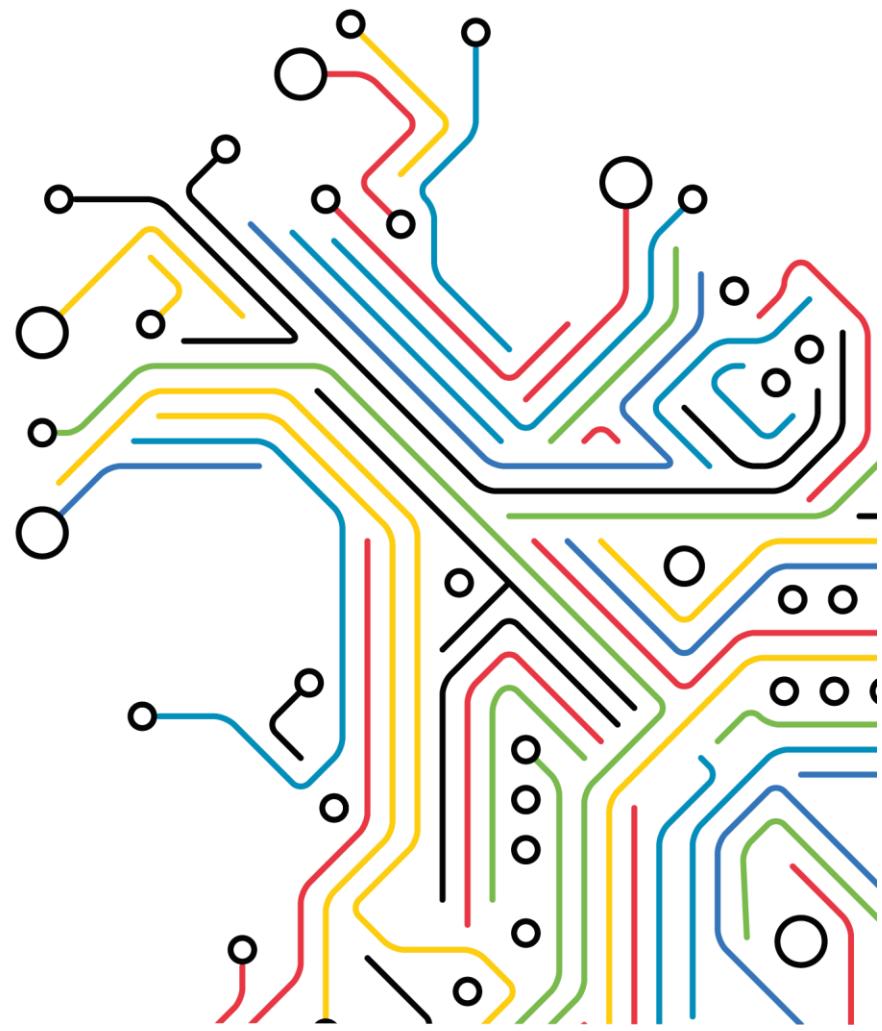


# Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 2 MW na ilha de Santa Maria – Configuração A

Julho 2023







## Controlo Documental

### Identificação Documento

<b>Nome Projeto</b>	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 2 MW na ilha de Santa Maria – Configuração A
<b>Ordem Interna</b>	PP2022-336
<b>Título Documento</b>	Estudo de integração de uma central solar fotovoltaica híbrida de 2 MW na ilha de Santa Maria – Configuração A
<b>Título Ficheiro</b>	PV_Santa_Maria_A_FA_2023_VF.pdf

### Controlo Versões

<b>Edição</b>	<b>Revisão</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>	<b>Revisor</b>
0.1	0	18/07/2023	Versão preliminar 1	Manuel Castro
0.2	1	19/07/2023	Revisão 1	Carlos Moreira
1	2	20/07/2023	Versão final	Manuel Castro

### Responsável pelo Documento

<b>Nome</b>	<b>Contacto</b>
Manuel Castro	manuel.v.castro@inesctec.pt
Carlos Moreira	carlos.moreira@inesctec.pt
João Peças Lopes	joao.p.lopes@inesctec.pt



## Índice

1	Introdução .....	8
1.1	Contexto e Objetivos .....	8
1.2	Estrutura do Documento .....	8
2	Descrição da Central Solar Fotovoltaica Híbrida .....	9
2.1	Rede Interna .....	9
2.2	Breve Caracterização do Modelo de Simulação do Conversor Solar e do SAE .....	11
3	Análise em Regime Estacionário .....	14
3.1	Descrição .....	14
3.2	Resultados .....	16
4	Análise em Regime Dinâmico .....	22
4.1	Cenários de operação .....	22
4.2	Análise da Capacidade de Sobrevivência a Cava de Tensão .....	25
4.3	Análise da Capacidade de Redução Automática de Potência Ativa Face ao Aumento de Frequência .....	42
5	Conclusões .....	54
6	Referências .....	55
7	Apêndice .....	56

## Índice de Figuras

Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha de Santa Maria no Pol.....	10
Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].....	12
Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2] .....	13
Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo $P(f)$ [2]..	14
Figura 5. Curva característica P/Q dos conversores a instalar na CSFH.....	15
Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no Pol.....	17
Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no Pol.....	19
Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no Pol.....	20
Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no Pol.....	22
Figura 10. Diagrama de carga típico fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).....	24
Figura 11. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 1</b> .....	26
Figura 12. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 1</b> .....	26
Figura 13. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 1</b> .....	27
Figura 14. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 1</b> .....	27
Figura 15. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – <b>Cenário 1</b> .....	28
Figura 16. Tensão no ponto de ligação da CSFH – <b>Cenário 1</b> .....	29
Figura 17. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 2</b> .....	30
Figura 18. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 2</b> .....	30
Figura 19. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 2</b> .....	31
Figura 20. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 2</b> .....	31
Figura 21. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – <b>Cenário 2</b> .....	32
Figura 22. Tensão no ponto de ligação da CSFH – <b>Cenário 2</b> .....	33
Figura 23. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 3</b> .....	34
Figura 24. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 3</b> .....	34
Figura 25. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 3</b> .....	35
Figura 26. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 3</b> .....	35
Figura 27. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – <b>Cenário 3</b> .....	36
Figura 28. Tensão no ponto de ligação da CSFH – <b>Cenário 3</b> .....	37
Figura 29. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 4</b> .....	38
Figura 30. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – <b>Cenário 4</b> .....	38
Figura 31. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 4</b> .....	39
Figura 32. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – <b>Cenário 4</b> .....	39
Figura 33. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – <b>Cenário 4</b> .....	40
Figura 34. Tensão no ponto de ligação da CSFH – <b>Cenário 4</b> .....	41
Figura 35. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – <b>Cenário 1</b> .....	43
Figura 36. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – <b>Cenário 1</b> .....	43
Figura 37. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – <b>Cenário 1</b> .....	45

---

Figura 38. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – <b>Cenário 2</b> .....	46
Figura 39. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – <b>Cenário 2</b> .....	46
Figura 40. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – <b>Cenário 2</b> .....	48
Figura 41. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – <b>Cenário 3</b> .....	48
Figura 42. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – <b>Cenário 3</b> .....	49
Figura 43. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – <b>Cenário 3</b> .....	51
Figura 44. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – <b>Cenário 4</b> .....	51
Figura 45. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – <b>Cenário 4</b> .....	52
Figura 46. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – <b>Cenário 4</b> .....	54
Figura 47. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de Santa Maria e localização do curto-círcuito considerado.....	56



## Índice de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros elétricos do conversor solar da SMA do tipo Sunny Central 2660 UP(-US) (SMASC SC 2660 UP(-US)).....	9
Tabela 2. Parâmetros elétricos do SAE da SMA do tipo Sunny Central Storage 2660 UP(-US) (SMASC SC 2660 UP(-US)).....	9
Tabela 3. Tabela resumo dos condutores da rede da CSFH.....	10
Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados .....	11
Tabela 5. Características elétricas dos transformadores considerados .....	11
Tabela 6. Parametrização do modelo SMASC em modo FRT [2] .....	12
Tabela 7. Parametrização do modelo SMASC em modo de estatismo P(f) [2].....	13
Tabela 8. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.1.....	16
Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no Pol A .....	18
Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no Pol.....	20
Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no Pol.....	21
Tabela 12. Definição dos cenários de operação. .....	24

# 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 2 MW – configuração A, no sistema eletroprodutor da ilha de Santa Maria, 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 de Santa Maria 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/distribuição da ilha de Santa Maria;
- Análise em regime dinâmico, tendo como objetivo avaliar o comportamento da CSFH relativamente à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, 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 1 conversor solar da SMA do tipo *Sunny Central 2660 UP(-US)* com potência unitária de 2660 kW (*SMASC SC 2660 UP(-US)*), e 1 conversor associado ao sistema 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 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)	0
Qmax (Mvar)	1.596
Qmin (Mvar)	-1.596

Tabela 2. Parâmetros elétricos do 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 1 conversores solar e 1 conversor associado ao SAE. Estes conversores são depois ligados à rede de média tensão (MT) de 10 kV através de transformadores elevadores individuais de 0.6/10 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). O ponto designado para a ligação desta instalação constitui uma nova subestação/barramento novo a ser construído e que se liga à rede de transporte e distribuição na Subestação da Central Térmica do Aeroporto (SEAR) através de um cabo subterrâneo de 0.5 km (CBL-UTL).

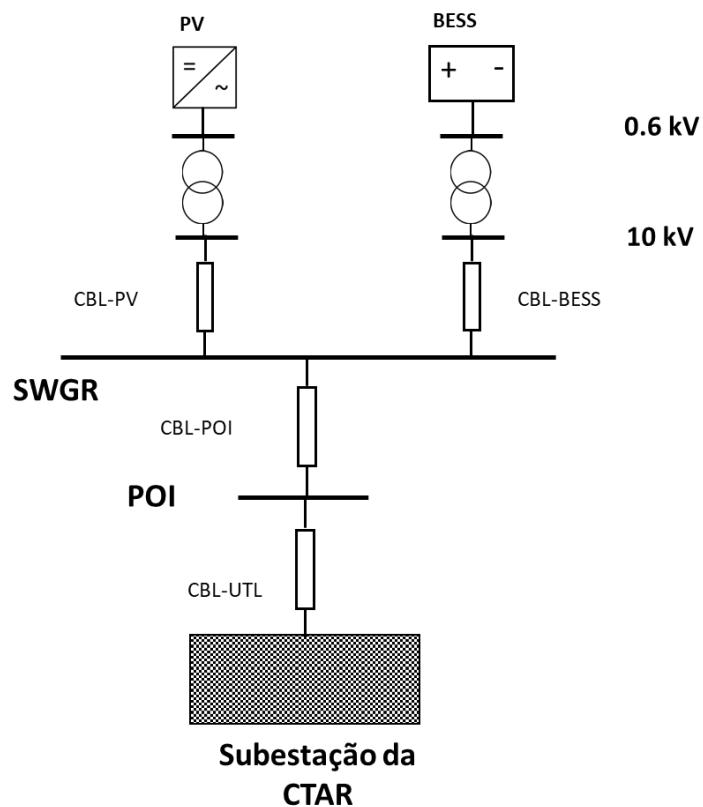


Figura 1. Esquema da rede elétrica da CSFH, ligada à rede de distribuição e transporte da ilha de Santa Maria no POI.

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 SEAR. 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-PV	150	XHIOV 3x70 6/10kV <sup>1</sup>
CBL-BESS	150	
CBL-POI	50	XHIOV 3x120 6/10kV <sup>2</sup>
CBL-UTL	500	

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

<sup>1</sup> Nexans – 6.35/11 (12) kV, Three core armoured copper conductors, 70 mm<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Nexans – 6.35/11 (12) kV, Three core armoured copper conductors, 120 mm<sup>2</sup>

Tabela 4. Características elétricas dos condutores considerados

Condutor	R ( $\Omega/\text{km}$ )	X ( $\Omega/\text{km}$ )	B ( $\text{S}/\text{km}$ )
XHIOV 3x70 6/10kV	0.342	0.110	$9.079 \times 10^{-5}$
XHIOV 3x120 6/10kV	0.196	0.101	$1.109 \times 10^{-4}$

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_PV	10/0.6	2.66	8.5
TF_BESS	10/0.6	2.66	8.5

## 2.2 Breve Caracterização do Modelo de Simulação do Conversor Solar e do 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 o conversor solar o modelo adotado é do tipo SC 2660 UP(-US) e para o conversor do 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.

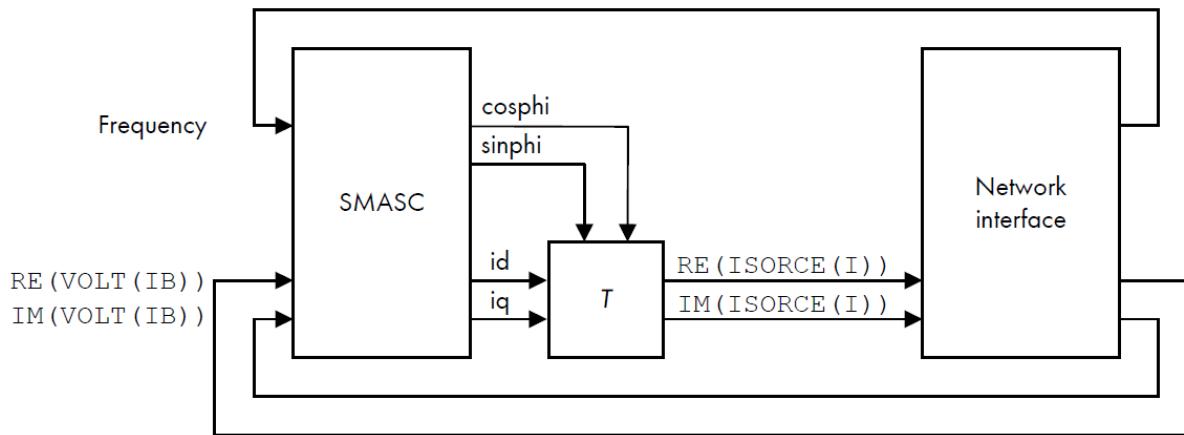


Figura 2. Diagrama de blocos geral do modelo dinâmico dos conversores [2].

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

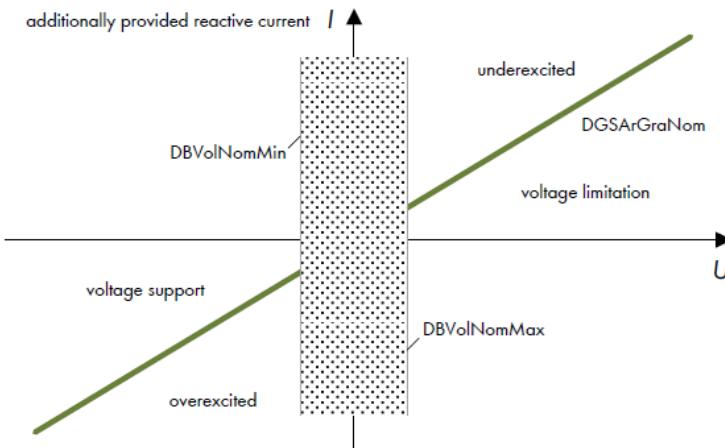


Figura 3. Ilustração da curva de injeção de corrente reativa em função da tensão do modelo SMASC em modo FRT completo [2].

