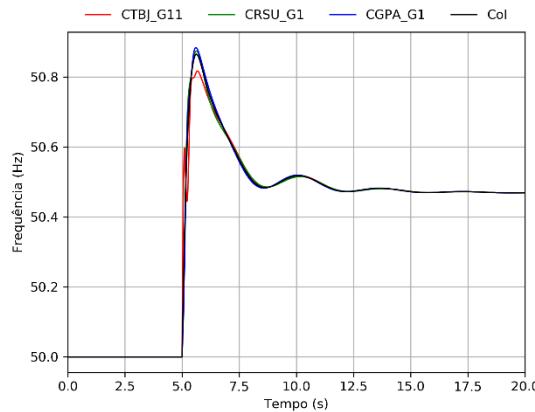
Relativamente à capacidade de redução automática de potência ativa por parte da CSFH, foi considerada a possibilidade de variar o valor do parâmetro *PWGra* da Tabela 7 numa gama entre 10% e 45%. Foram assim considerados três casos de estudo, distintos perante cada um dos cenários apresentados na Secção 4.1:

- **Caso 1:** *PWGra* = 10%;
- **Caso 2:** *PWGra* = 20%;
- **Caso 3:** *PWGra* = 45%.

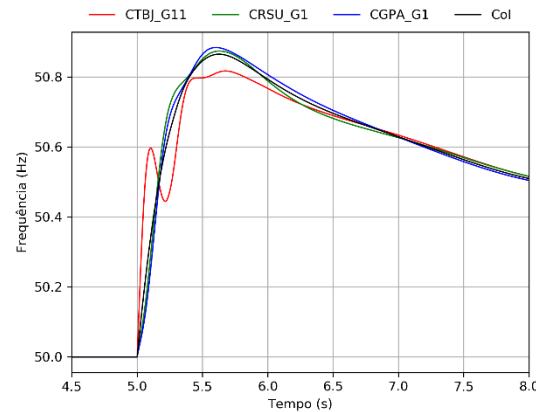
Para os estudos de análise da capacidade de redução automática de potência ativa face ao aumento da frequência, foi considerada uma banda-morta de leitura de frequência de 50.5 Hz no modelo dos conversores (parâmetro *PHzStr* da Tabela 7 igual a 0.5 Hz).

4.3.1 Resultados - Cenário 1

Da Figura 59 à Figura 61 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 1.

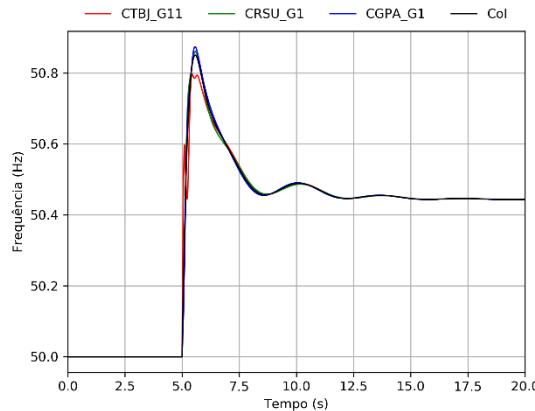


a) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

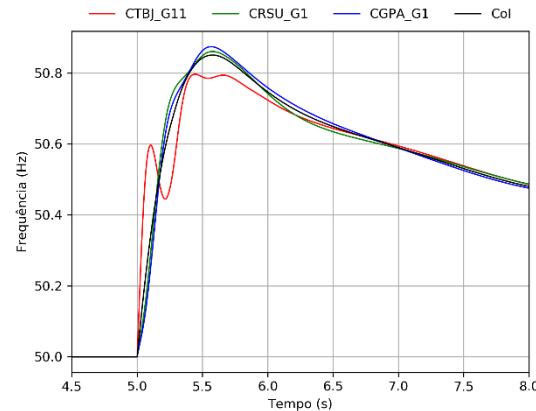


b) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 59. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 1.



a) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



b) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 60. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 1.

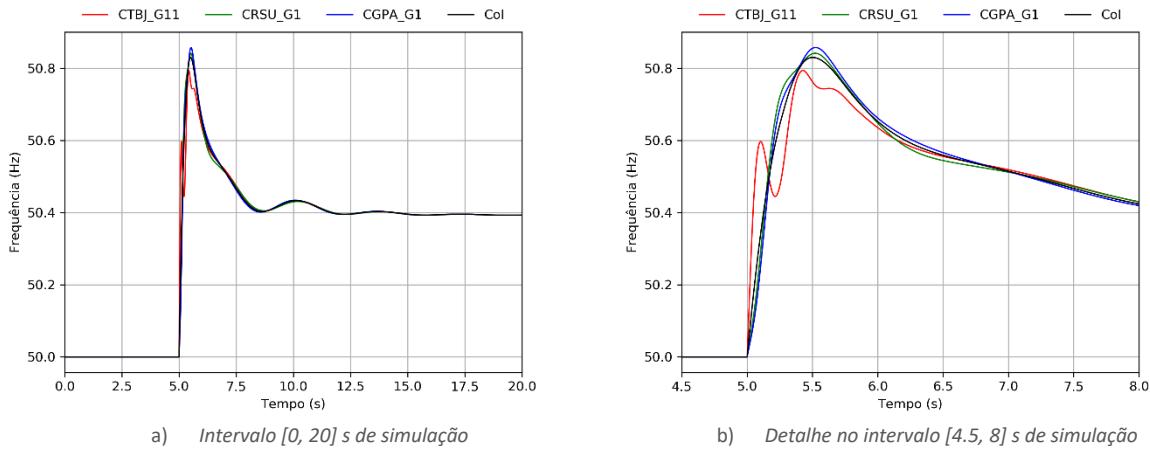


Figura 61. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 1.

Na Figura 62 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 1.

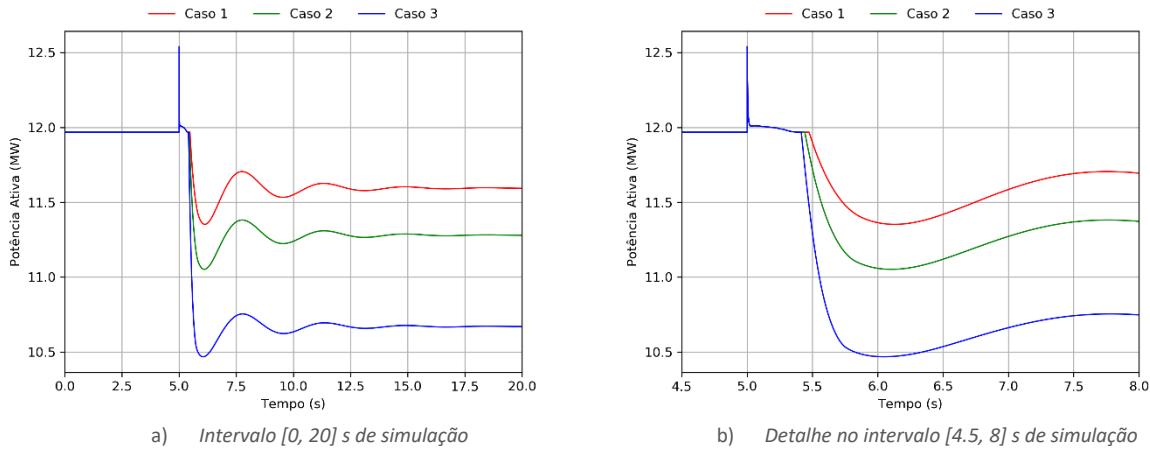
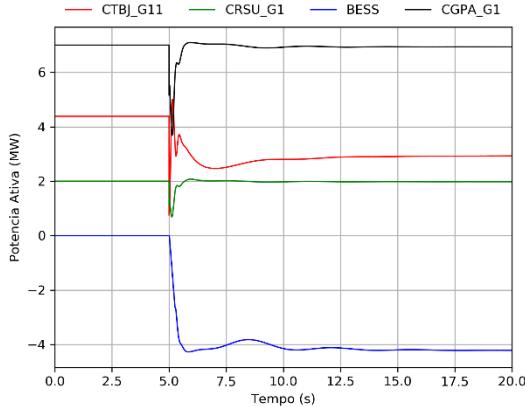
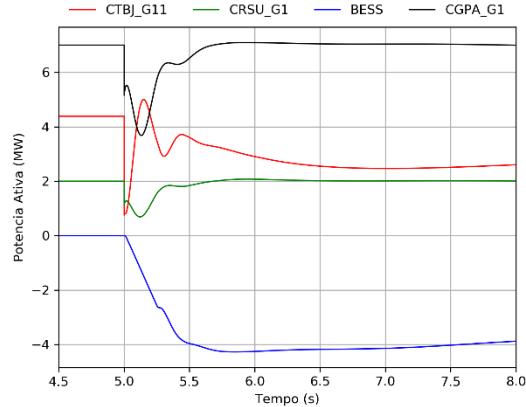


Figura 62. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 1.

Da Figura 63 à Figura 65 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 1.

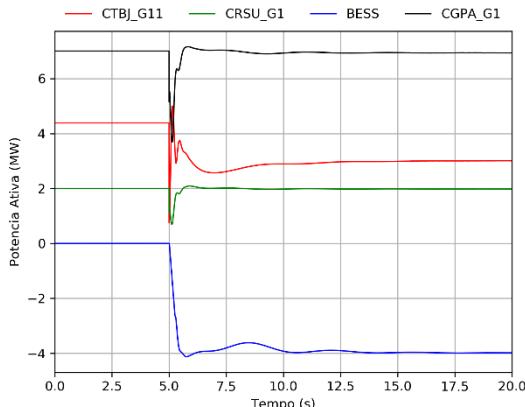


a) Intervalo [0, 20] s de simulação

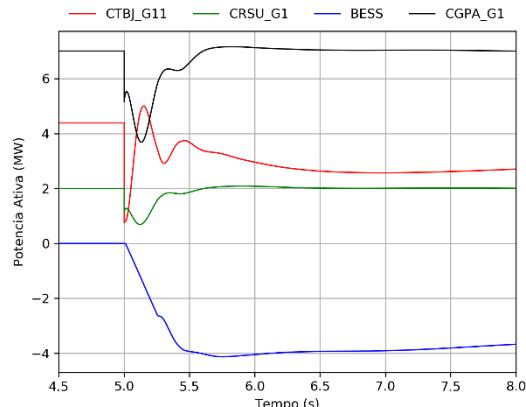


b) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 63. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 1.