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
<i>WCtHzMod</i>	Modo de estatismo P(f)	0: desativado 1: ativado	1 (para a análise de redução de potência)
<i>PHzStr (Hz)</i>	Offset frequência da rede para início redução de potência (Hz)	0 a 5	0.5
<i>PHzStop (Hz)</i>	Offset frequência da rede para reinício potência (Hz)	-5 a 5	-1
<i>PWGra (%/Hz)</i>	Gradiente de redução de potência	0 a 100	Variável de acordo com o caso de estudo

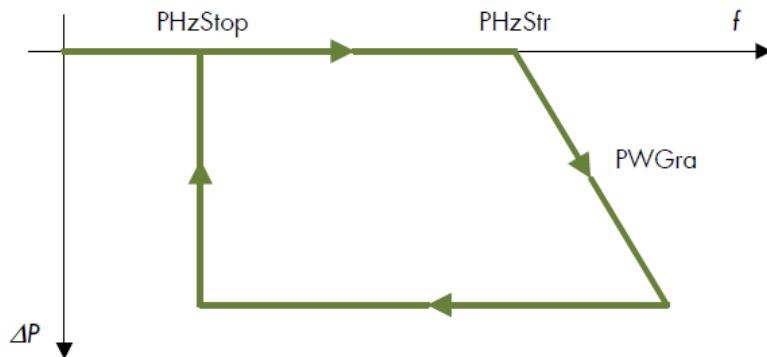


Figura 4. Curva de redução de potência ativa em função da frequência no modo de estatismo  $P(f)$  [2].

## 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 de Santa Maria, em diferentes cenários e condições de operação.

Os estudos levados a cabo tiveram em consideração a curva PQ do conversor solar da SMA do tipo SMA Sunny Central UP(-US) 2660 (SMASC 2660 UP(-US)) e conversor acoplado ao 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 do conversor solar e do conversor de acoplamento do 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 numa nova subestação/barramento coletor, localizado a cerca de 0.5 km da SEAR e que se designou como o Pol. Tal como anteriormente esquematizado na Figura 1, a CSFH engloba um conjunto de 1 conversor solar e 1 conversor associado ao SAE.

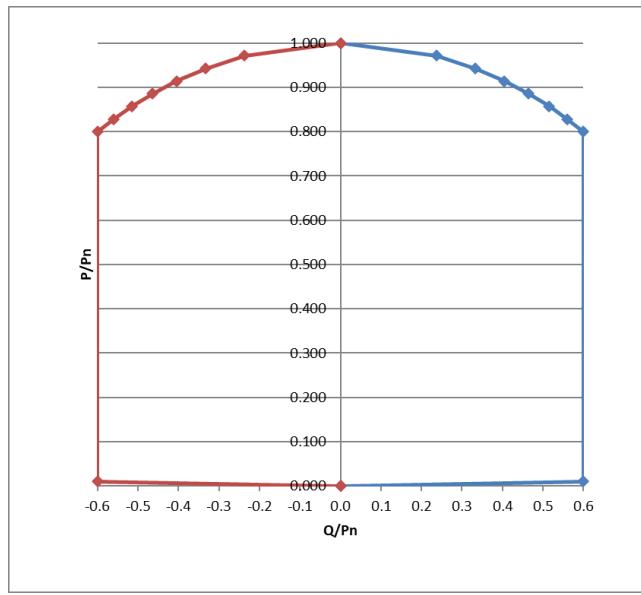


Figura 5. Curva característica  $P/Q$  dos conversores a instalar na CSFH.

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** – Conversor solar em operação e conversor do SAE desligado;
- **Cenário A.2** – Conversor solar desligado e conversor do SAE em operação;
- **Cenário B.1** – Conversor solar em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima importação de potência reativa, podendo o conversor do SAE operar em toda a extensão de potência ativa;
- **Cenário B.2** – Conversor solar em operação à potência ativa máxima conjugada com a máxima exportação de potência reativa, podendo o conversor do 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 do conversor do 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 do conversor solar, por exemplo em regime noturno, estando o SAE carregado e disponível para injetar potência na rede. Por seu turno, os cenários B.1 e B.2 representam a operação do conversor solar em situações limite de máxima potência ativa e máxima exportação/importação de potência reativa, conjugada com toda a gama de operação do conversor do SAE. Desta forma, pretende-se representar situações limite de conjugação de operação do conversor solar e do conversor do 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 do conversor solar e do conversor associado ao SAE, pretendendo-se garantir que as mesmas se encontram no intervalo [0.9; 1.1 p.u].

## 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 de Santa Maria, 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 2 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 conversor e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa ( $P_0$  e  $Q_0$ ) correspondem ao conversor solar em operação no cenário A.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 2 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.

*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	0.002
0.010	0.600	0.011	0.689
0.800	0.600	0.956	0.635
0.829	0.560	0.991	0.587
0.857	0.515	1.024	0.533
0.886	0.464	1.058	0.471
0.914	0.405	1.093	0.400
0.943	0.333	1.127	0.313
0.971	0.237	1.161	0.197
1.000	0.000	1.195	-0.091
1.000	0.000	1.195	-0.091
0.971	-0.237	1.161	-0.379
0.943	-0.333	1.127	-0.495

0.914	-0.405	1.093	-0.583
0.886	-0.464	1.058	-0.654
0.857	-0.515	1.024	-0.716
0.829	-0.560	0.990	-0.770
0.800	-0.600	0.956	-0.819
0.010	-0.600	0.011	-0.753
0.000	0.000	0.000	0.002

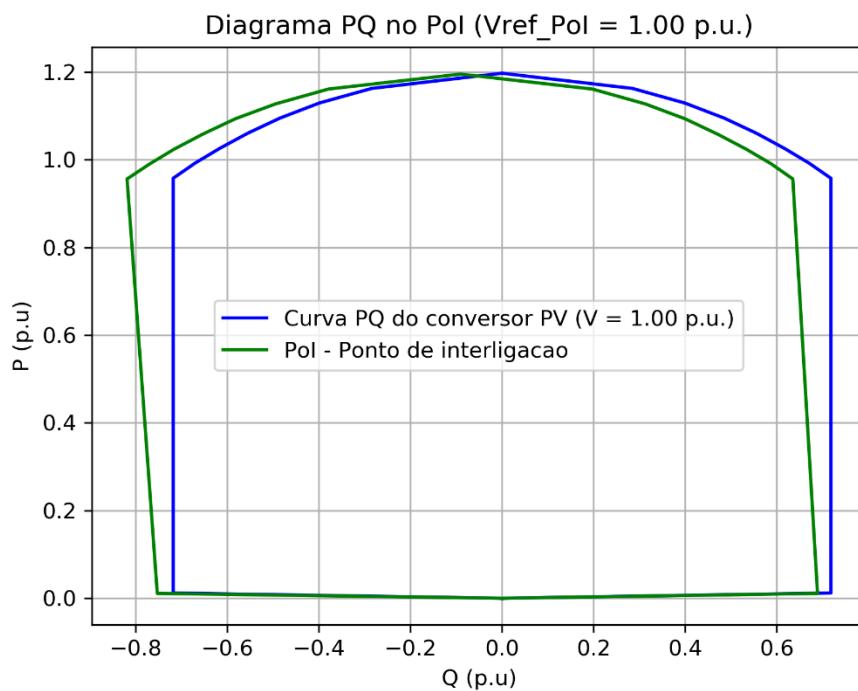


Figura 6. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.1 no Pol

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 do conversor solar (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

### 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 conversor e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa do conversor ( $P_0$  e  $Q_0$ ) correspondem ao conversor de acoplamento do SAE em operação no cenário A.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 2 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.

Tabela 9. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no Pol A

<b><math>P_0</math></b>	<b><math>Q_0</math></b>	<b><math>P_{PL}</math></b>	<b><math>Q_{PL}</math></b>
0.000	0.000	0.000	0.002
0.010	0.600	0.011	0.689
0.800	0.600	0.956	0.635
0.829	0.560	0.991	0.587
0.857	0.515	1.024	0.533
0.886	0.464	1.058	0.471
0.914	0.405	1.093	0.400
0.943	0.333	1.127	0.313
0.971	0.237	1.161	0.197
1.000	0.000	1.195	-0.091
1.000	0.000	1.195	-0.091
0.971	-0.237	1.161	-0.379
0.943	-0.333	1.127	-0.495
0.914	-0.405	1.093	-0.583
0.886	-0.464	1.058	-0.654
0.857	-0.515	1.024	-0.716
0.829	-0.560	0.990	-0.770
0.800	-0.600	0.956	-0.819
0.010	-0.600	0.011	-0.753
0.000	0.000	0.000	0.002

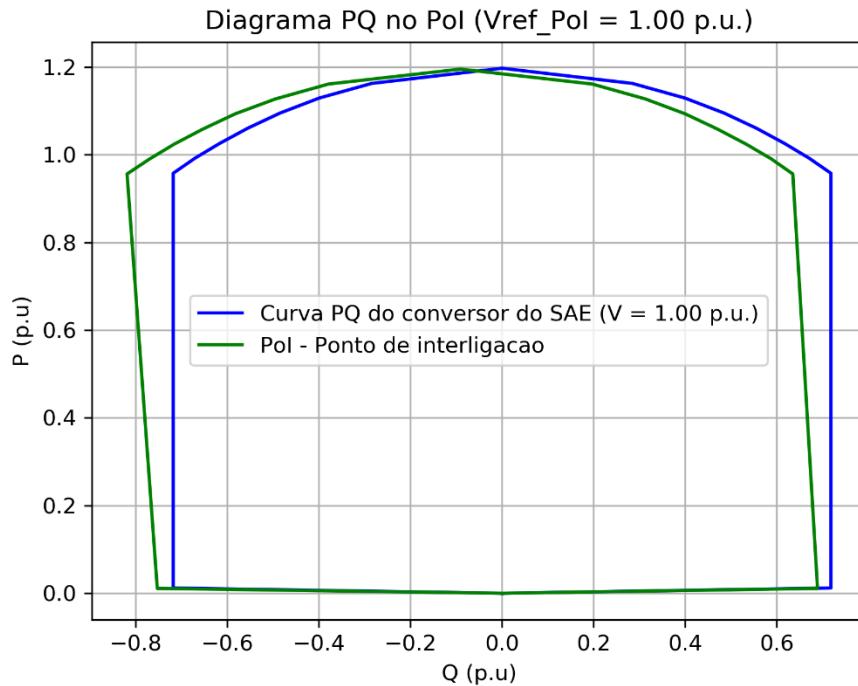


Figura 7. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário A.2 no Pol

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 do conversor de acoplamento do SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

### 3.2.3 Cenário B.1

No cenário B.1, o ponto de operação do conversor solar foi fixado considerando a sua operação perto da sua potência ativa máxima (2.5 MW) e a operar na máxima importação possível de potência reativa (ver Figura 5).

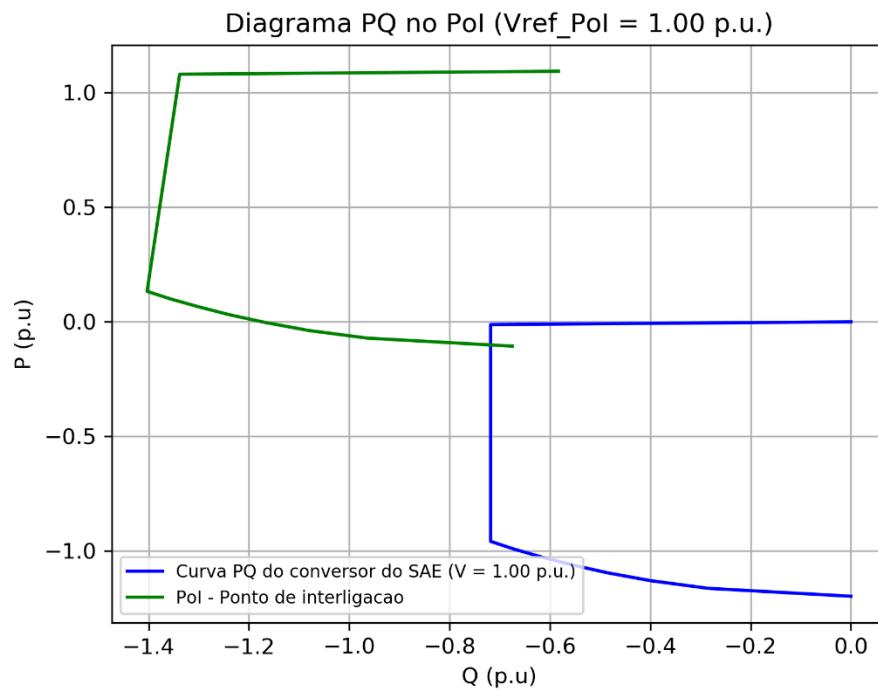
Neste cenário, a amplitude da área de operação do mapa PQ no ponto de ligação é particularmente relevante de ser estudada considerando o carregamento do SAE em toda a gama de potência ativa do conversor e explorando o impacto da importação de potência reativa por parte do mesmo. Desta forma, os resultados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

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa do conversor ( $P_0$  e  $Q_0$ ) correspondem ao conversor de acoplamento do SAE em operação no cenário B.1 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 2 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.

*Tabela 10. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no Pol*

$P_0$	$Q_0$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
-1.250	0.000	-0.106	-0.675
-1.214	-0.237	-0.071	-0.964
-1.179	-0.333	-0.038	-1.080
-1.143	-0.405	-0.003	-1.167
-1.108	-0.464	0.031	-1.239
-1.071	-0.515	0.066	-1.301
-1.036	-0.560	0.099	-1.355
-1.000	-0.600	0.133	-1.403
-0.013	-0.600	1.080	-1.338
0.000	0.000	1.093	-0.583



*Figura 8. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.1 no Pol*

Os resultados permitem concluir que no cenário em que o conversor solar opera em situações limite de máxima potência ativa e máxima importação de potência reativa, o conversor do SAE é capaz de conferir no Pol uma gama alargada de importação de potência reativa, sem conduzir à

necessidade de ajuste da curva PQ do conversor de acoplamento do SAE (tensões em todos os barramentos dentro do intervalo [0.9;1.1] p.u.).

### 3.2.4 Cenário B.2

No cenário B.2, o ponto de operação do conversor solar foi fixado considerando a sua operação perto da sua potência ativa máxima (2.5 MW) e a operar na máxima exportação possível 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 do SAE em toda a gama de potência ativa do conversor e explorando o impacto da exportação de potência reativa por parte do mesmo. Desta forma, os resultados apresentados para o cenário B.2 contemplam apenas os pontos de operação referentes à exportação de reativa por parte do conversor de acoplamento do 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 conversor e no ponto de ligação à rede.

Os valores apresentados para a gama de operação de potência ativa vs. potência reativa do conversor ( $P_0$  e  $Q_0$ ) correspondem ao conversor de acoplamento do SAE em operação no cenário B.2 e consideram como base a potência ativa nominal máxima licenciada para a CSFH, 2 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.

*Tabela 11. Resultados referentes à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no Pol*

$P_0$	$Q_0$	$P_{PL}$	$Q_{PL}$
-1.000	0.000	1.093	0.400
-0.971	0.237	1.080	1.088
-0.943	0.333	0.134	1.033
-0.914	0.405	0.099	0.985
-0.886	0.464	0.066	0.931
-0.857	0.515	0.032	0.869
-0.829	0.560	-0.003	0.798
-0.800	0.600	-0.037	0.711
-0.010	0.600	-0.071	0.595
0.000	0.000	-0.105	0.307

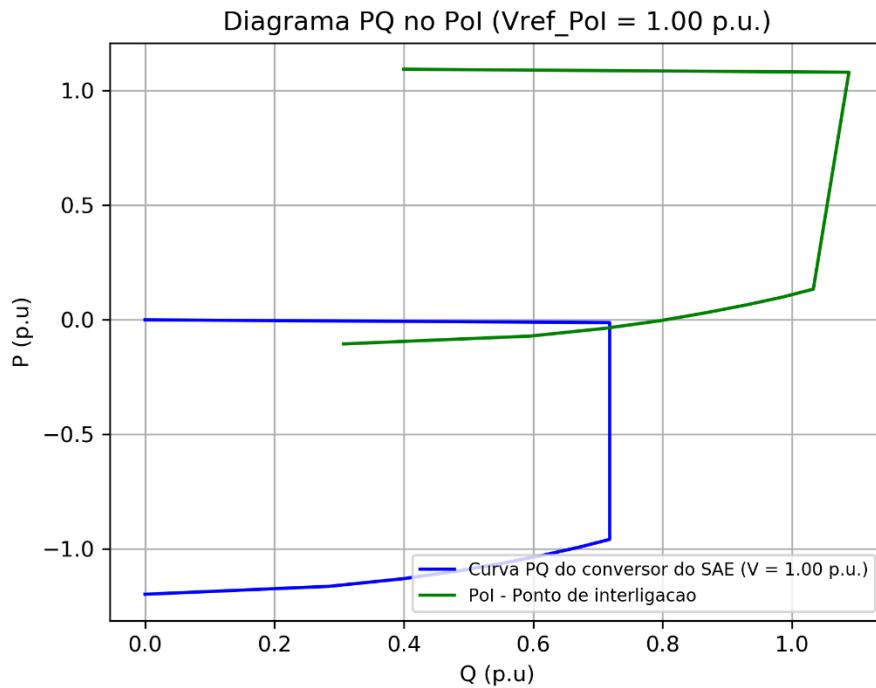


Figura 9. Curva PQ referente à análise em regime estacionário – Cenário B.2 no Pol

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

## 4 Análise em Regime Dinâmico

Na presente secção são apresentados os resultados da análise do comportamento dinâmico do sistema eletroprodutor da ilha de Santa Maria 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 de Santa Maria, foram identificados, em

coordenação com o operador local, quatro 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 – Considera-se uma carga de 3.3 MW, num horário de produção solar máxima, no período de Outono e num dia típico de semana. A CSFH encontra-se a injetar 0.5 MW, em resultado do conversor solar injetar a sua potência máxima (2 MW) e o SAE absorver 1.5 MW. Para além disso, considera-se que produção eólica é de 1.2 MW e a restante produção fotovoltaica é máxima e corresponde a uma injeção de 1 MW na rede.
- Cenário 2 – Considera-se uma carga de 3.7 MW e produção solar nula, no período de Outono, num dia típico de semana, estando a CSFH a injetar 1.5 MW, provenientes apenas do SAE. Para além disso, considera-se uma elevada produção eólica, totalizando uma injeção de 1.6 MW na rede.
- Cenário 3 – Considera-se uma carga de 3.0 MW, num horário de produção solar máxima, no período de Outono, ao domingo. A CSFH encontra-se a injetar 2 MW, em resultado do conversor solar injetar a sua potência máxima (2 MW) e o SAE absorver 0.6 MW. Para além disso, considera-se ainda que a produção eólica é nula e a restante produção solar é máxima (1 MW).
- Cenário 4 – Considera-se uma carga de 3.3 MW e produção solar elevada, no período de Outono, num dia de semana, estando a CSFH a injetar 2.2 MW, sendo que 1 MW é proveniente da componente solar, sendo os restantes 1.2 MW provenientes do SAE. Para além disso, considera-se que a produção eólica é nula e restante produção fotovoltaica é de 0.5 MW.

Os cenários definidos para este estudo contemplam a integração da CSFH de 2 MW, a ampliação do Parque Eólico do Figueiral (PEFG) para 1.6 MW e da Central Fotovoltaica do Aeroporto (CFAR) para 1 MW. Considera-se que, neste estudo, a ampliação do PEFG será baseada em aerogeradores tecnologicamente mais avançados, conferindo-lhe a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Considera-se ainda que o sistema de reserva rápida do operador de rede (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. A utilização do sistema de reserva rápida permite viabilizar igualmente a operação com um único grupo térmico, o G7, na Central Termoelétrica do Aeroporto (CTAR) e com regime de carga próximo do mínimo técnico.

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 Figura 10.

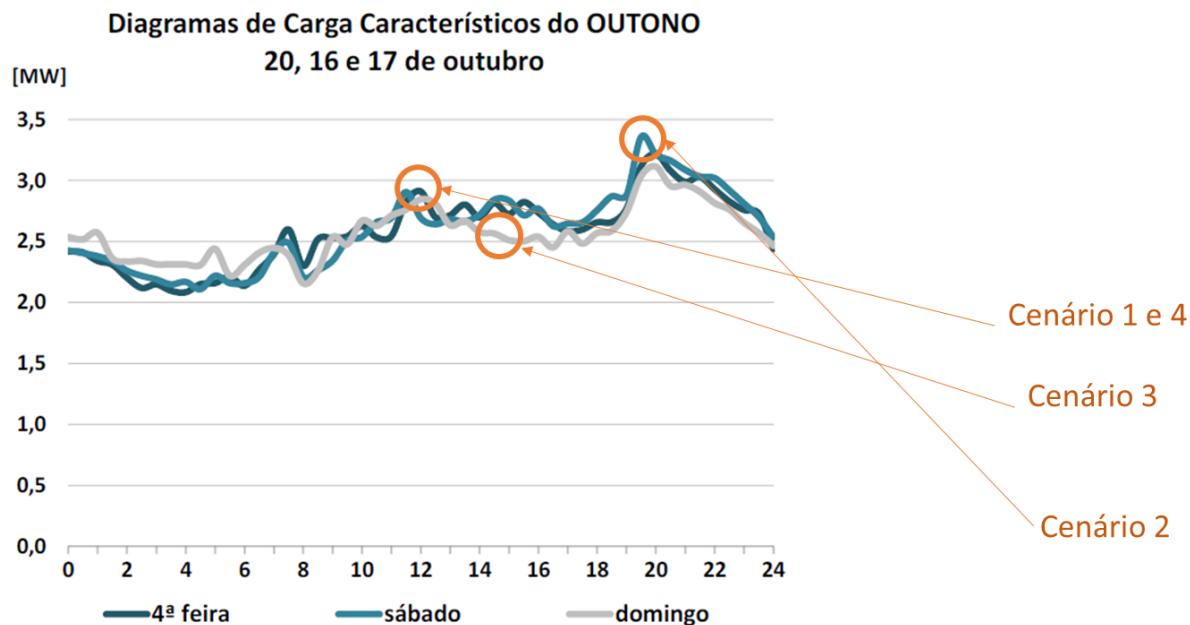


Figura 10. Diagrama de carga típico fornecidos pela EDA e pontos do diagrama escolhidos para a definição dos cenários (considerando um ligeiro aumento de carga).

O despacho da geração pelas diversas tecnologias de produção de energia e geradores disponíveis na rede elétrica da ilha de Santa Maria, para os cenários de estudo considerados, é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12. Definição dos cenários de operação.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Central				
Termoelétrica do Aeroporto (CTAR)	0.6 MW	0.6 MW	0.6 MW	0.6 MW
Parque Eólico do Figueiral (PEFG)	1.2 MW	1.6 MW	0 MW	0 MW
Central Fotovoltaica do Aeroporto (CFAE)	1 MW	0 MW	1 MW	0.5 MW
CSFH (PV/SAE)	0.5 (2/-1.5) MW	1.5 (0/1.5) MW	1.4 (2/-0.6) MW	2.2 (1/1.2) MW
Sistema de Reserva Rápida (BESS)	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Carga Total</b>	<b>3.3 MW</b>	<b>3.7 MW</b>	<b>3.0 MW</b>	<b>3.3 MW</b>

## 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 rede de 10 kV, mais especificamente na linha aérea que interliga as subestações da CTAR (SEAR) e da saída Aeroporto 3 (A3) (ver Figura 47 do Apêndice) e subsequente isolamento do defeito por saída de serviço da referida linha 100ms após o início do defeito. 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 0 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.

### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação

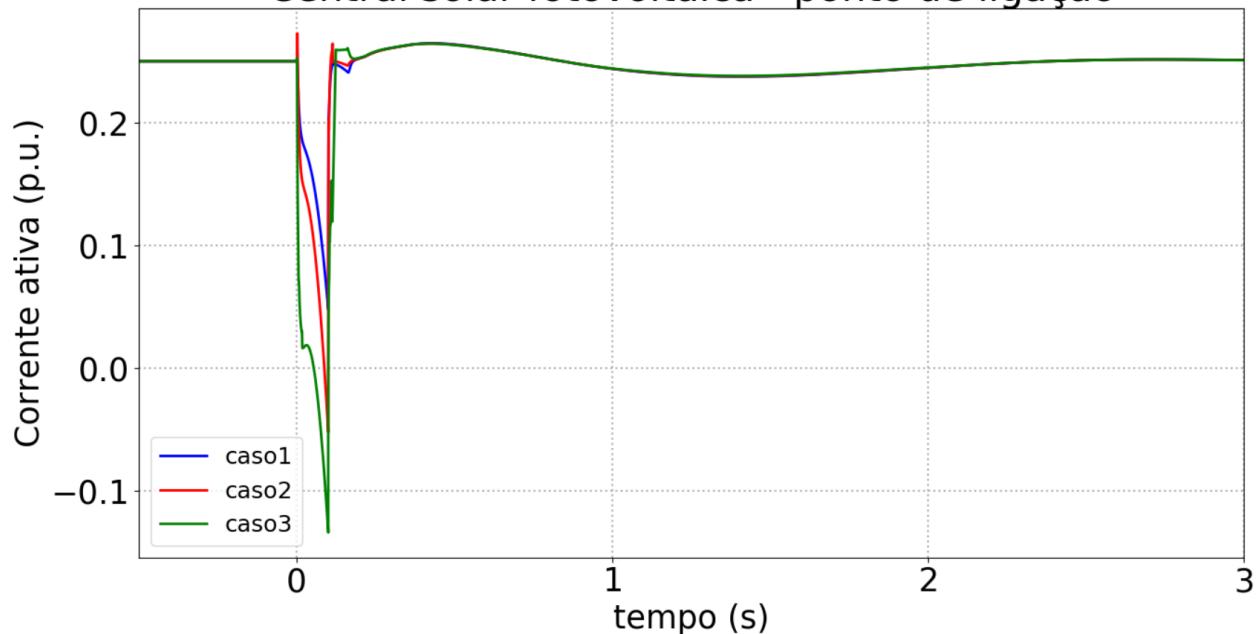


Figura 11. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação

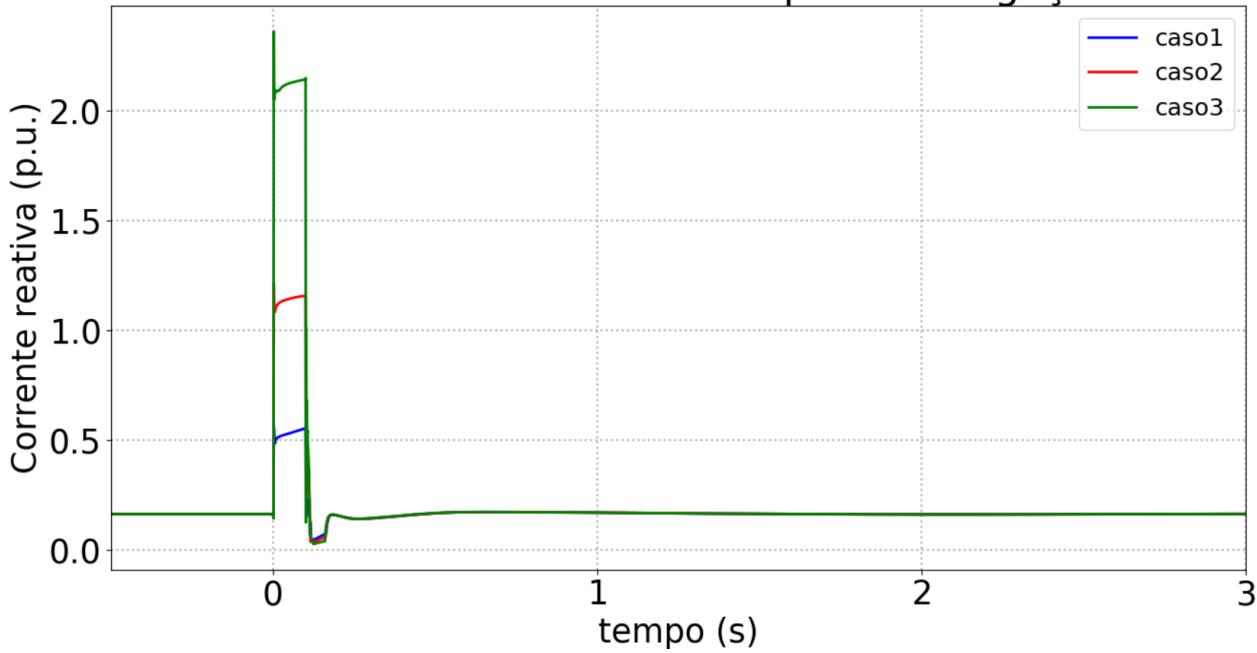


Figura 12. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 1.