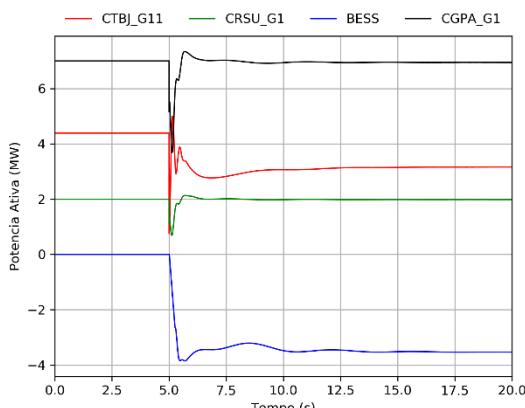


a) Intervalo [0, 20] s de simulação

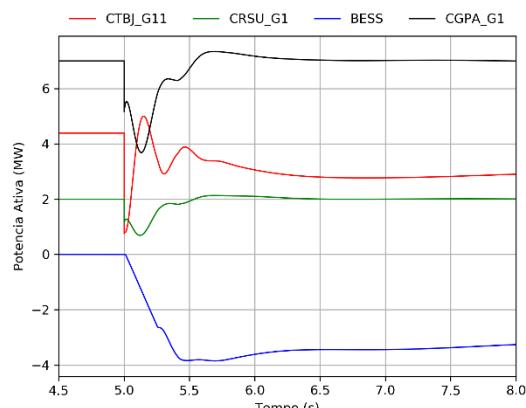


b) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 64. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 1.



a) Intervalo [0, 20] s de simulação

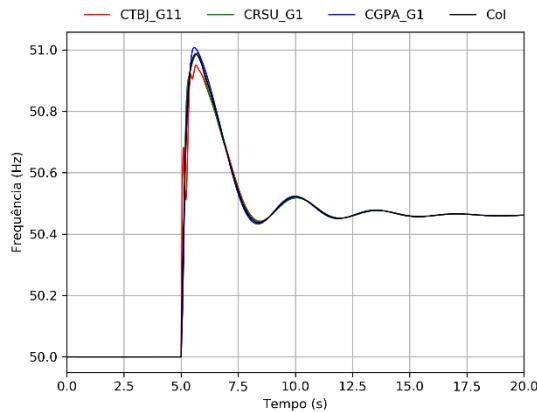


b) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

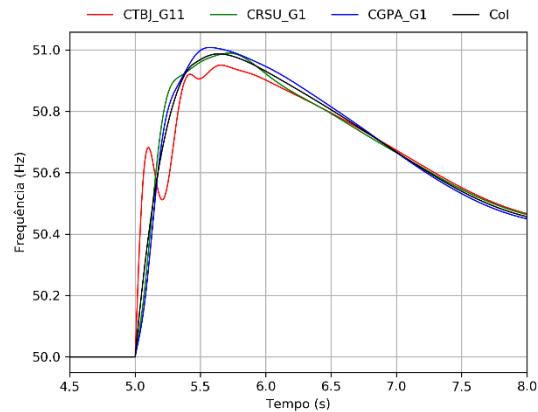
Figura 65. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 1.

4.3.2 Resultados - Cenário 2

Da Figura 66 à Figura 68 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 2.

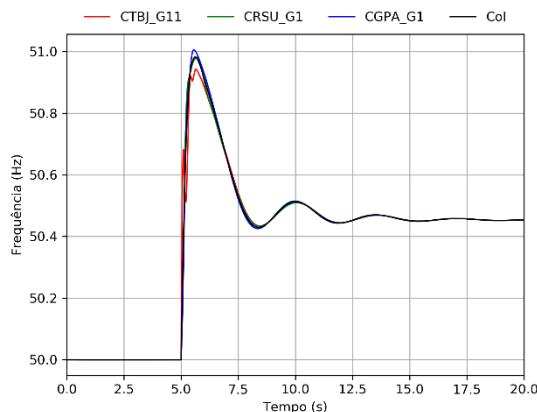


c) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

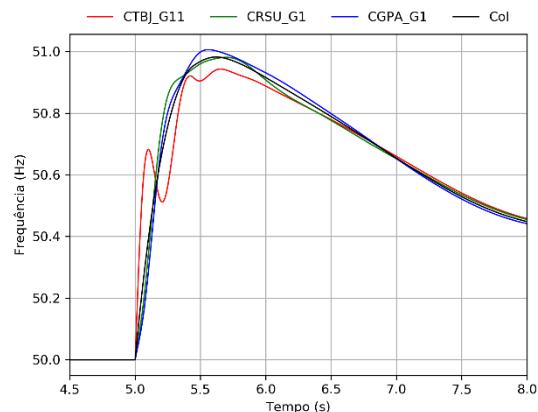


d) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 66. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 2.



c) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



d) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 67. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 2.

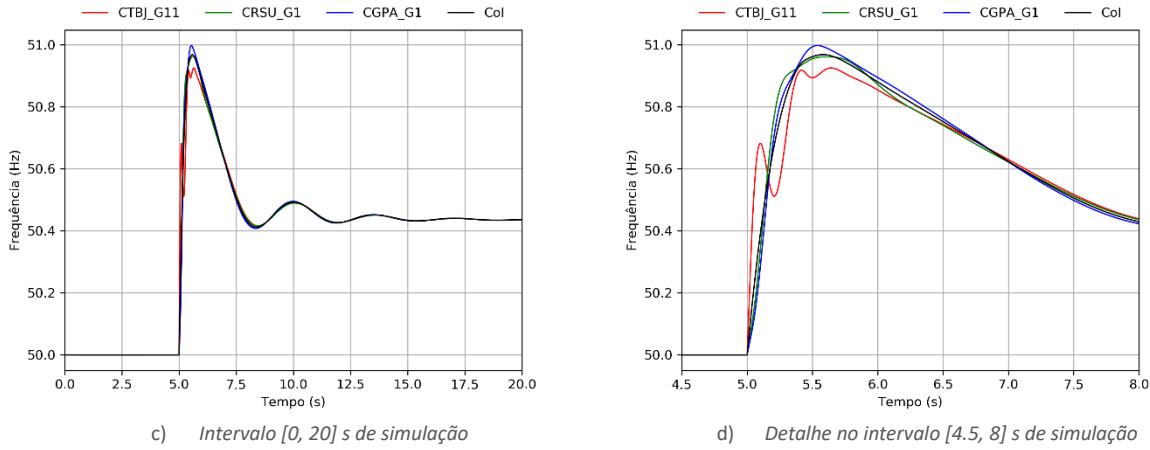


Figura 68. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 2.

Na Figura 69 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 2.

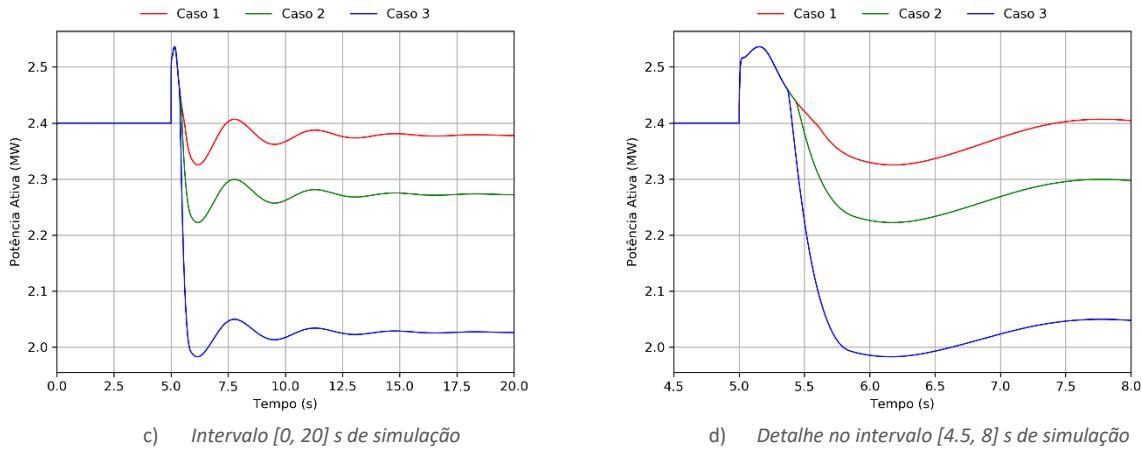


Figura 69. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 2.

Da Figura 70 à Figura 72 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 2.

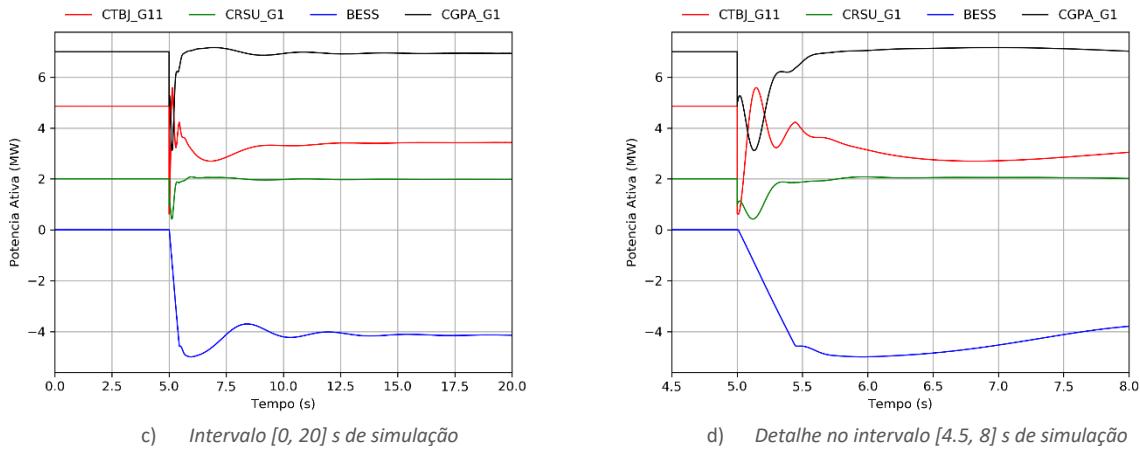


Figura 70. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 2.