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.

### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação

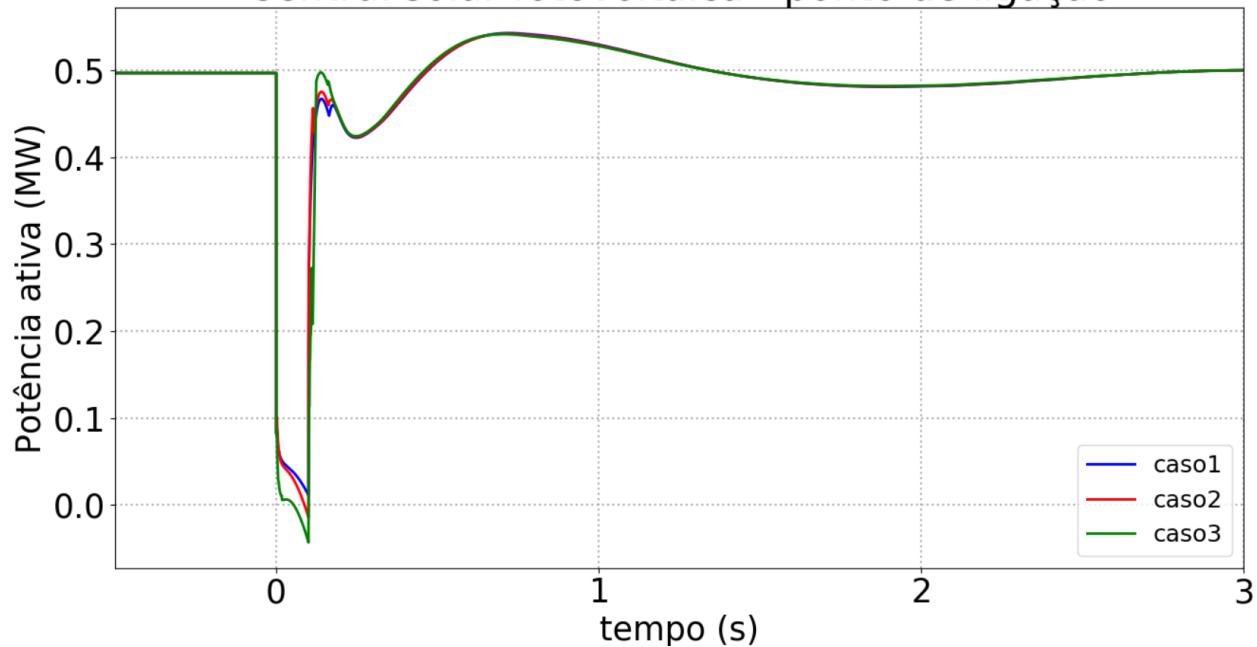


Figura 13. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 1.

### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação

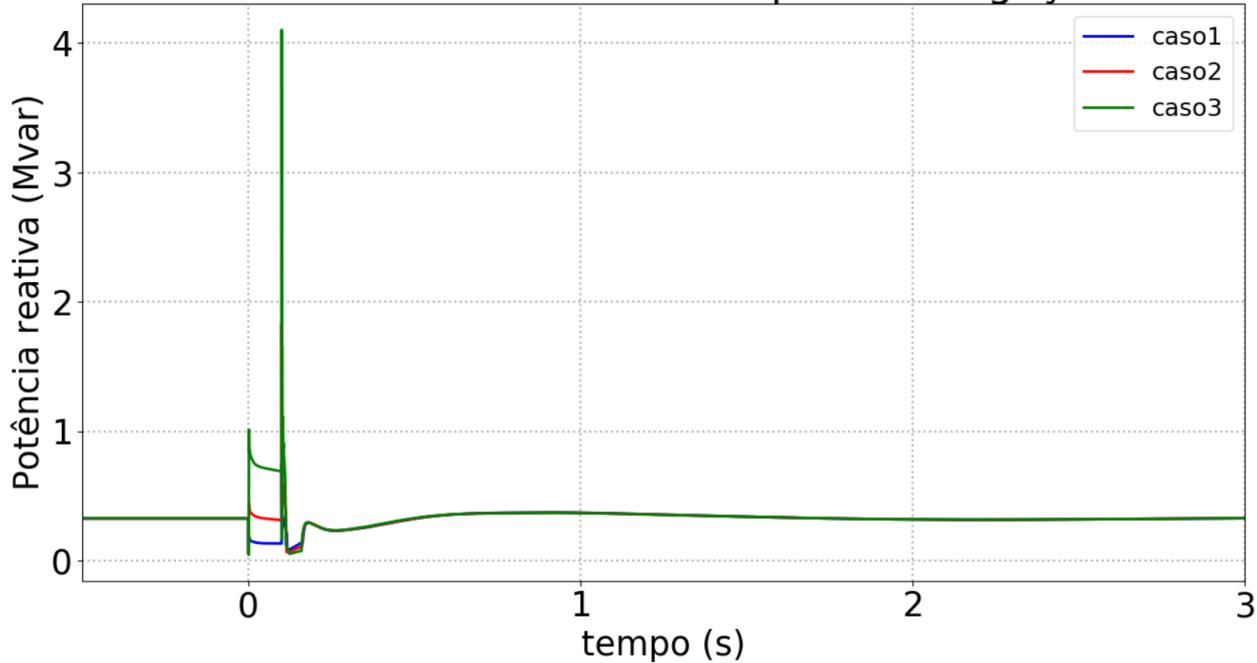


Figura 14. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 1

Na Figura 15 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono (G7) em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*,

relativamente ao cenário 1. Nesta figura, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos), para melhor se observar o comportamento da velocidade do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

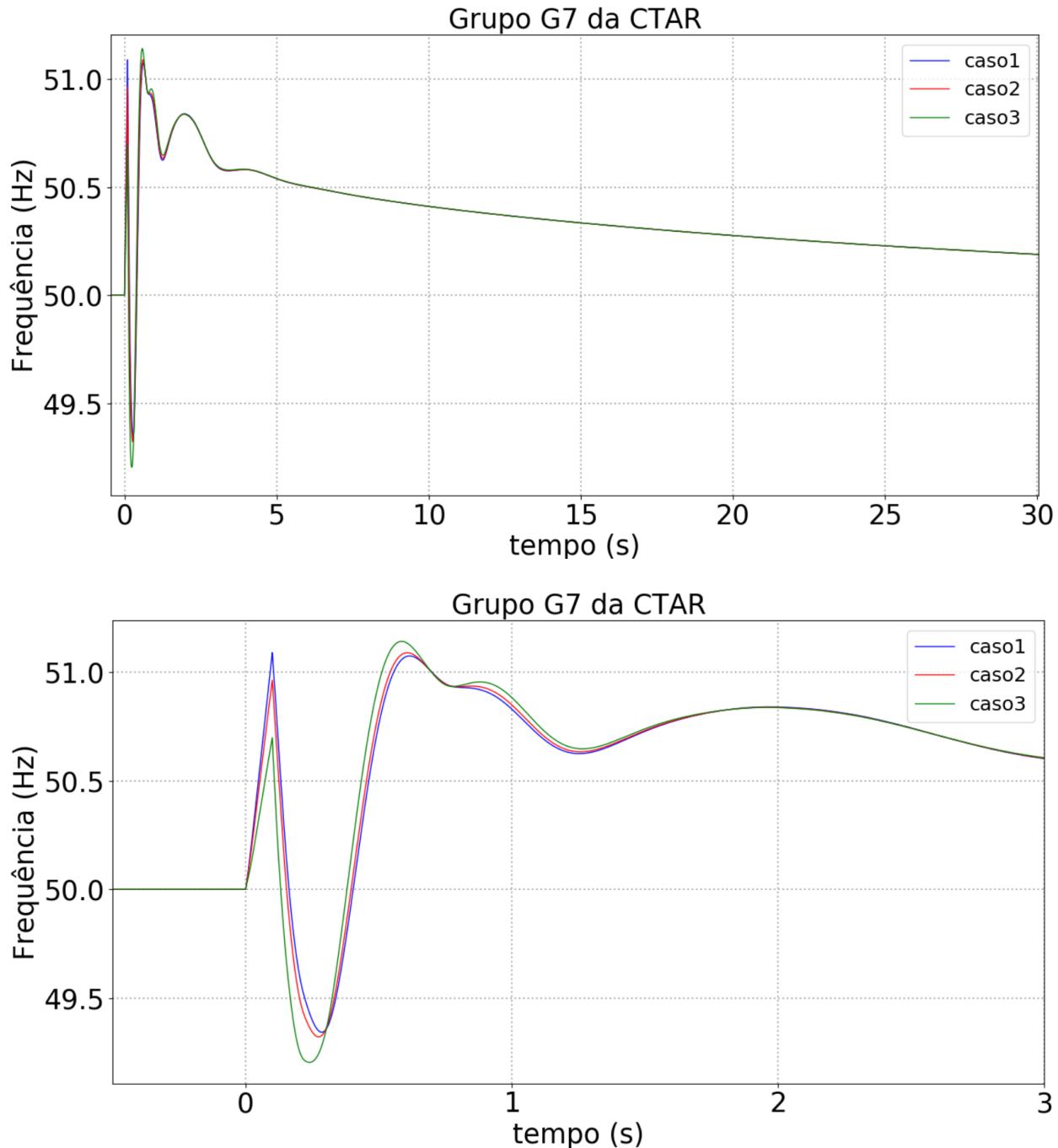


Figura 15. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 1.

Na Figura 16 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.

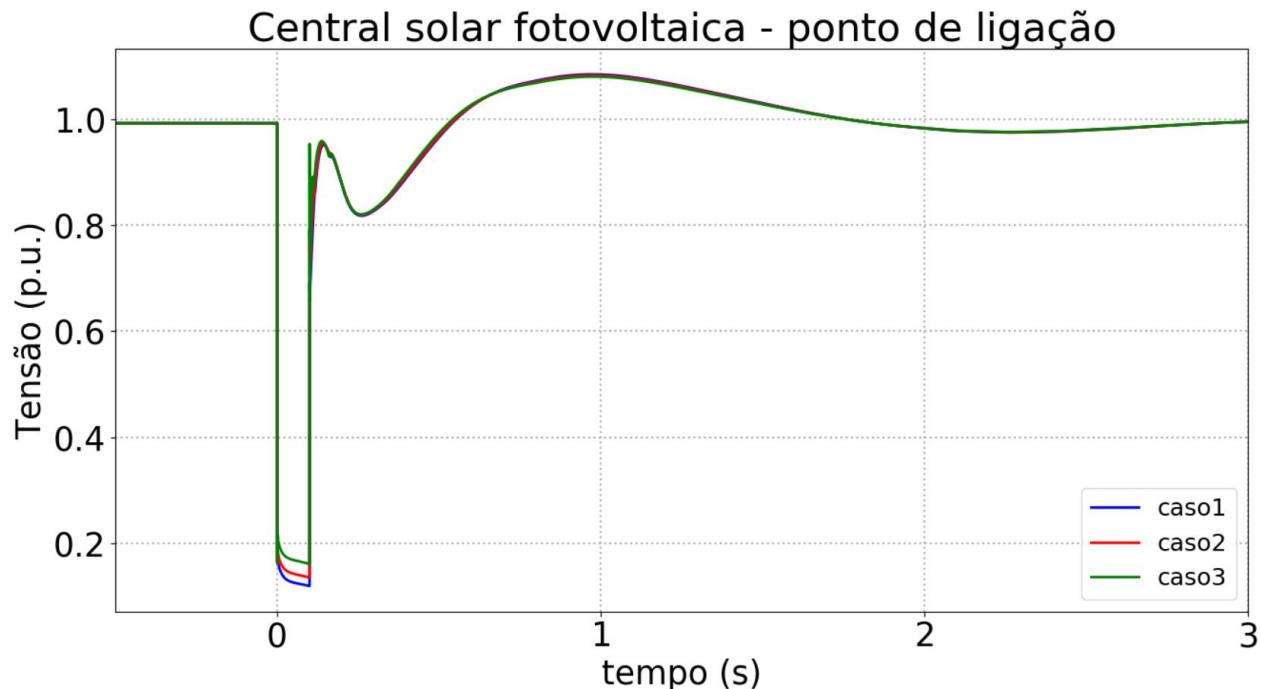


Figura 16. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 1.

#### 4.2.2 Resultados - Cenário 2

A Figura 17 e a Figura 18 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.

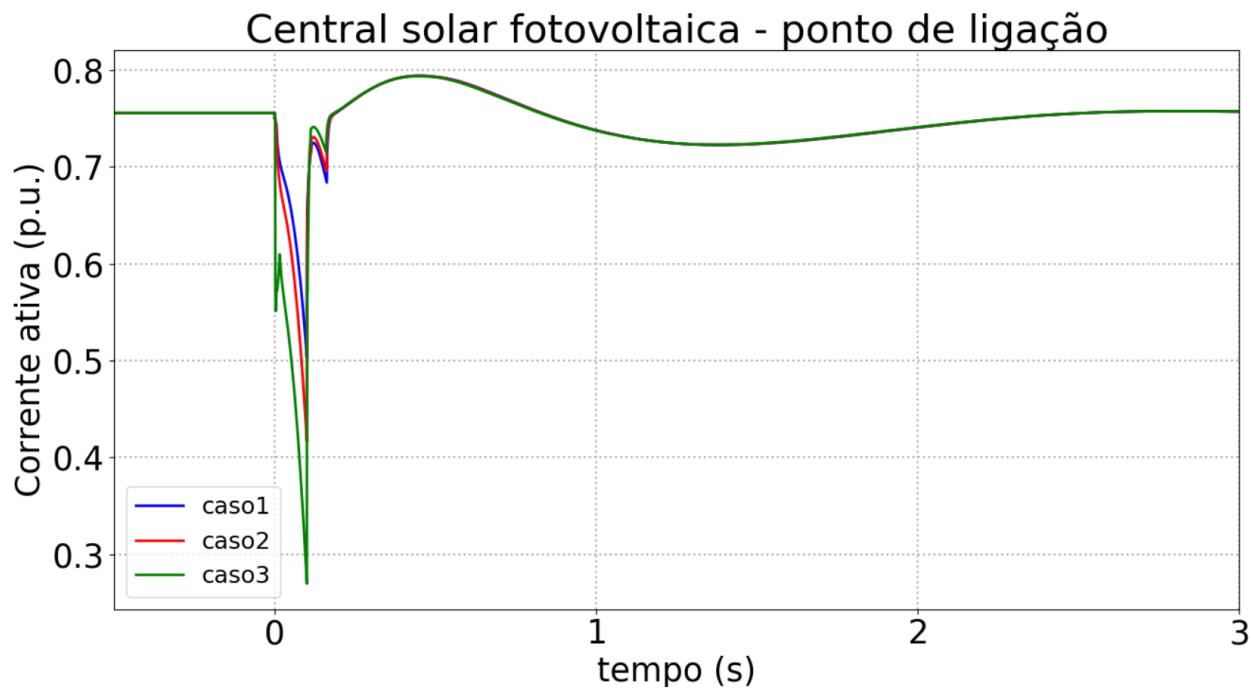


Figura 17. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 2.