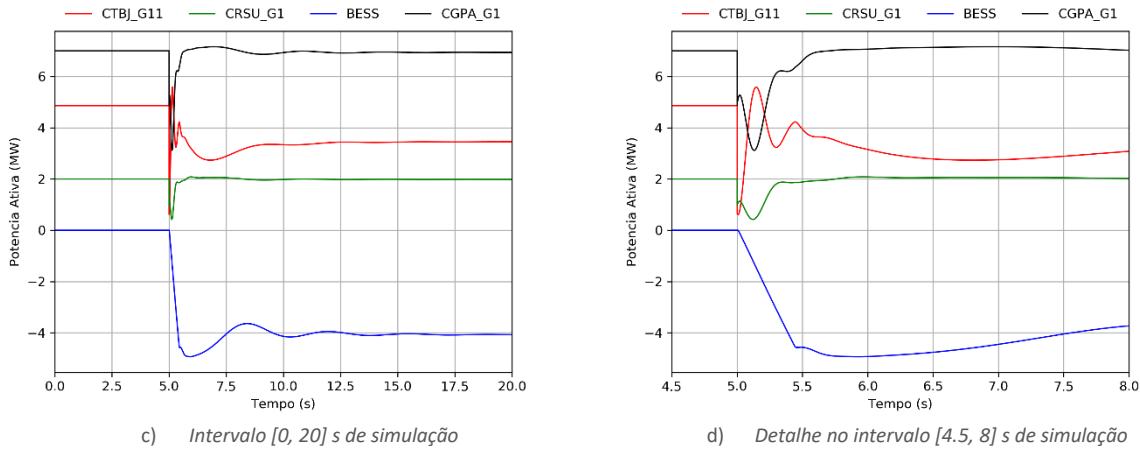


Figura 71. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 2.

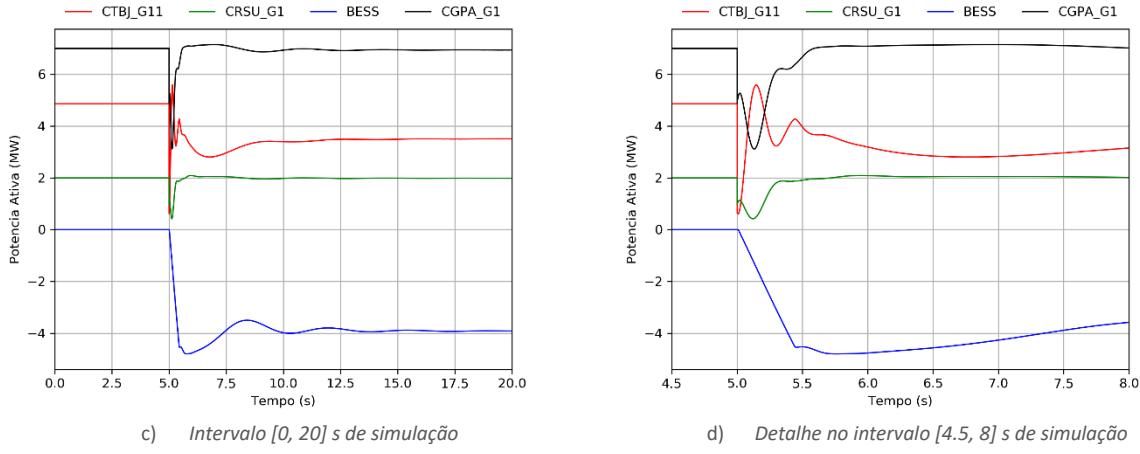


Figura 72. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 2.

4.3.3 Resultados - Cenário 3

Da Figura 73 à Figura 75 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 3.

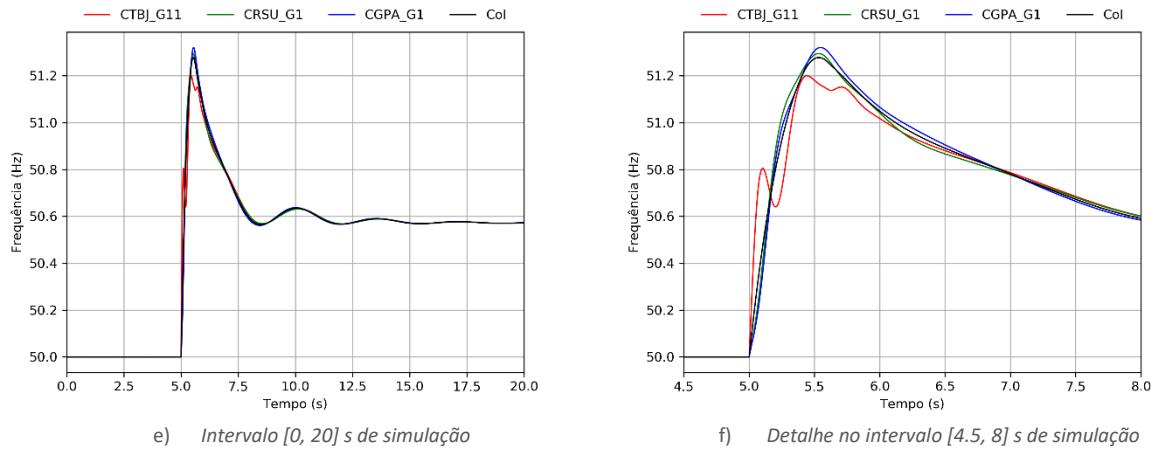


Figura 73. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 3.

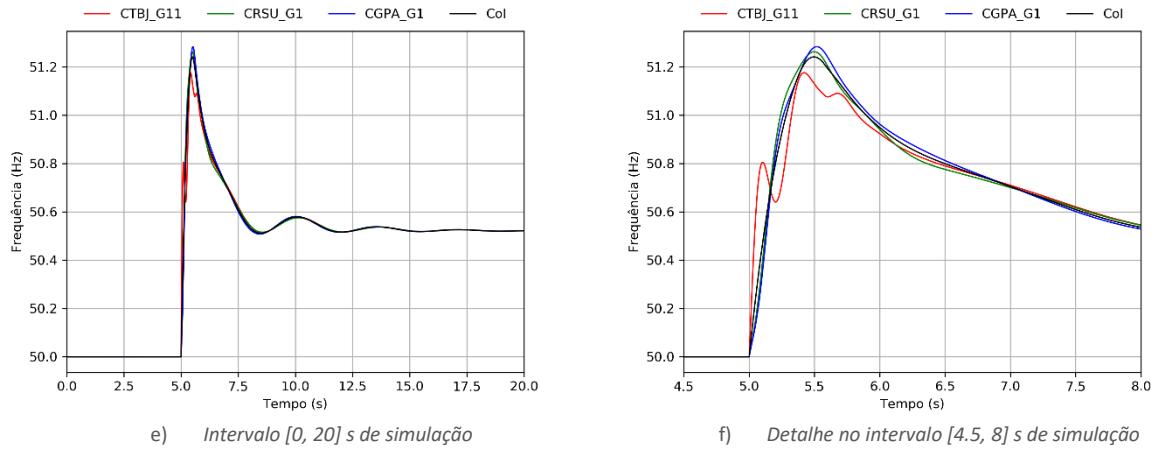


Figura 74. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 3.

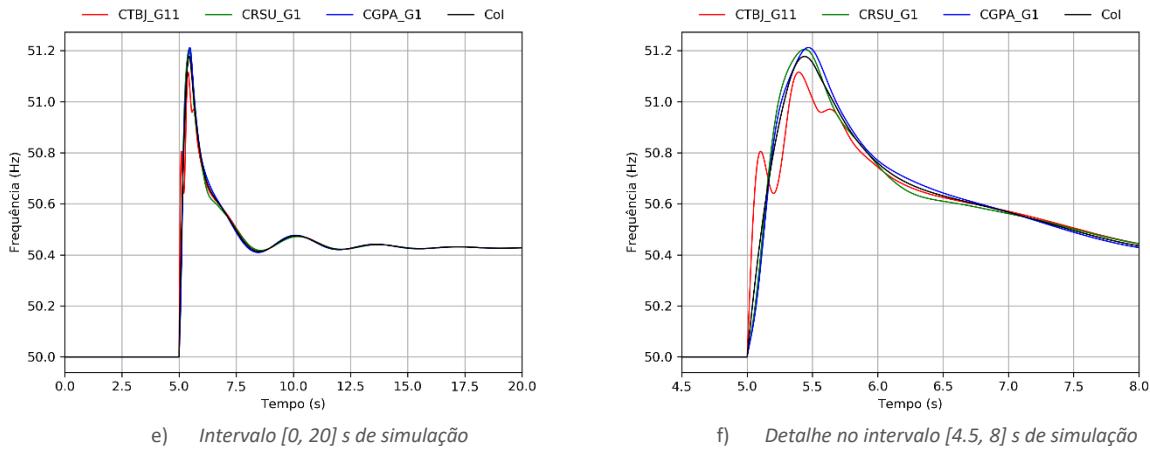


Figura 75. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 3.

Na Figura 76 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 3.

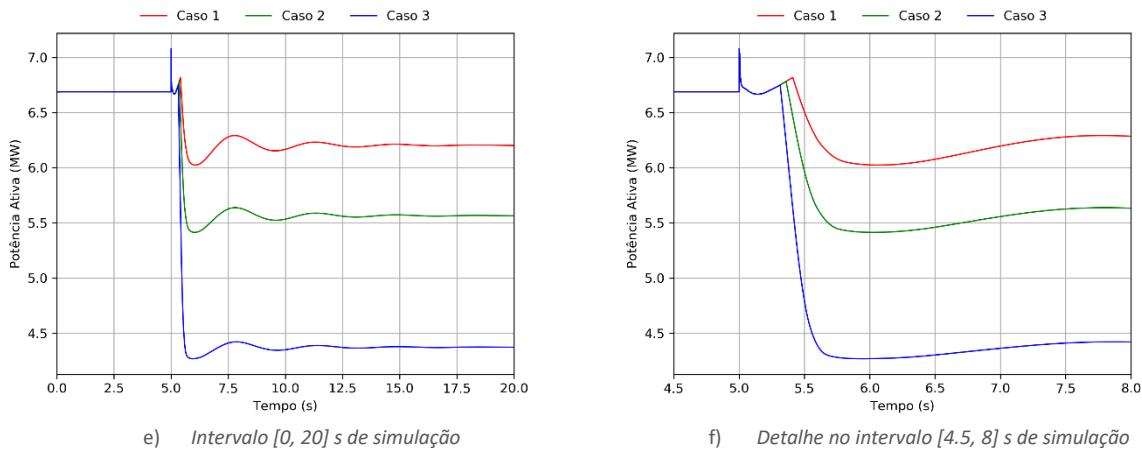
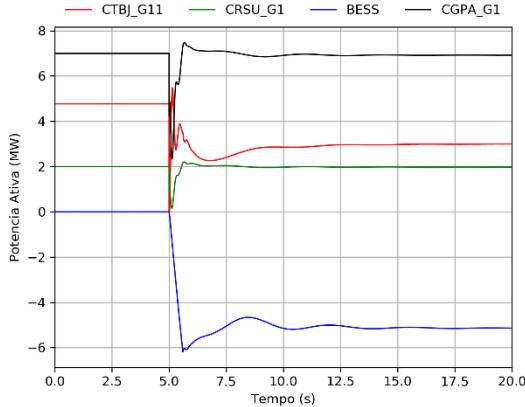
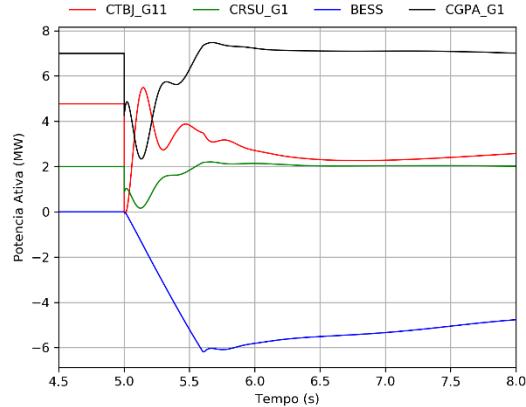


Figura 76. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 3.

Da Figura 77 à Figura 79 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 3.

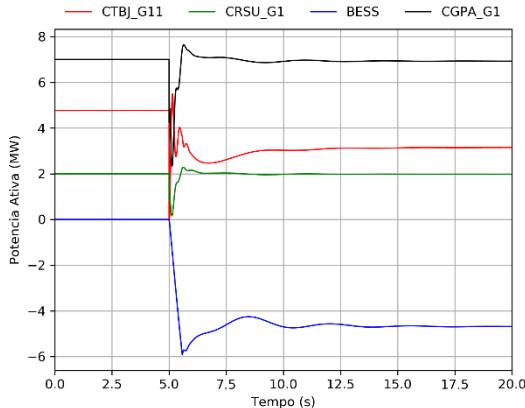


e) Intervalo [0, 20] s de simulação

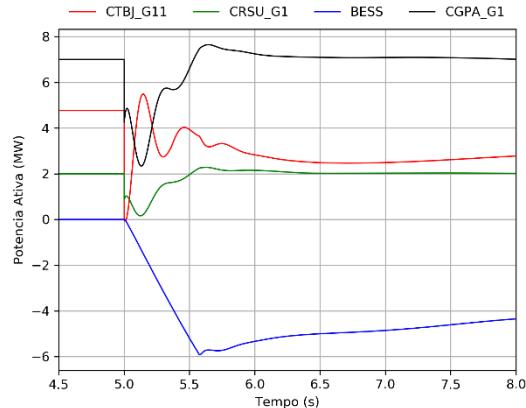


f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 77. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 3.

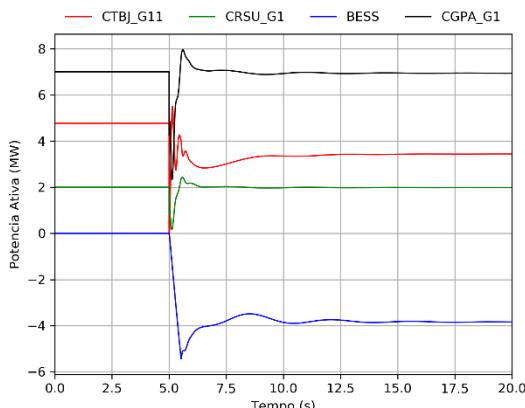


e) Intervalo [0, 20] s de simulação

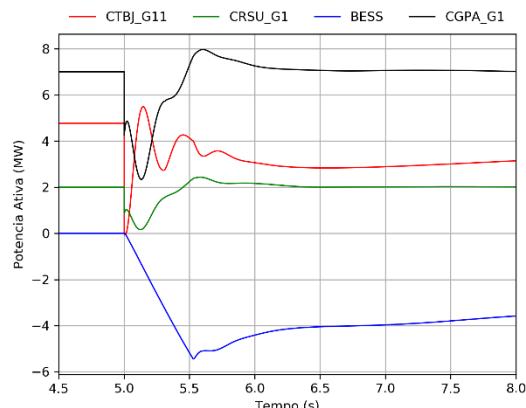


f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

Figura 78. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 3.



e) Intervalo [0, 20] s de simulação

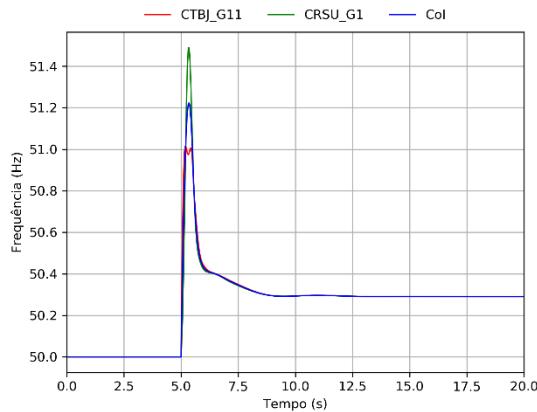


f) Detalhe no intervalo [4.5, 8] s de simulação

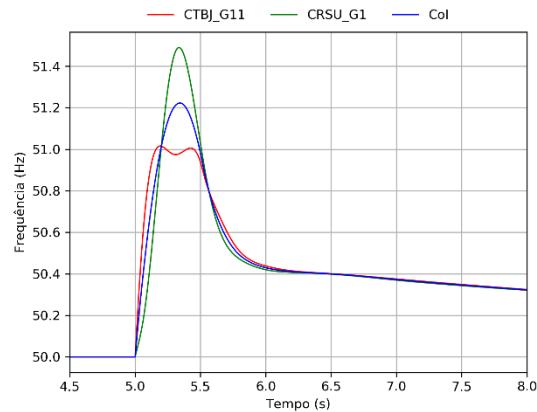
Figura 79. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 3.

4.3.4 Resultados - Cenário 4

Da Figura 80 à Figura 82 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 4.

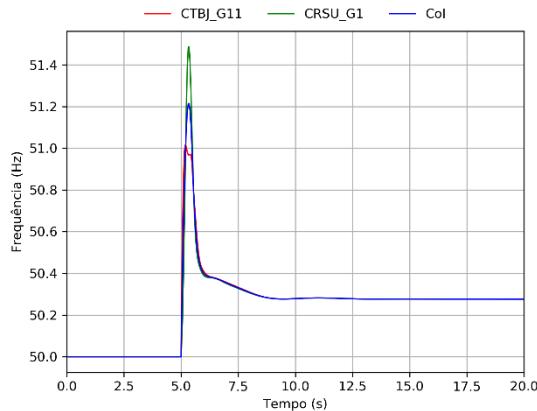


g) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

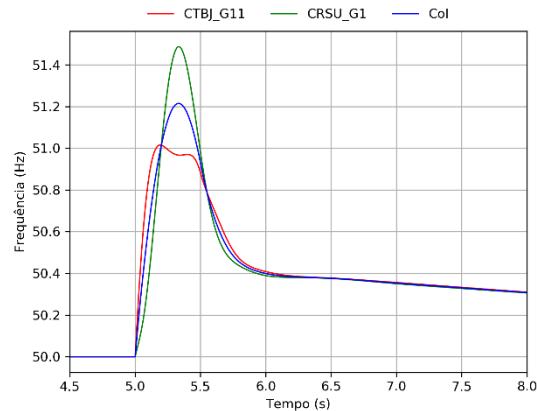


h) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 80. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 4.



g) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



h) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 81. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 4.