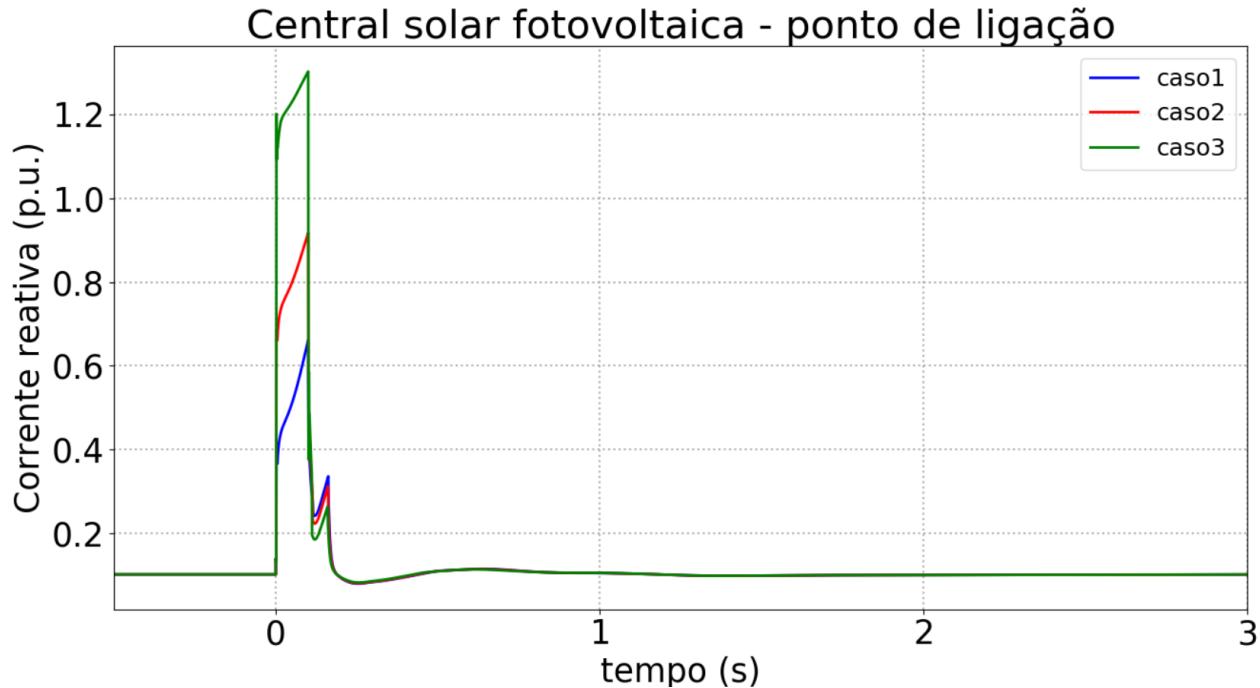


Figura 18. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 2.

A Figura 19 e a Figura 20 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.

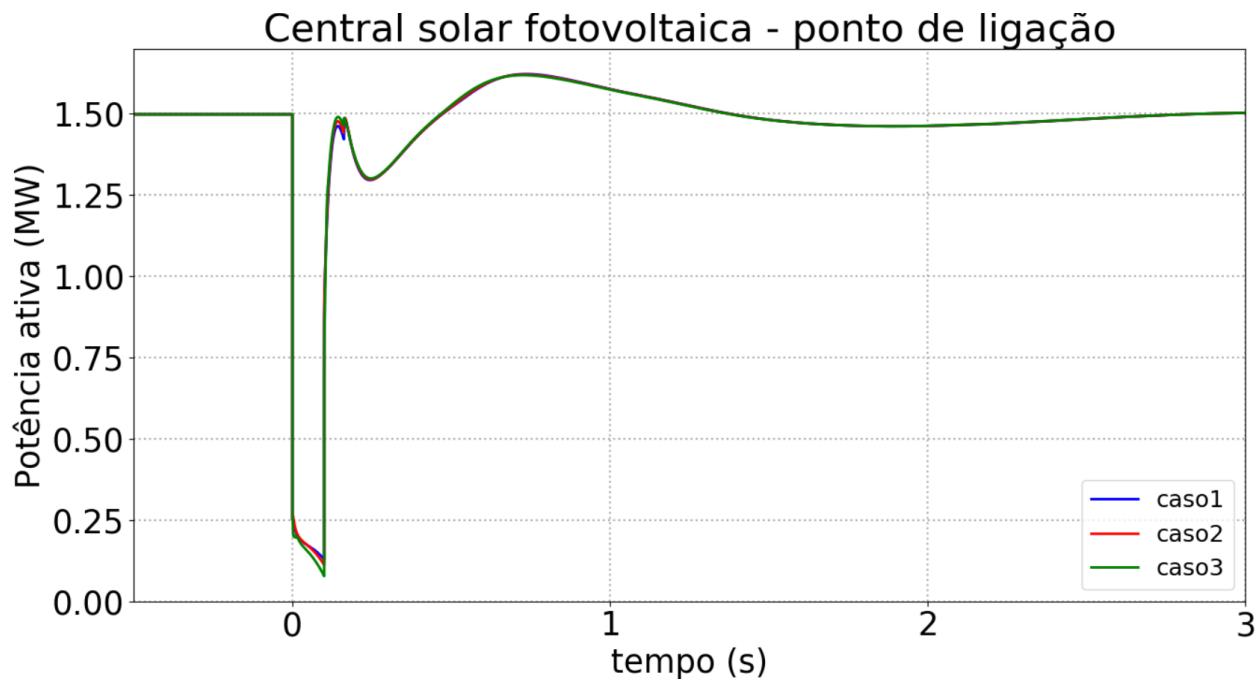


Figura 19. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

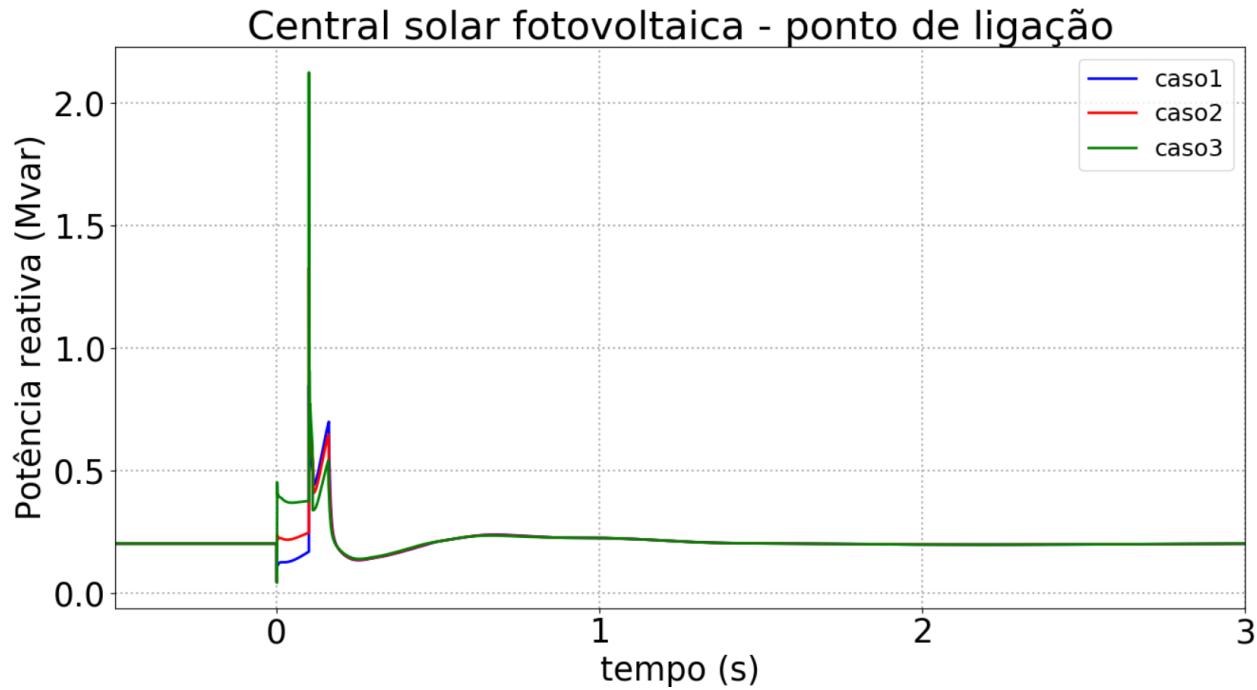
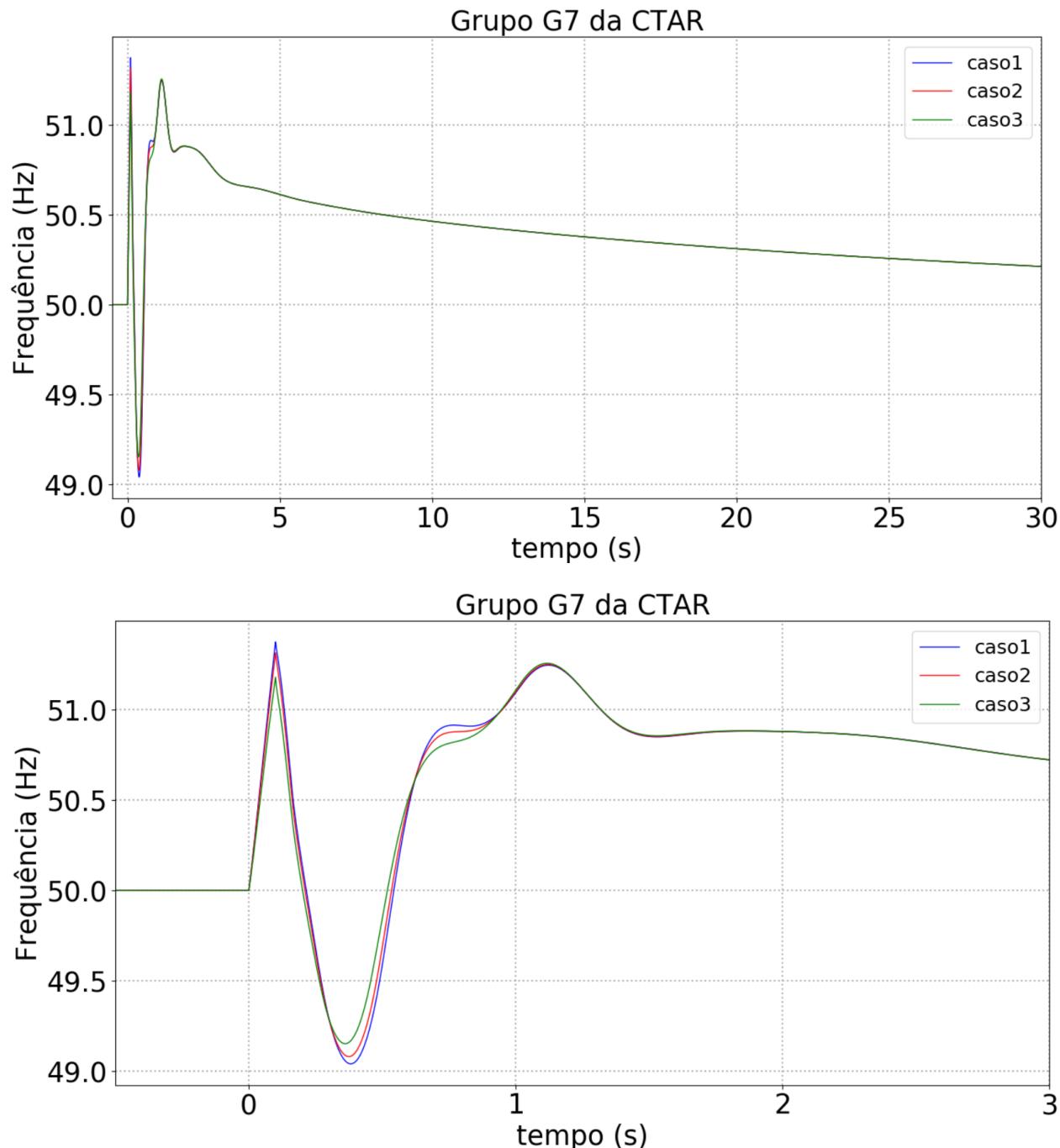


Figura 20. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 2.

Na Figura 21 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 2. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do

tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos), para melhor se observar o comportamento da velocidade do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.



Na Figura 22 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.