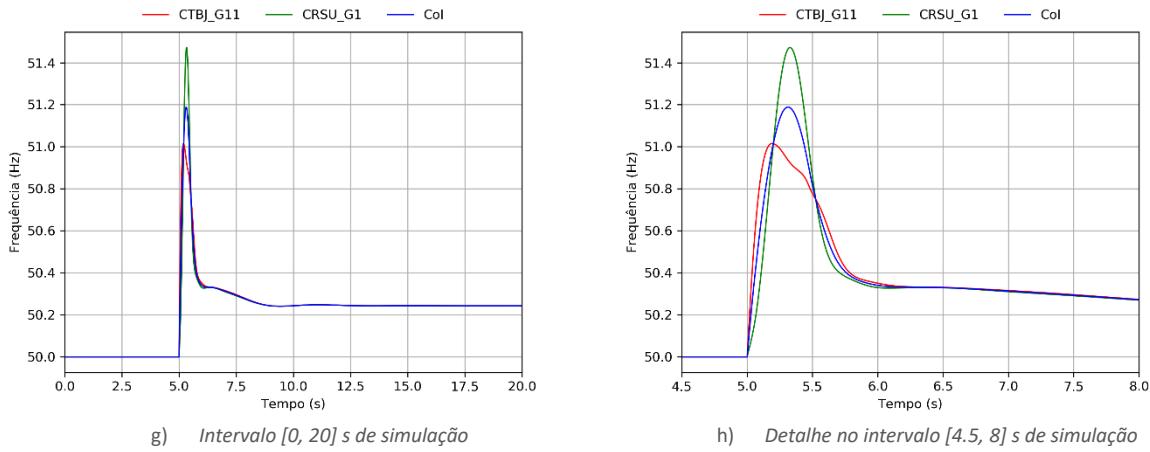


Figura 82. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 4.

Na Figura 83 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 4.

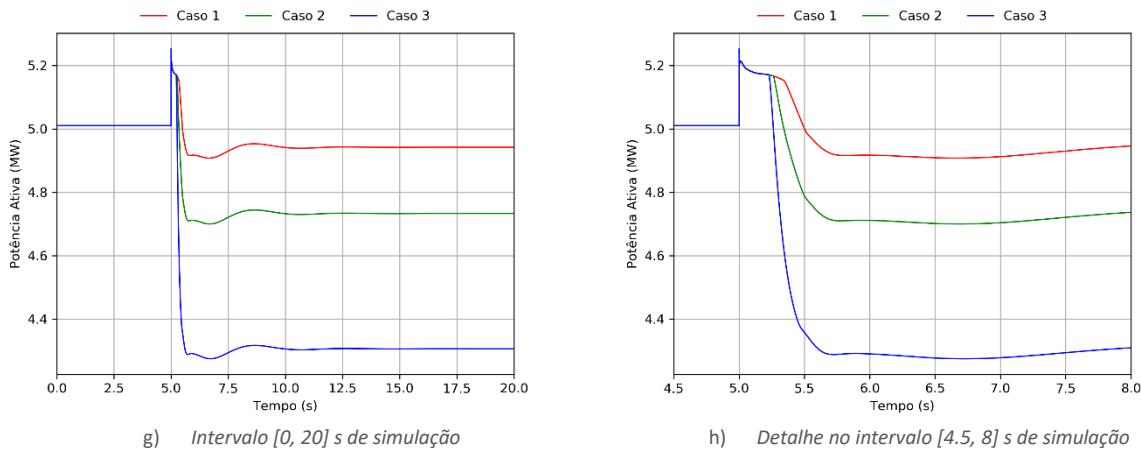


Figura 83. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 4.

Da Figura 84 à Figura 86 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 4.

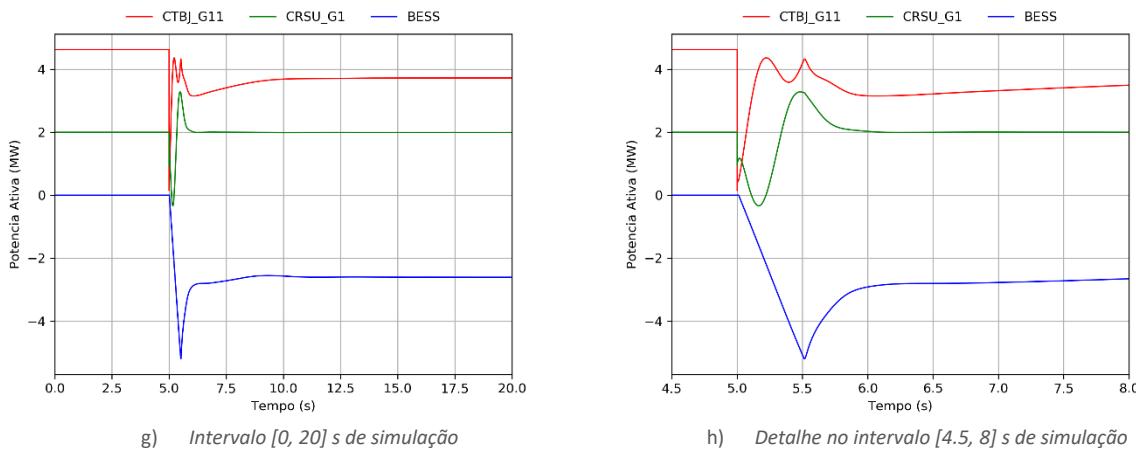


Figura 84. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 4.

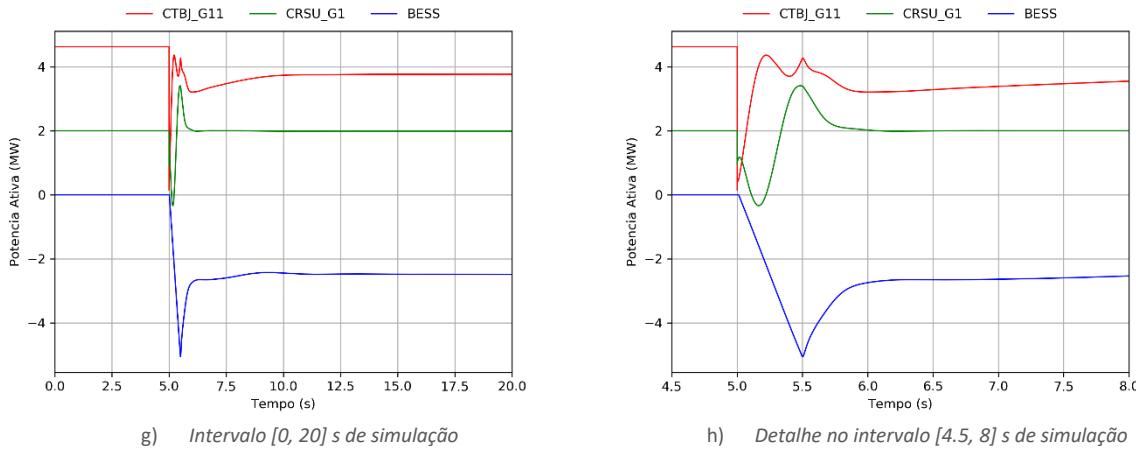


Figura 85. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 4.

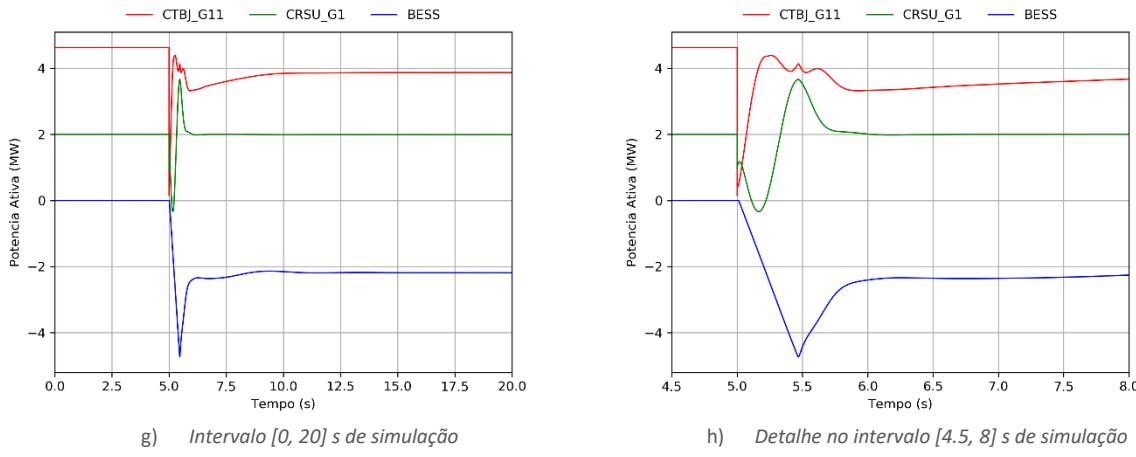
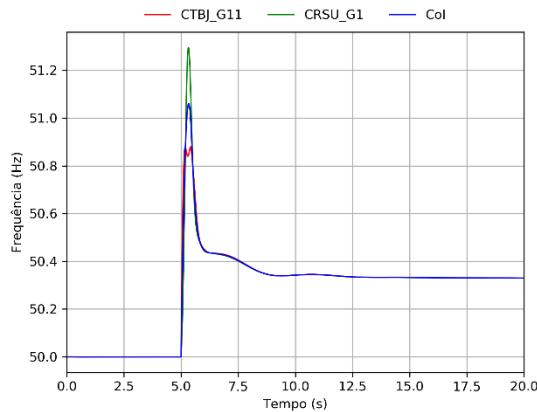


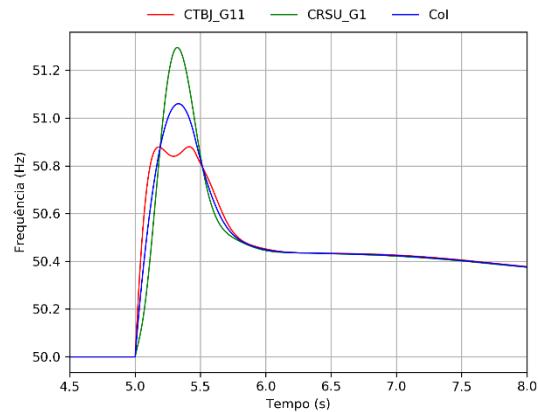
Figura 86. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 4.

4.3.5 Resultados - Cenário 5

Da Figura 87 à Figura 89 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 5.

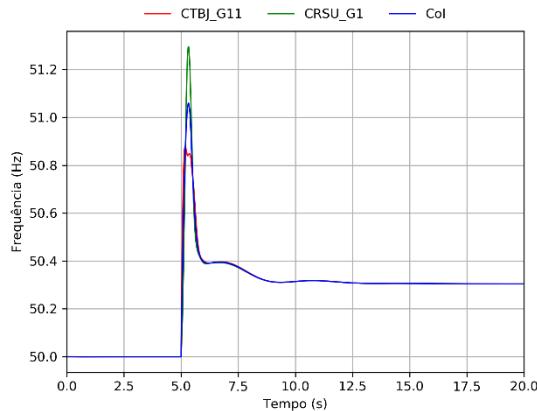


i) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

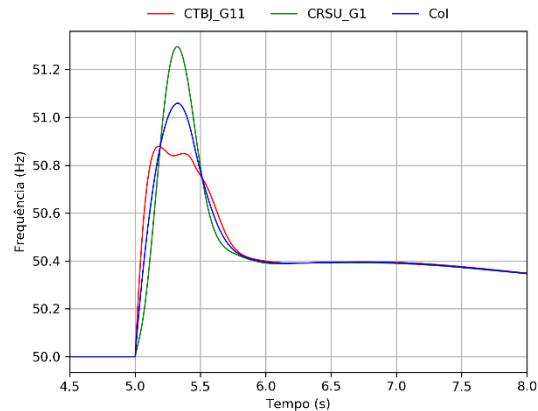


j) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 87. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 5.



i) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



j) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 88. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 5.

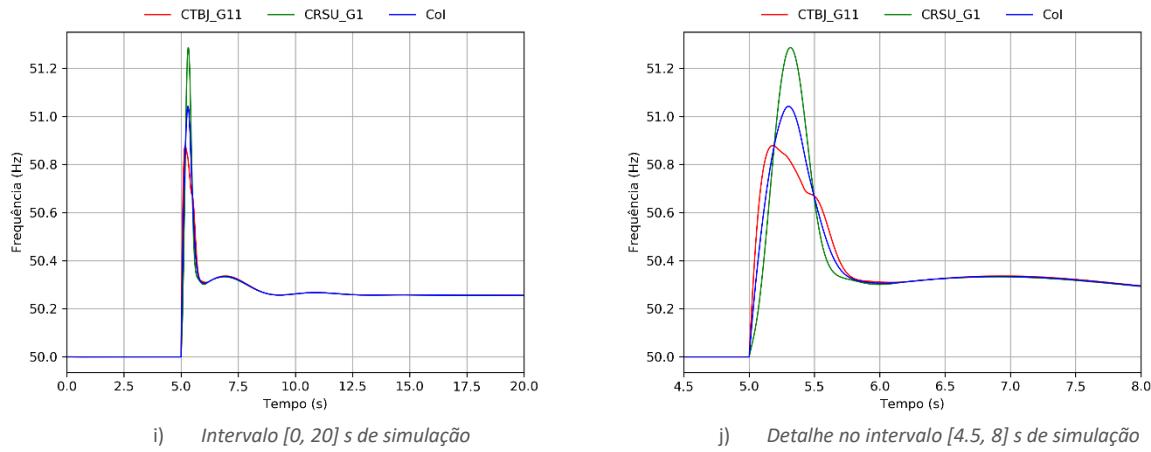


Figura 89. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 5.

Na Figura 83 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 5.

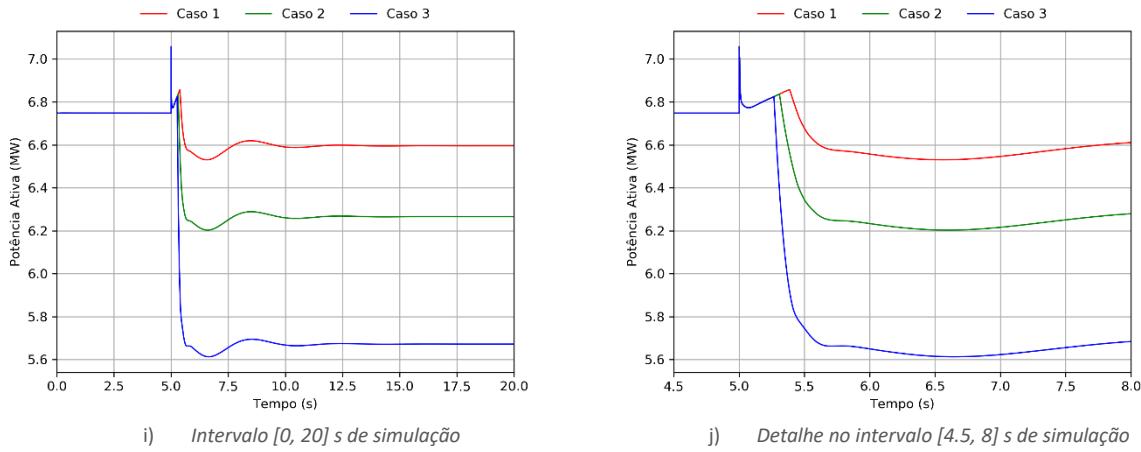


Figura 90. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 5.

Da Figura 91 à Figura 92 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 5.

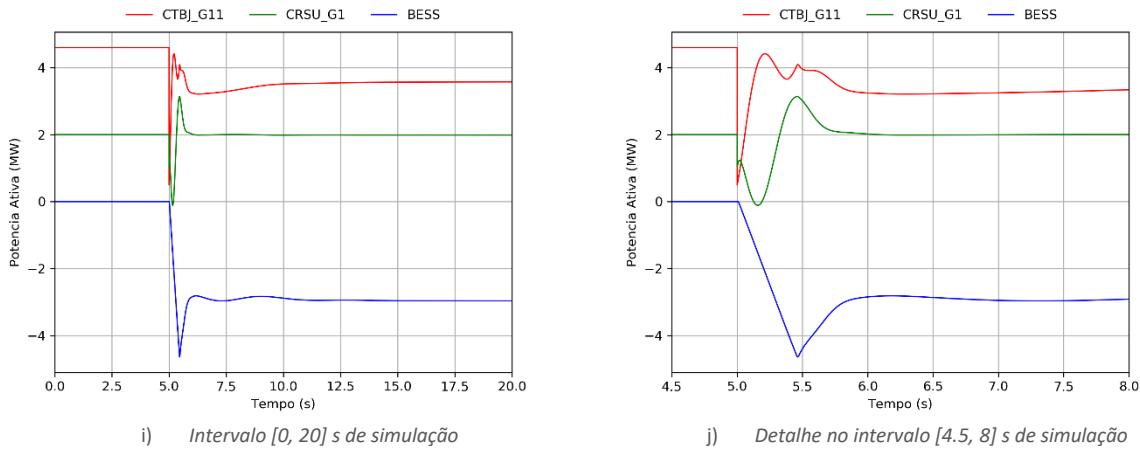


Figura 91. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 5.

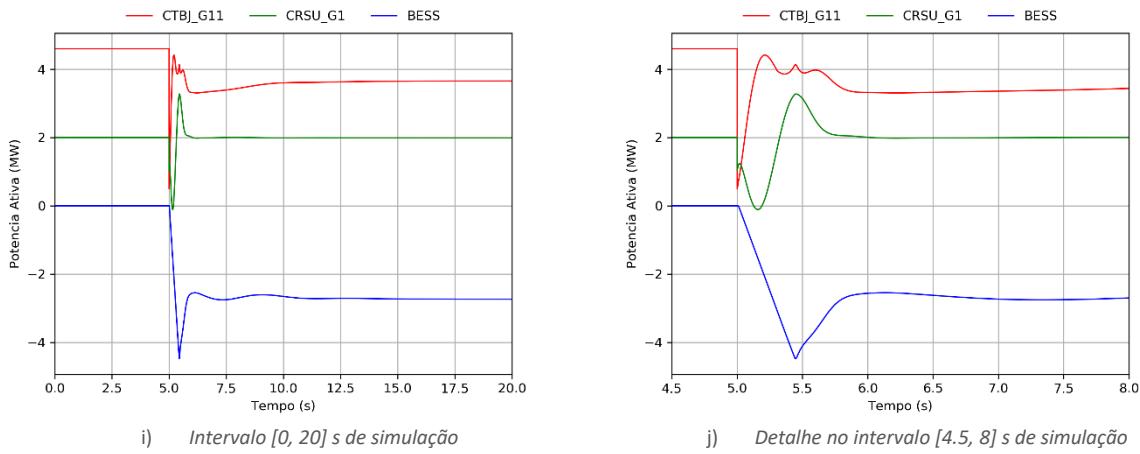


Figura 92. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 5.

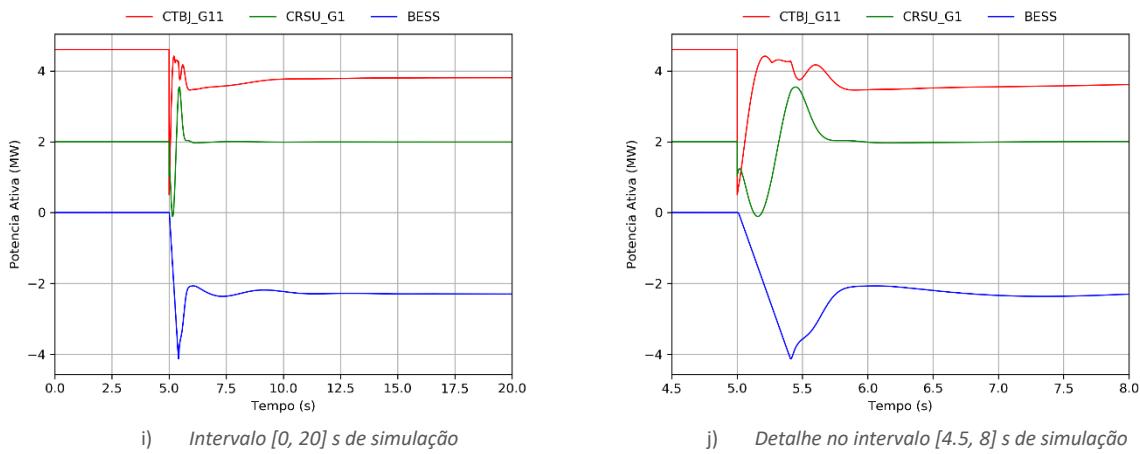
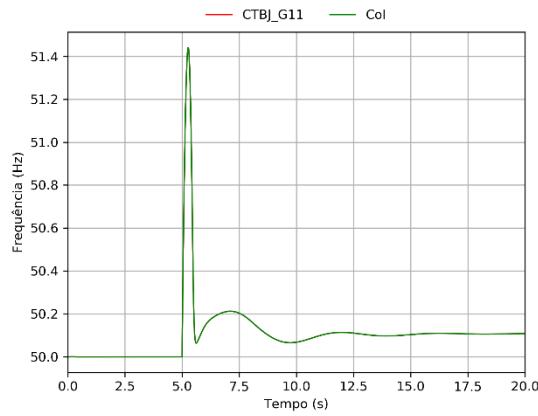