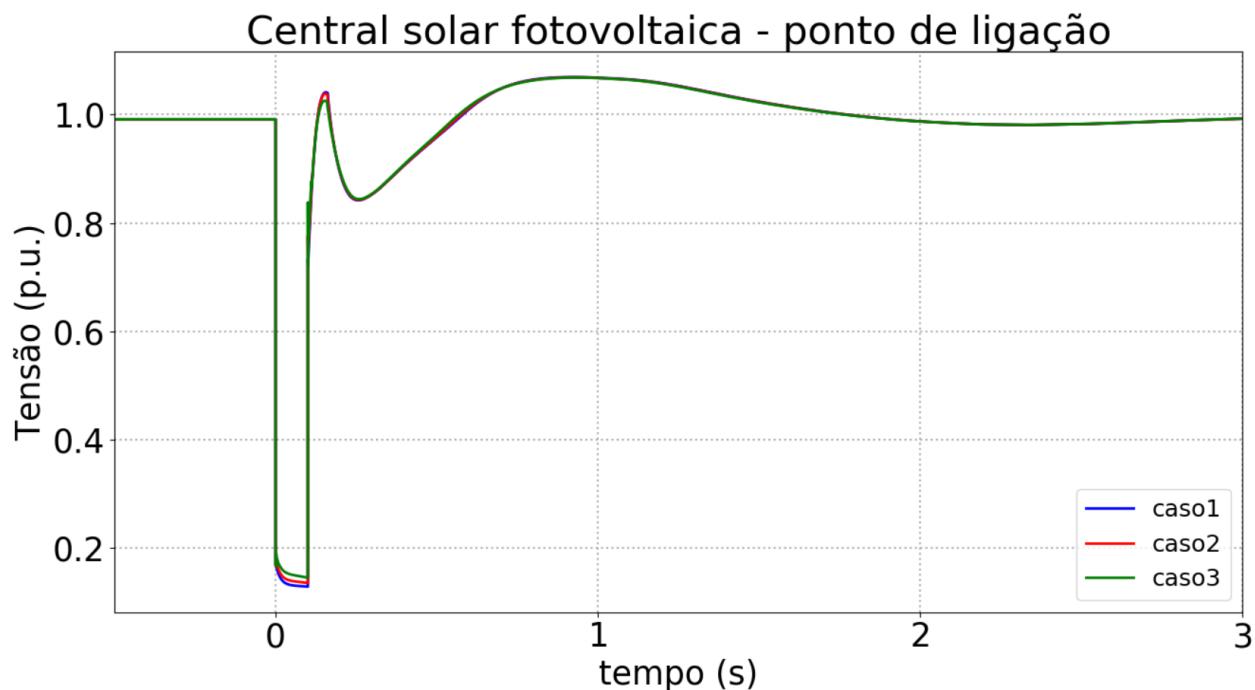
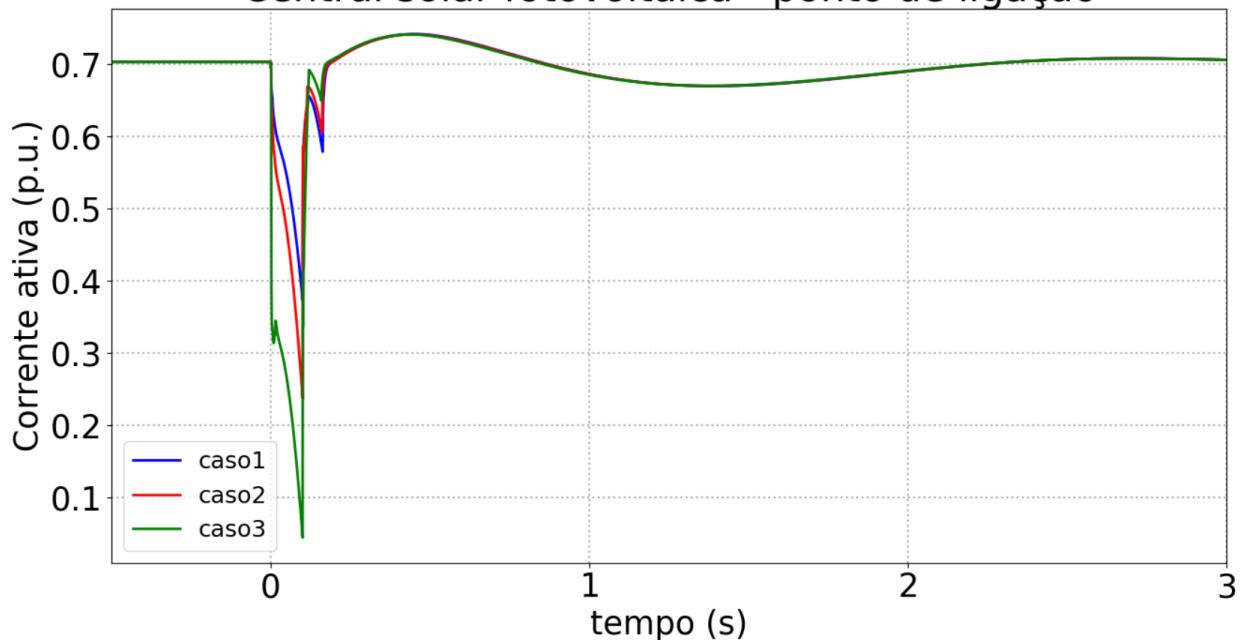


Figura 22. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 2.

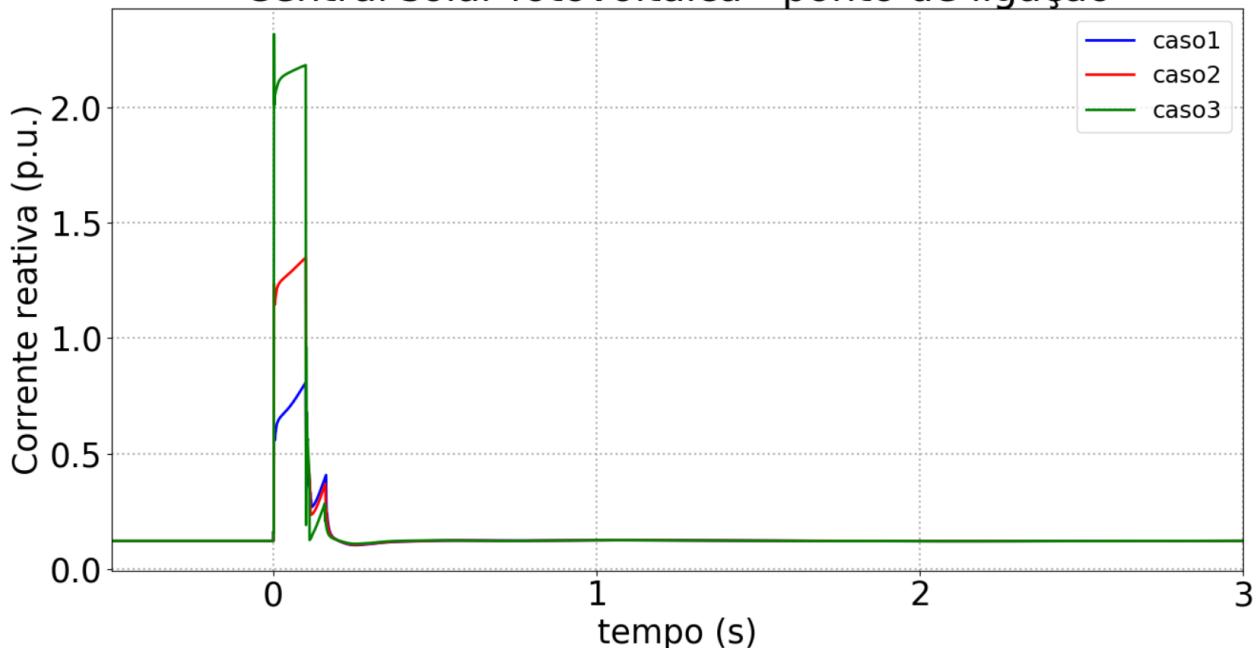
#### 4.2.3 Resultados - Cenário 3

A Figura 23 e a Figura 24 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.

### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação



### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação



A Figura 25 e a Figura 26 representam o comportamento da potência ativa e reativa no ponto de ligação à rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 3.

### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação

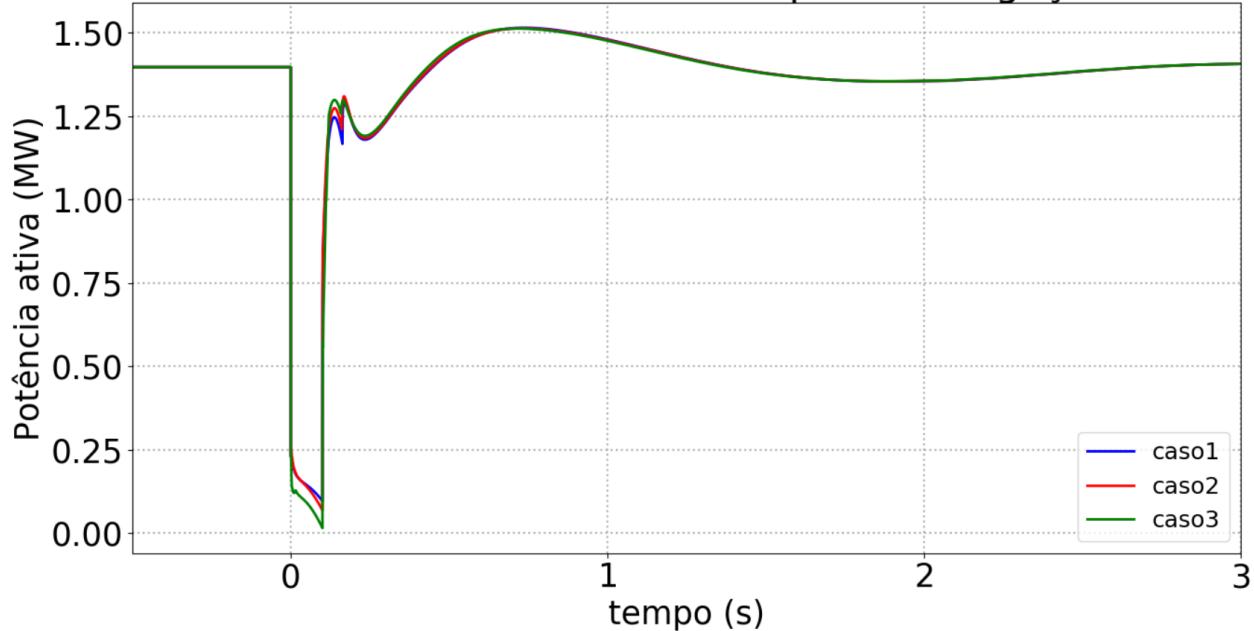


Figura 25. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

### Central solar fotovoltaica - ponto de ligação

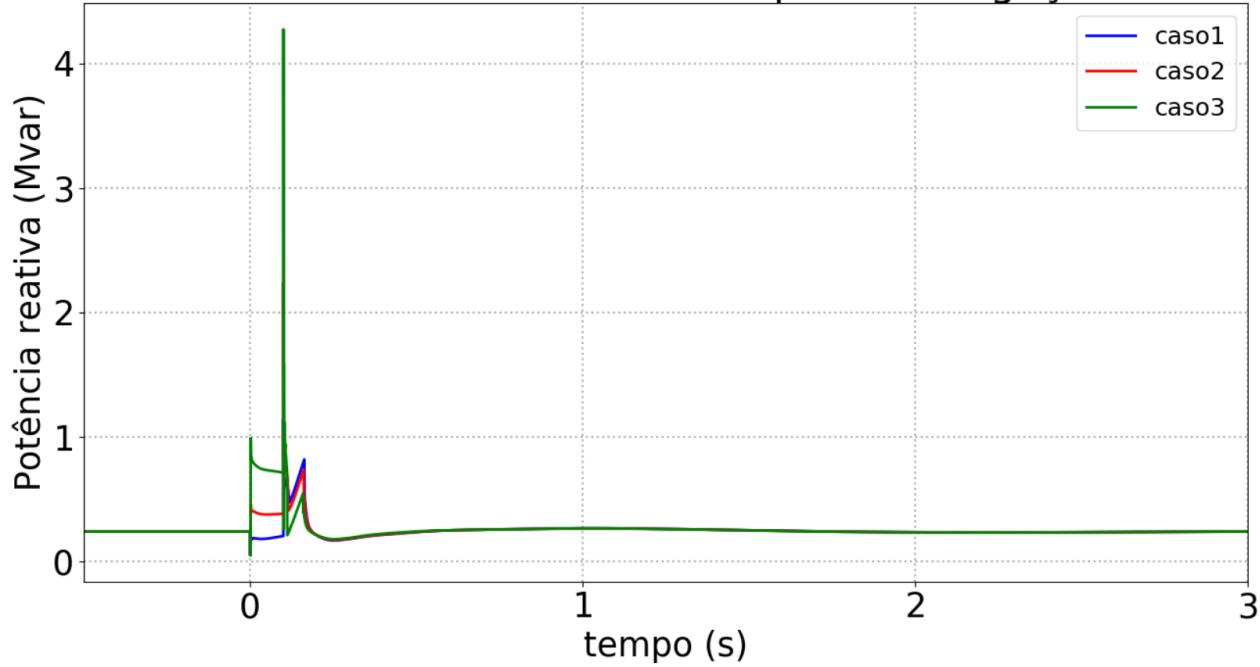


Figura 26. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 3.

Na Figura 27 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 3. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do

tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos), para melhor se observar o comportamento da velocidade do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

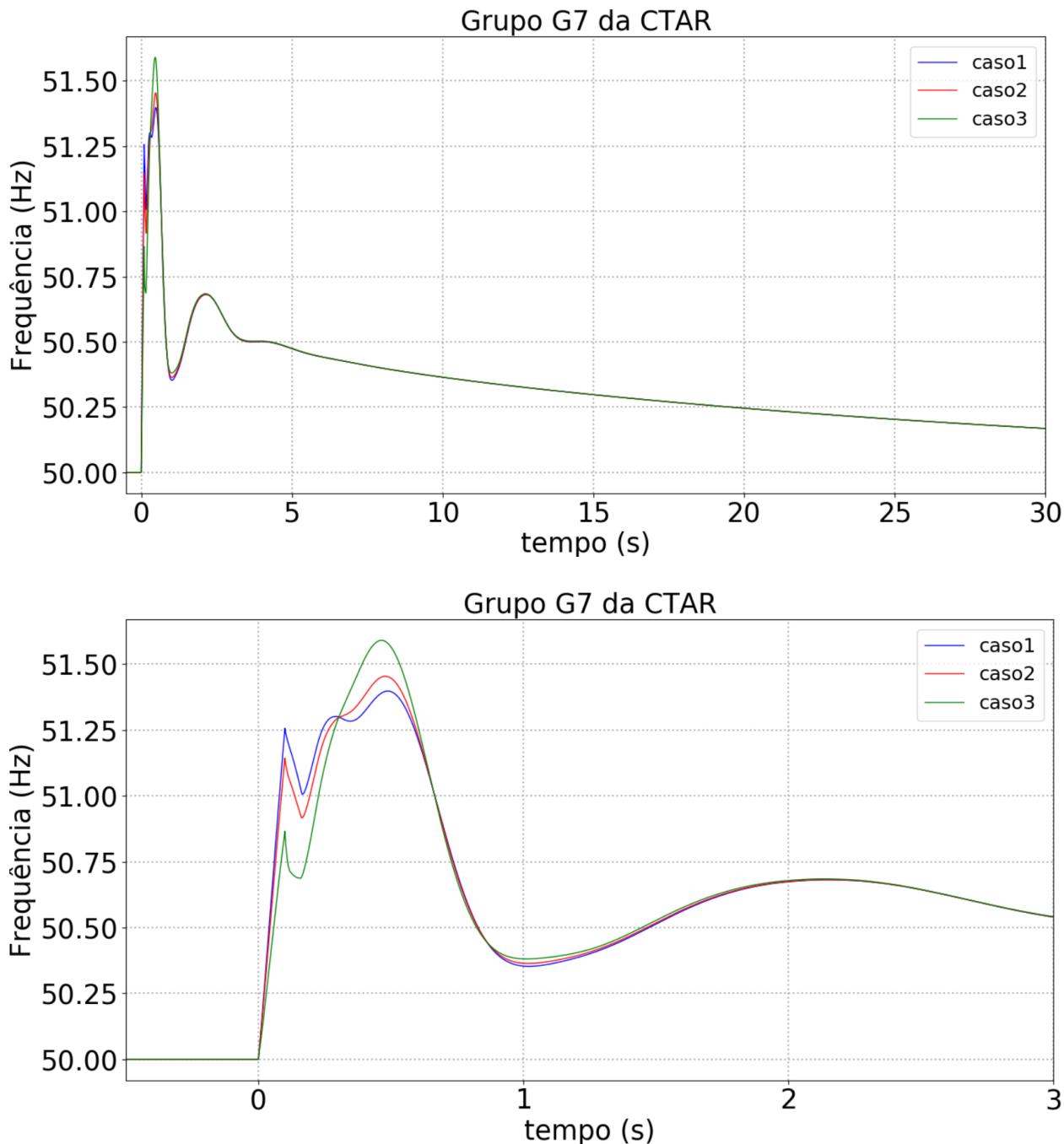


Figura 27. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 3.