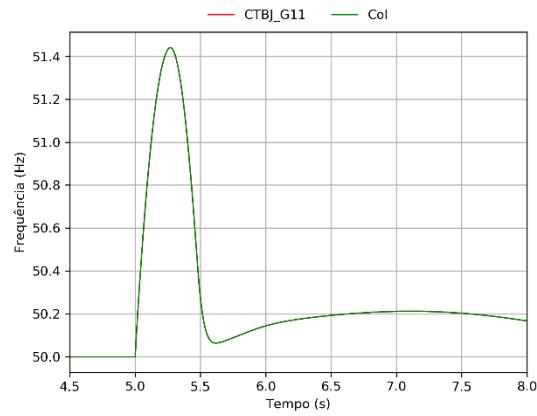
Figura 93. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 5.

4.3.6 Resultados - Cenário 6

Da Figura 94 à Figura 96 são apresentados os resultados referentes às velocidades dos geradores síncronos e à frequência no centro de inércia (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 6.

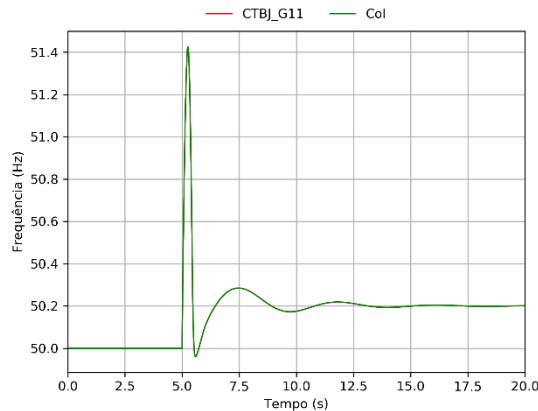


k) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação

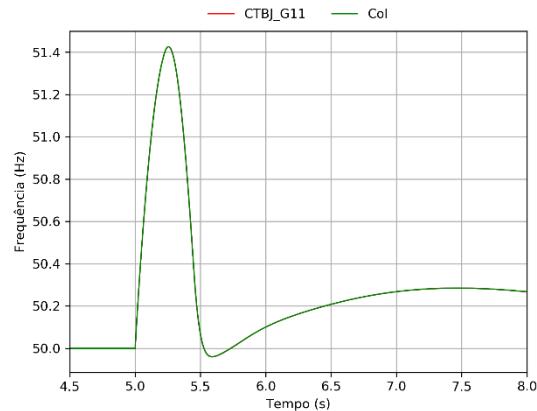


l) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 94. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 1, Cenário 6.



k) Intervalo $[0, 20]$ s de simulação



l) Detalhe no intervalo $[4.5, 8]$ s de simulação

Figura 95. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 2, Cenário 6.

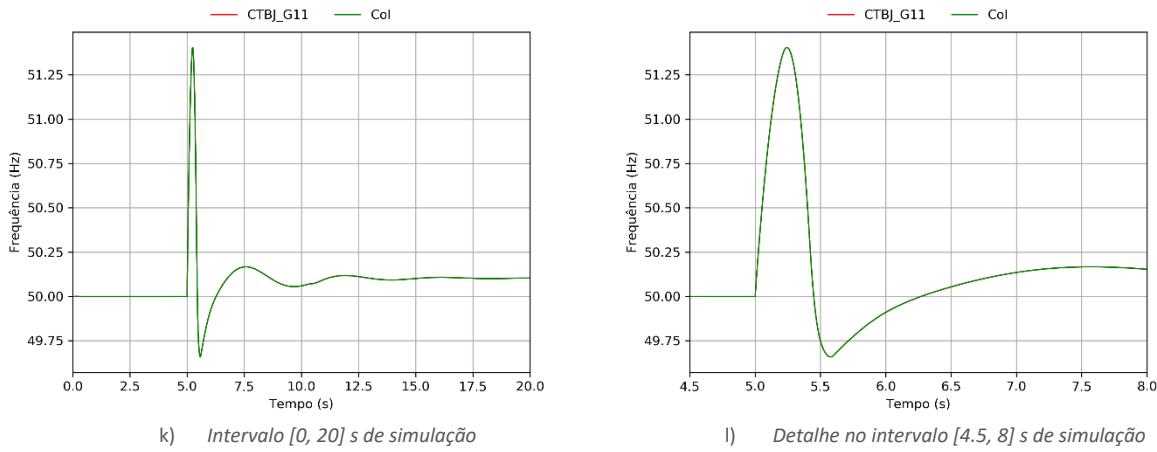


Figura 96. Velocidade dos geradores síncronos e frequência no centro de inércia: Caso 3, Cenário 6.

Na Figura 97 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa da CSFH, para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 6.

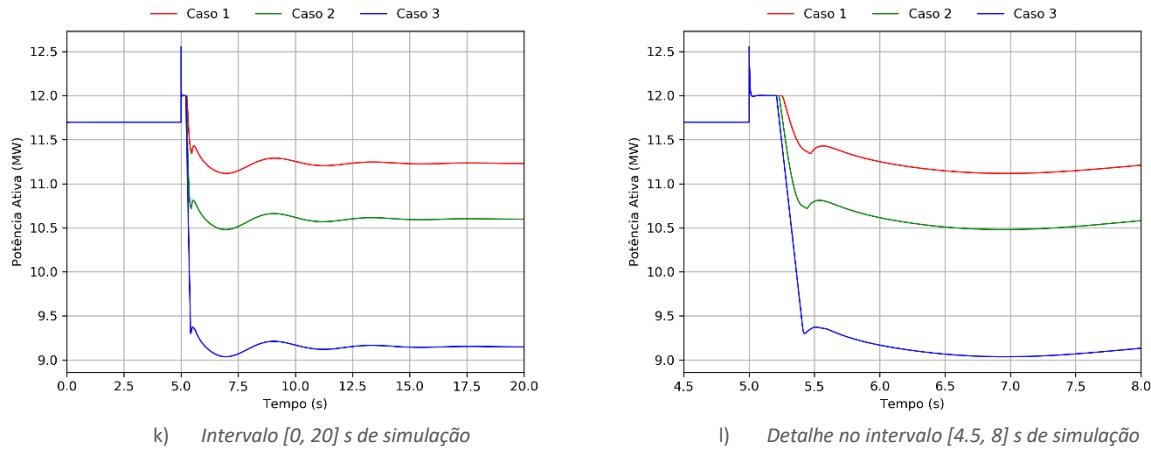


Figura 97. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 6.

Da Figura 98 à Figura 100 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa dos geradores síncronos em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro $PWGra$, relativamente ao cenário 6.

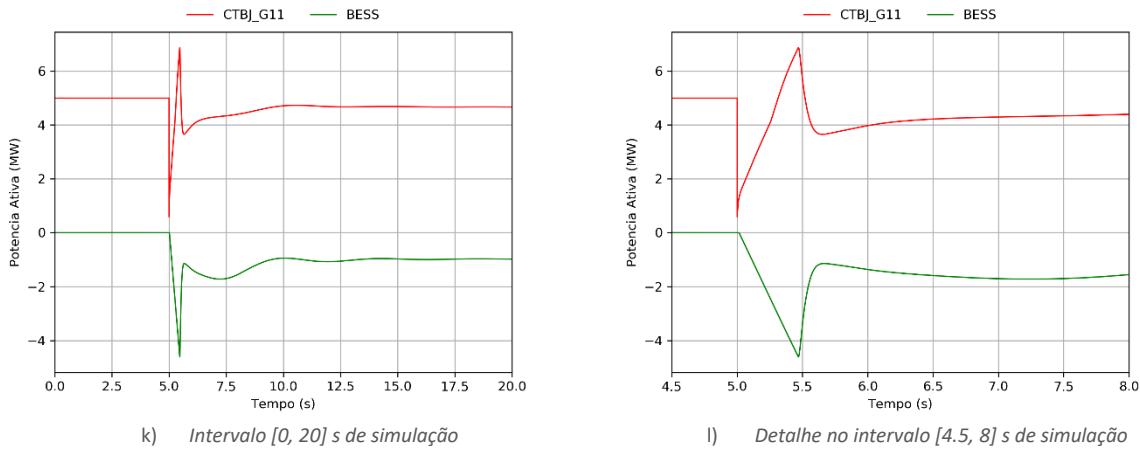


Figura 98. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 1, Cenário 6.

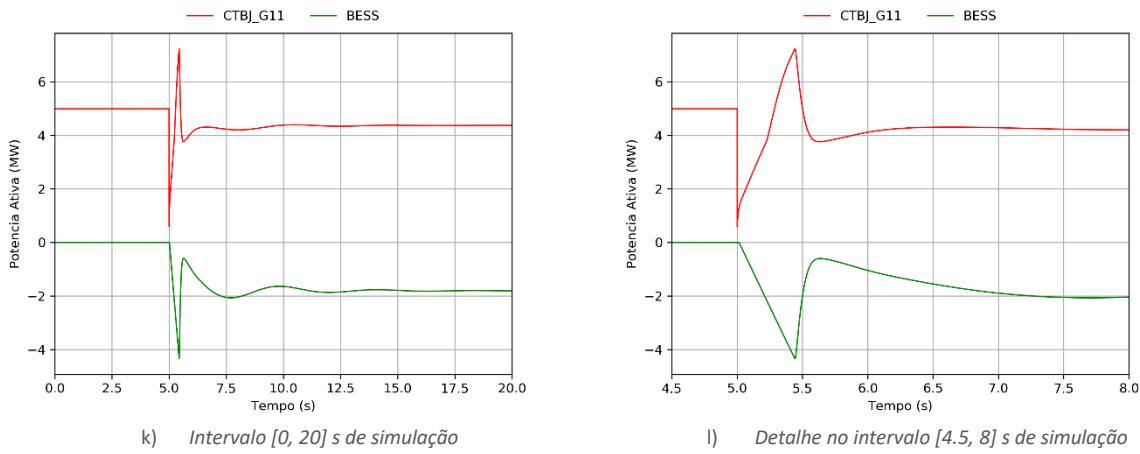


Figura 99. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 2, Cenário 6.

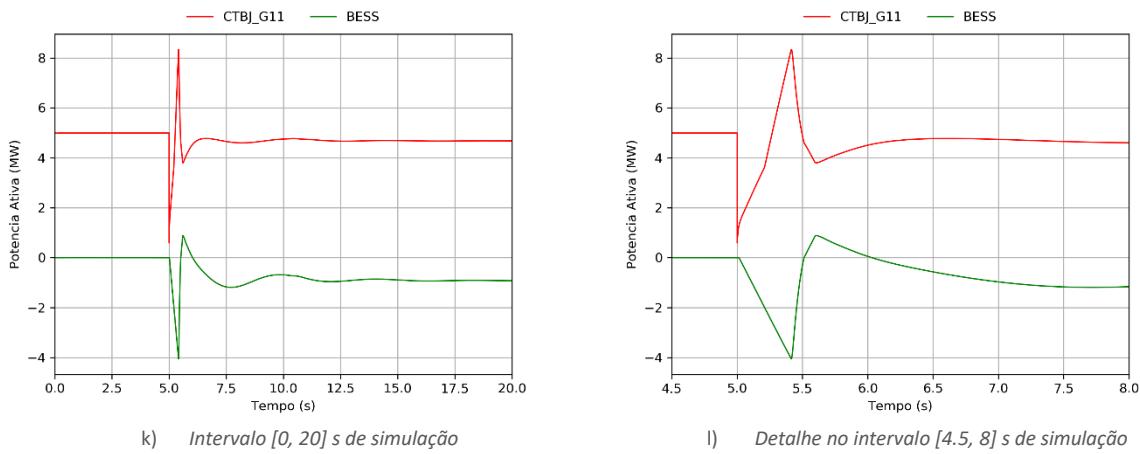


Figura 100. Resposta de potência ativa dos geradores síncrono e BESS: Caso 3, Cenário 6.

4.3.7 Análise aos resultados do modo de estatismo P(f)

Os resultados patentes da subsecção 4.3.1 à 4.3.6 permitem verificar que a CSFH é capaz de modular (diminuindo) a injeção de potência ativa após um evento de sobre-frequência na rede. Da análise de sensibilidade efetuada nos diversos cenários, verifica-se que o caso 3, que apresenta o valor mais elevado para o parâmetro *PWGra*, a capacidade de redução da potência injetada pela CSFH é maior. Esta maior capacidade de redução da potência ativa injetada permite reduzir o esforço de regulação que é exigido quer ao gerador síncrono da CTBJ quer ao sistema de reserva rápida (BESS), permitindo assim uma pequena redução do Zénite da frequência do centro de inércia da rede da ilha da Terceira. Desta forma sugere-se a utilização de um valor próximo dos 40% no parâmetro *PWGra* a utilizar nos conversores da CSFH.

Verifica-se ainda que o desvio da velocidade do gerador da rede da Terceira é ligeiramente mais severo no cenário 6. Isto verifica-se pelo facto deste cenário apresentar uma condição de operação mais exigente.

5 Conclusões

O trabalho de consultoria técnica documentado no presente relatório teve como objetivo avaliar o impacto da integração de uma central solar fotovoltaica híbrida, com potência instalada de 12 MW, no sistema eletroprodutor da ilha da Terceira. Foram realizados dois estudos distintos:

- Análise em regime estacionário: avaliação da capacidade de injeção/consumo de potência reativa no ponto de interligação da CSFH à rede de distribuição e transporte da ilha da Terceira, perante quatro cenários distintos;
- Análise em comportamento dinâmico, tendo como objetivo avaliar o comportamento da CSFH relativamente à sua capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa, bem como da redução automática de potência ativa face a aumentos de frequência. Para tal foram consideradas as condições de funcionamento da referida central, bem como as características do restante sistema eletroprodutor da ilha e regras de despacho de forma a definir situações críticas do ponto de vista das condições de estabilidade da rede, as quais foram previamente validadas pela EDA, S.A.. Assim sendo, foram definidos seis cenários operacionais para os quais foi realizada uma análise comparativa das respetivas condições de estabilidade.

Os resultados das simulações permitem concluir que:

- Amplitude da capacidade de injeção/consumo de potência reativa no ponto de ligação da rede, está diretamente relacionado com as características da curva PQ de cada conversor que foi considerada e do cenário em causa, verificando-se que a infraestrutura elétrica de corrente alternada que constituiu a rede da CSFH não tem um impacto preponderante na modificação dessa curva no ponto de ligação em face da curva considerada aos terminais

de cada módulo conversor. Assim, é possível concluir que a utilização da curva PQ relativa aos módulos conversores a instalar permite que a instalação disponibilize uma gama de ampla de modulação de potência reativa no seu ponto de interligação;

- A central deve dispor de capacidade de redução automática da potência ativa injetada perante situações de sobre-frequência, recomendando-se a utilização de um valor do parâmetro *PWGra* na ordem dos 40% neste modo de operação para permitir não só reduzir o valor do Zénite de frequência, como reduzir o esforço de regulação sobre os geradores síncronos e sistema de reserva rápida;
- A central deve dispor de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de injeção de corrente reativa durante o defeito. No entanto, não foram identificados benefícios técnicos claros resultantes da maximização da injeção de corrente reativa durante o defeito, pelo que se recomenda a utilização de um valor intermédio de 0.5 para parâmetro *FRTArGraNom*.

6 Referências

- [1] P. 3. Model Library, “Power System Simulator for Engineering (PSS®E). Siemens Power Technologies International (PTI),” September 2020.
- [2] SMA, “Description of the model of the SMA Sunny Central solar (and storage) inverters for power flow and stability studies in PSS®E,” 2022.

7 Apêndice

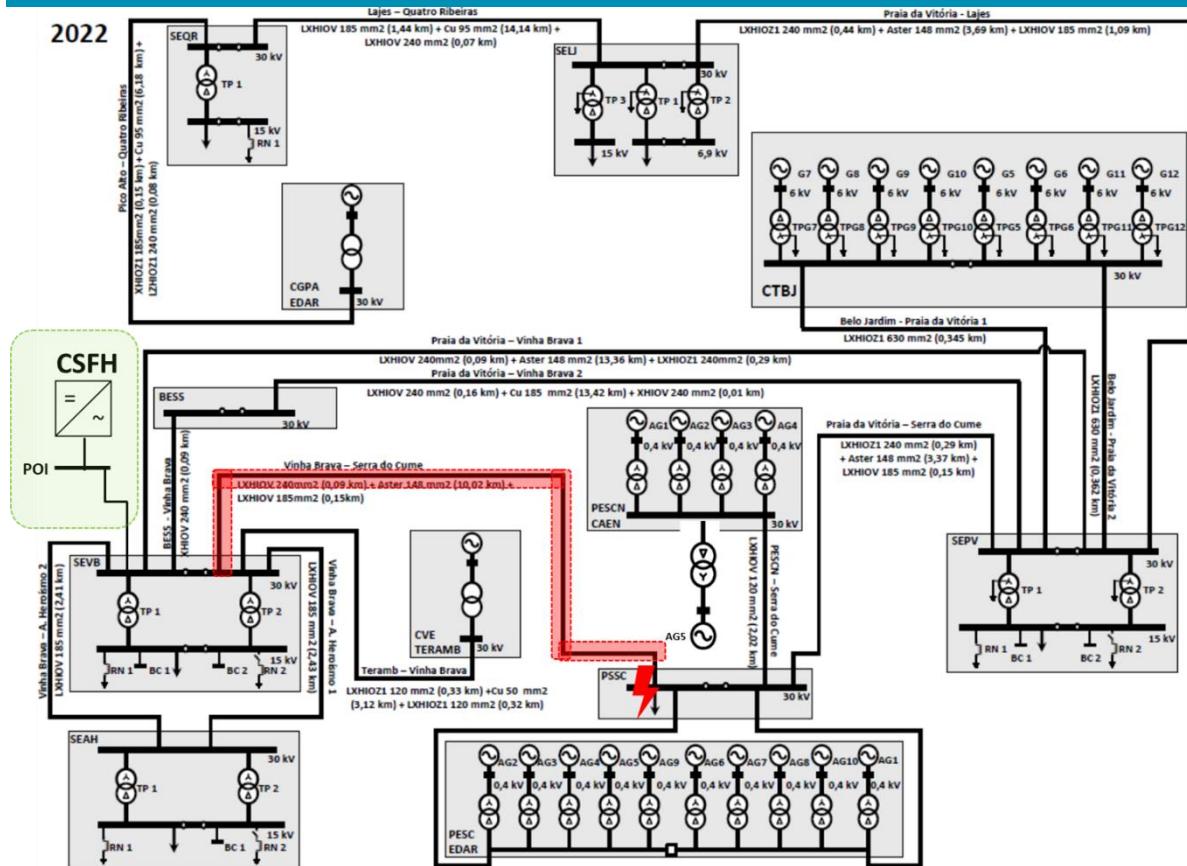


Figura 101. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha da Terceira.