Na Figura 28 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.

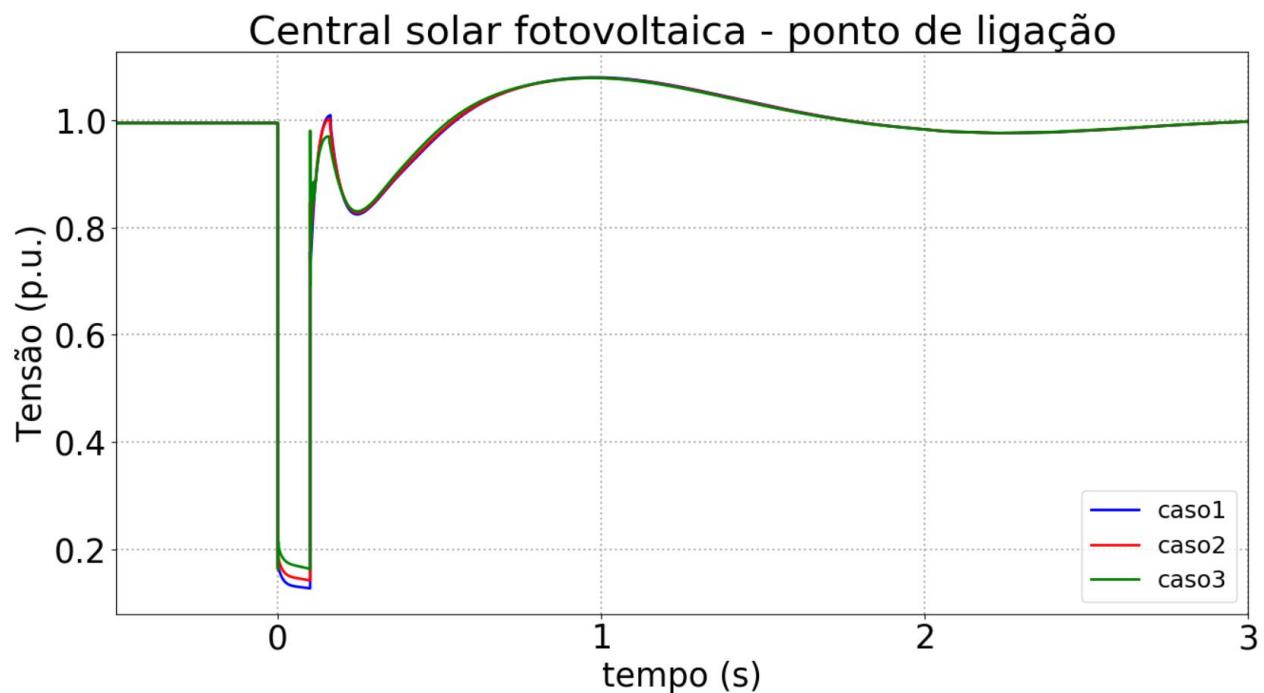


Figura 28. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 3.

#### 4.2.4 Resultados - Cenário 4

A Figura 29 e a Figura 30 representam o comportamento da corrente ativa e reativa injetada no ponto de ligação à rede, para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, no cenário 4.

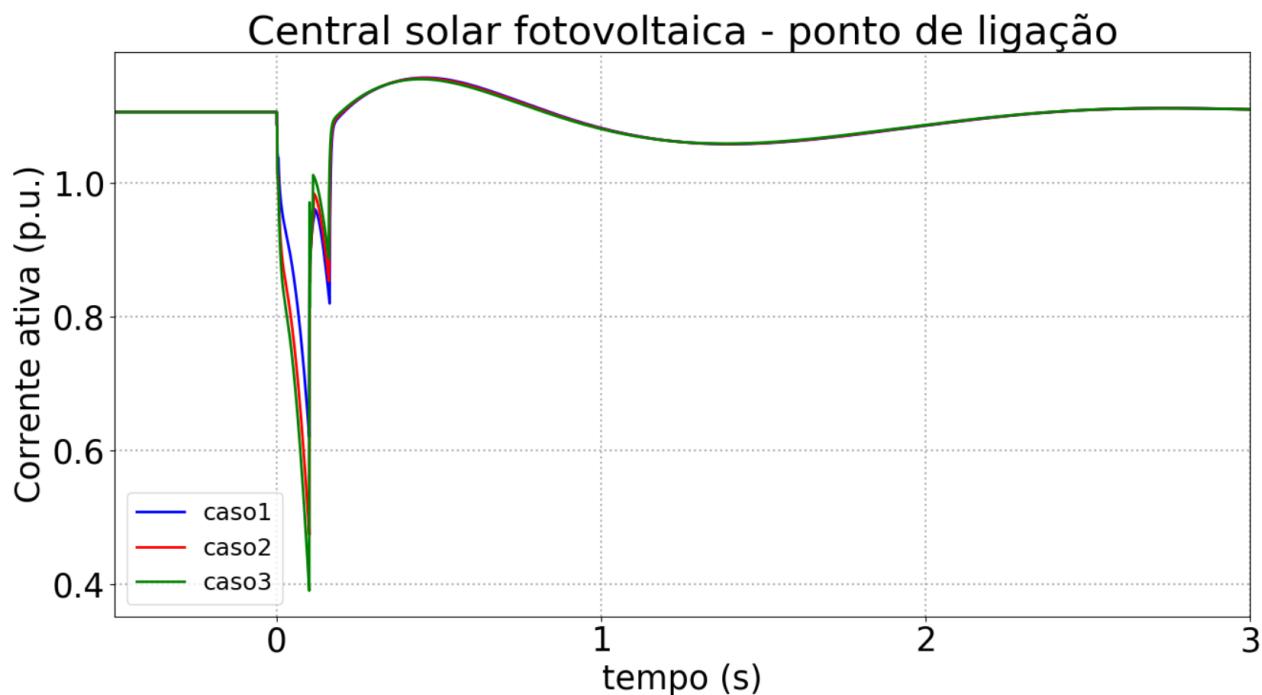


Figura 29. Resposta da corrente ativa da CSFH no Pol – Cenário 4.

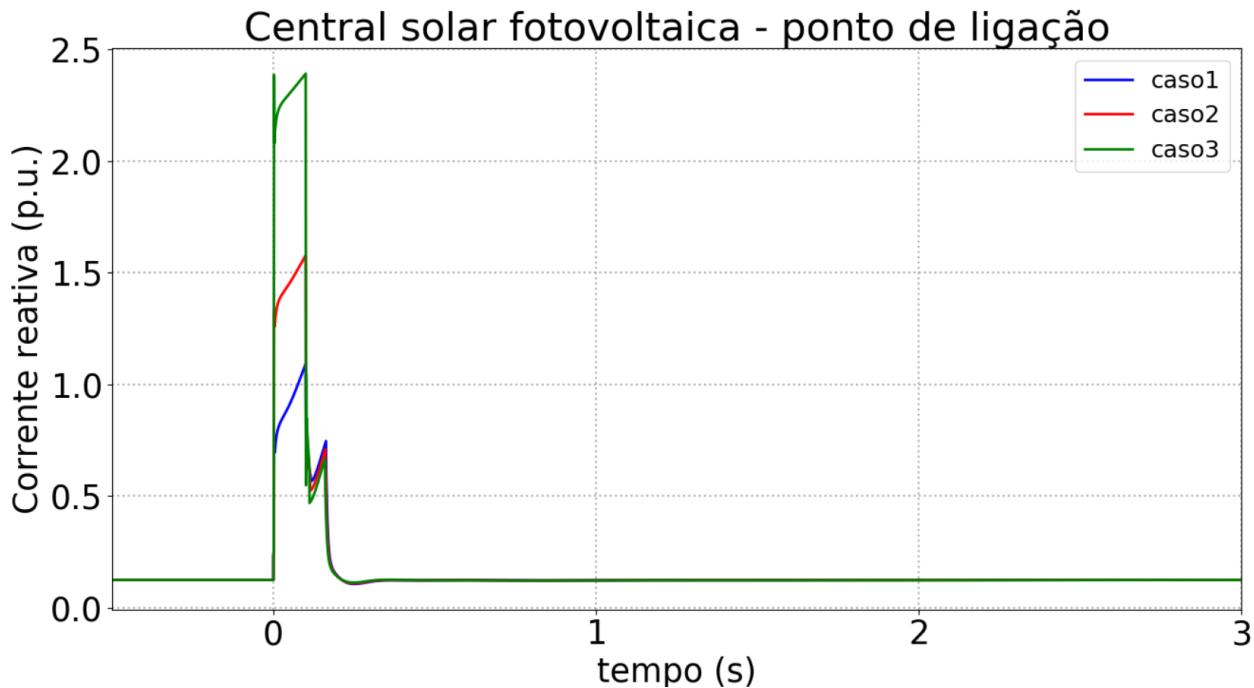


Figura 30. Resposta da corrente reativa da CSFH no Pol – Cenário 4.

A Figura 31 e a Figura 32 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.

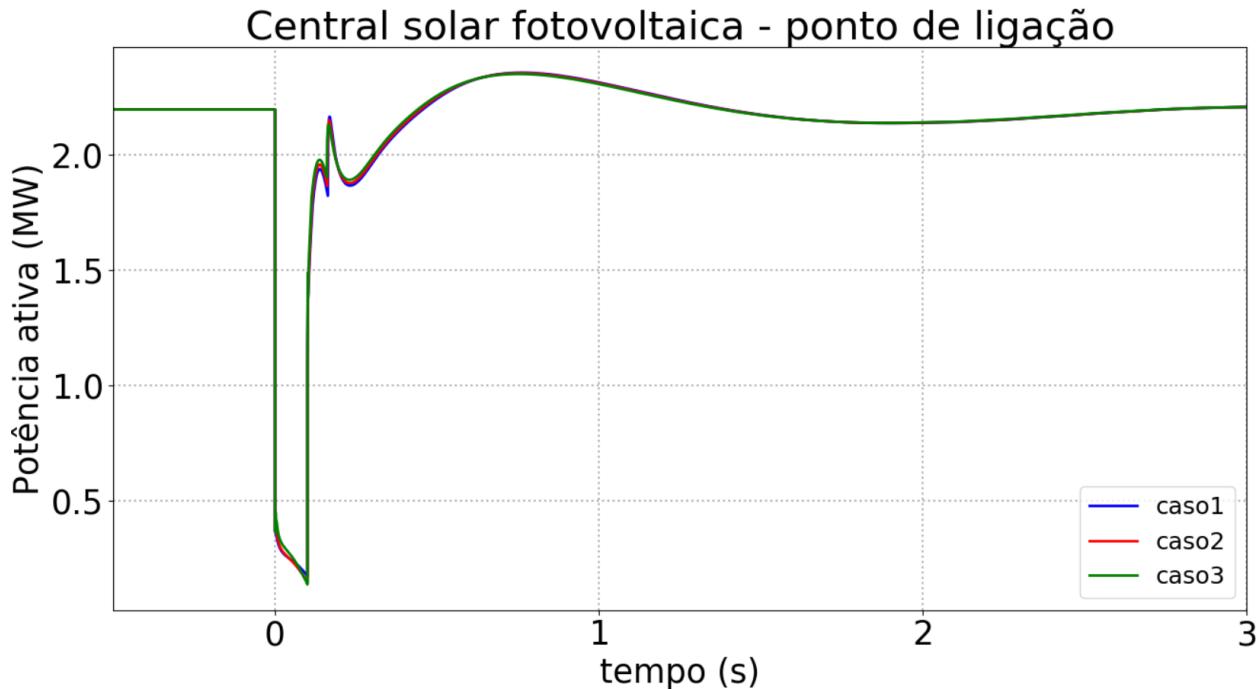


Figura 31. Resposta da potência ativa no Pol da CSFH – Cenário 4.

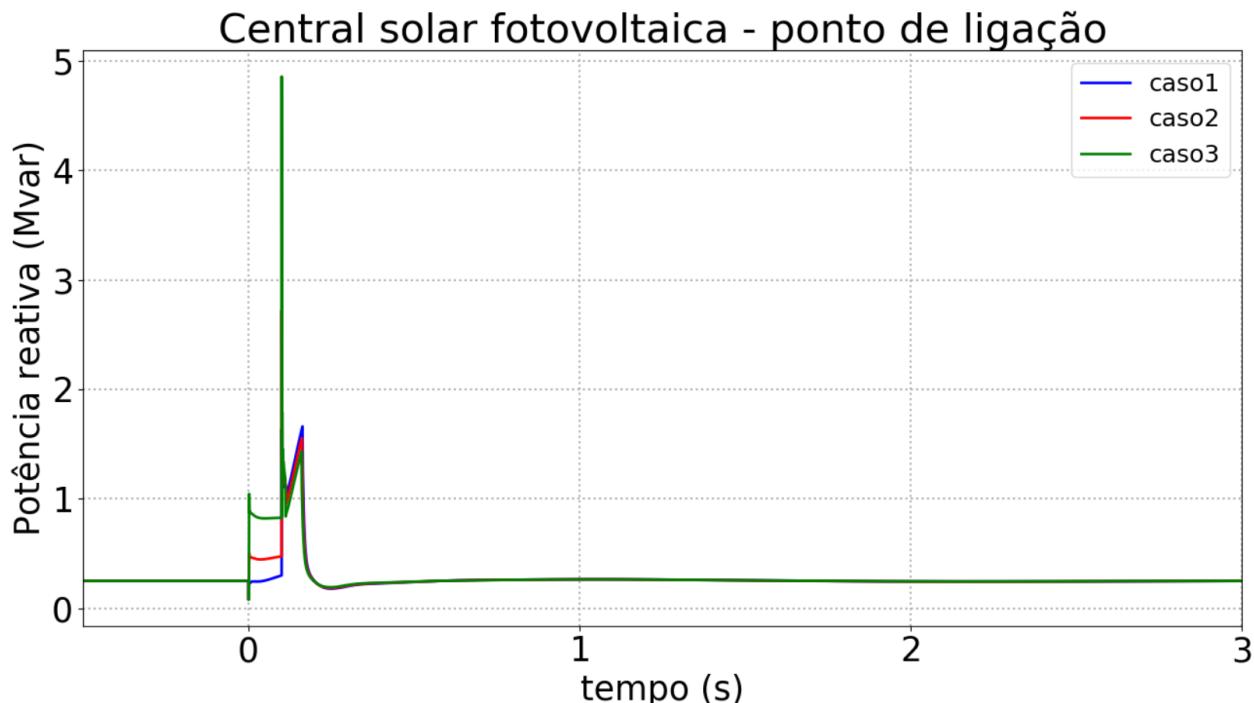


Figura 32. Resposta da potência reativa no Pol da CSFH – Cenário 4.

Na Figura 33 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *FRTArGraNom*, relativamente ao cenário 4. Nestas figuras, são também ilustradas ampliações na escala do tempo (referente ao intervalo de 0 a 3 segundos), para melhor se observar o comportamento da velocidade do gerador durante os instantes subsequentes e próximos da perturbação.

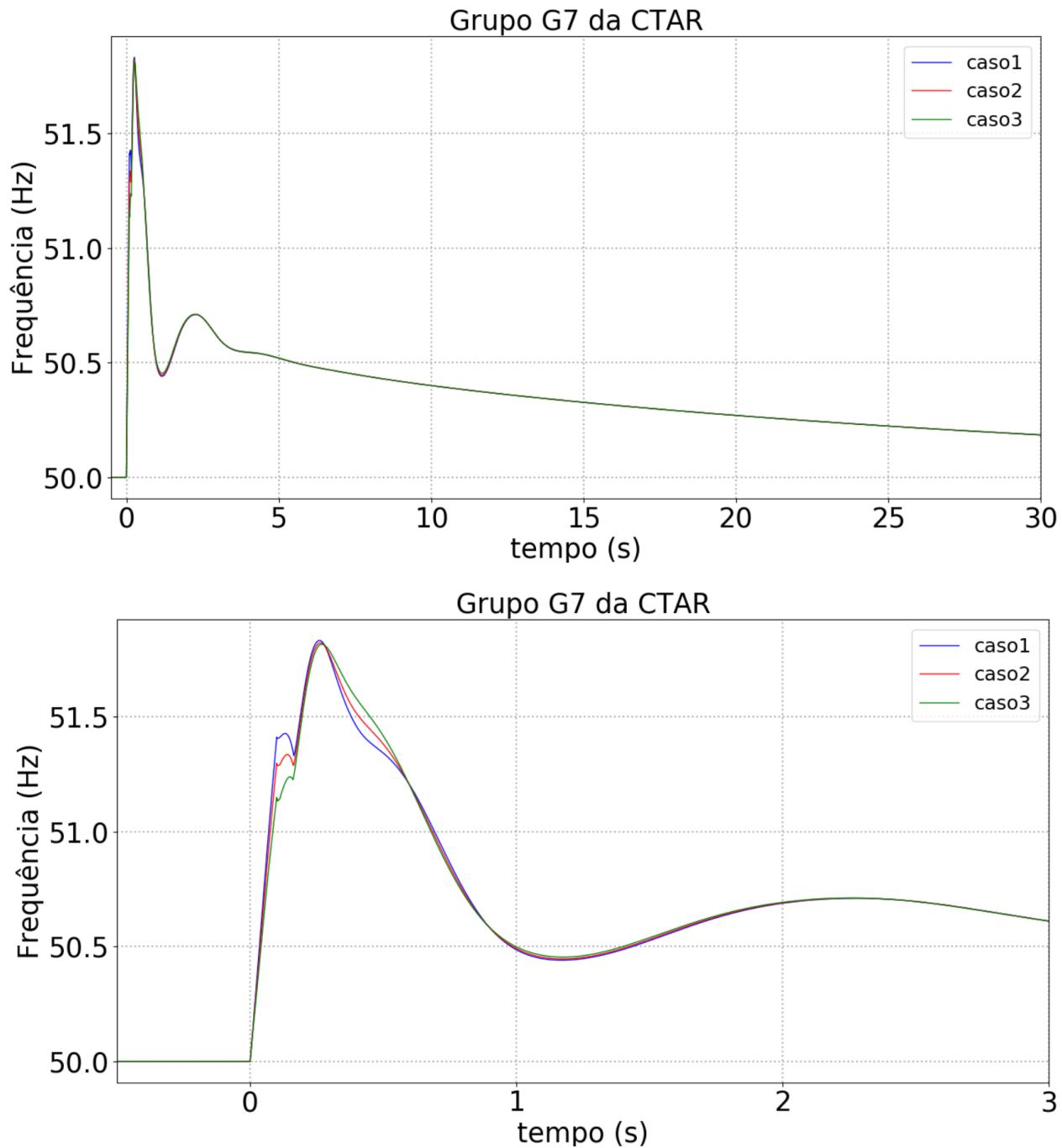


Figura 33. Velocidade do gerador síncrono (em cima – tempo total de simulação, em baixo – detalhe dos 0 a 3 s) – Cenário 4.

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 4.

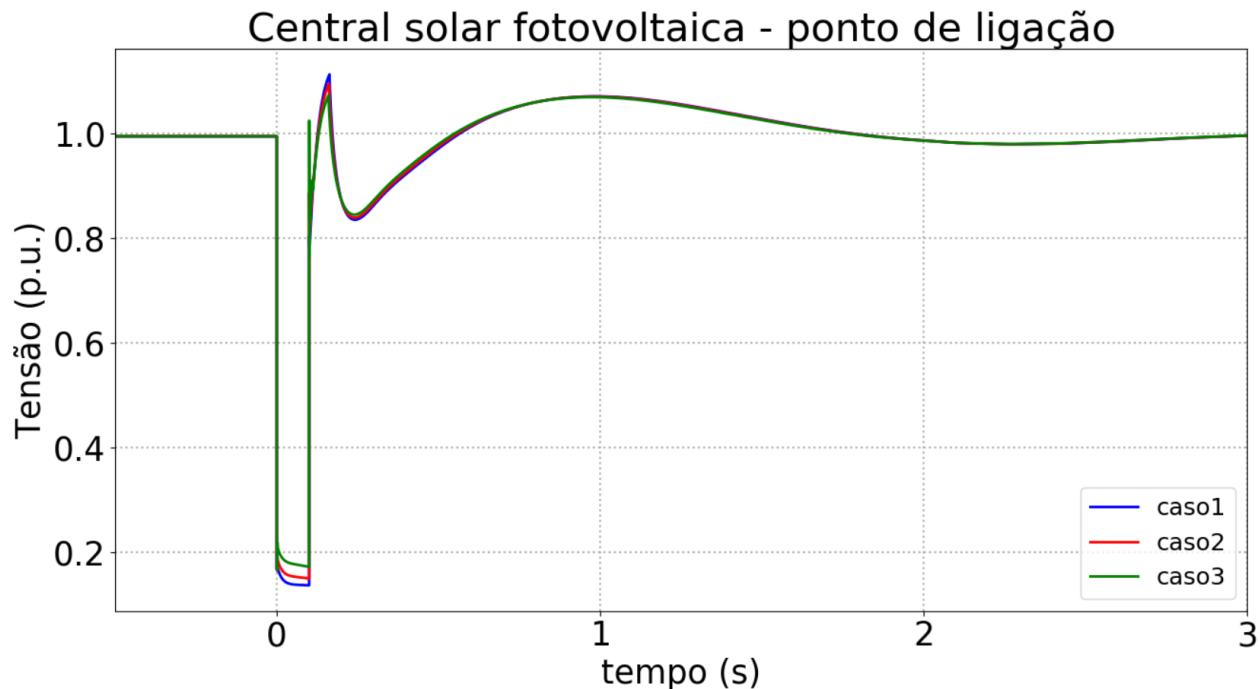


Figura 34. Tensão no ponto de ligação da CSFH – Cenário 4.

#### 4.2.5 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*.

Nos cenários 2 e 4, a maior injeção de corrente reativa conduz a melhorias no comportamento temporal da frequência após o defeito. No entanto, nos cenários 1 e 3, a injeção de valores mais elevados de corrente reativa tem como consequência oscilações de frequência mais relevantes. No geral, a utilização de valores intermédios no parâmetro *FRTArGraNom* revelou-se preferível aos valores mais extremos, em termos do impacto geral causado no sistema.

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 4.2.4, a ocorrência do defeito origina excursões de frequência pouco significativas para todos os cenários, mas rápidas. No pior cenário, o 2, verifica-se a excursão de frequência mais significativa cujo NADIR se aproxima dos 49 Hz. No cenário 4, verificam-se ainda valores de Zénite de frequência consideráveis na ordem dos 52 Hz. Contudo e apesar das rápidas excursões de frequência e dos valores de Zénite relevantes, não existe risco de ativação das proteções de desastre de frequência para os cenários simulados, uma vez que o primeiro nível de ativação implica um desvio de frequência de 47.5 Hz durante pelo menos 0.5 segundos.

### 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 desastre intempestivo de carga o qual ocorre aos 0 s de simulação. Para os cenários 1 e 4 a perda de carga considerada é de 0.72 MW e 0.08 Mvar, para o cenário 2 a perda de carga considerada é de 0.81 MW e 0.08 Mvar e para o cenário 3 a perda de carga considerada é de 0.65 MW e 0.07 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 35%. 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:**  $PWGra = 35\%$ .

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

Na Figura 35 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 1.

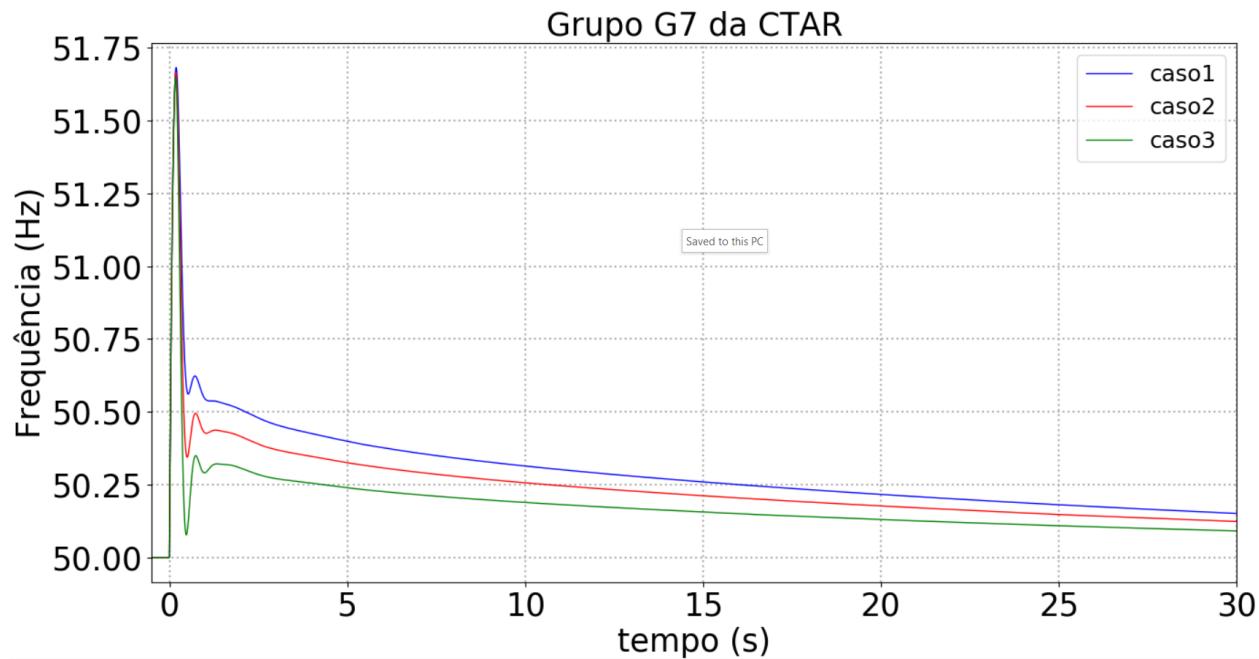


Figura 35. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 1.

Na Figura 36 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.

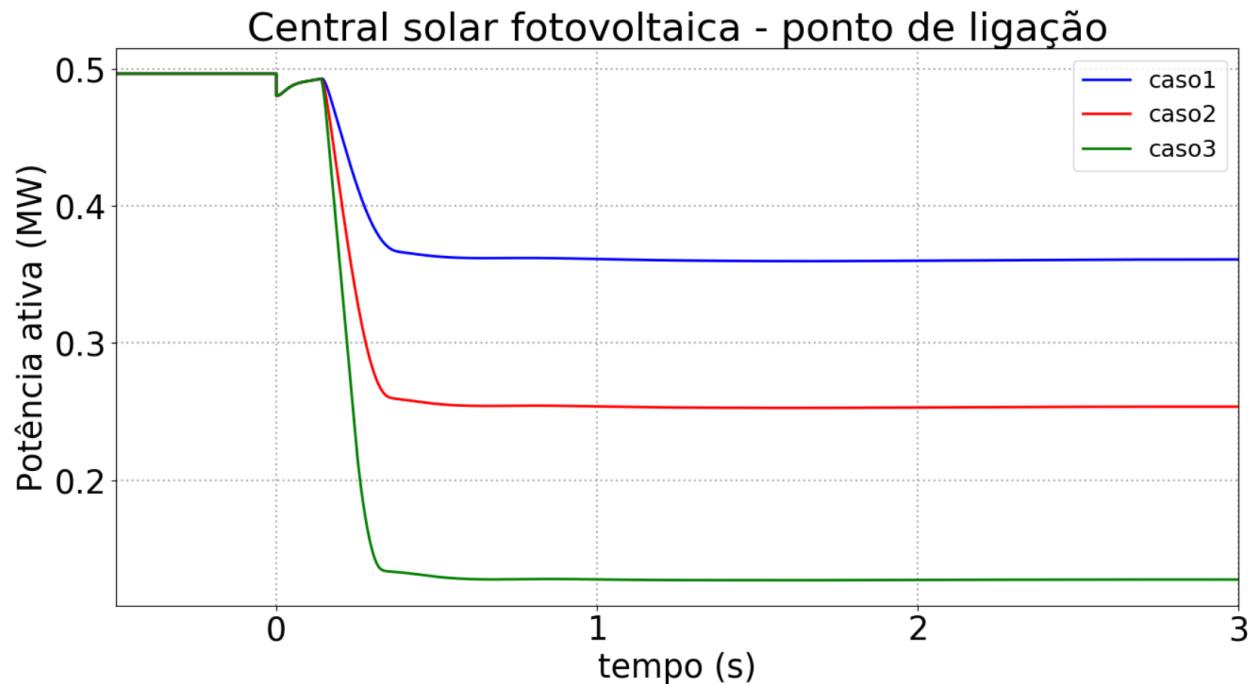
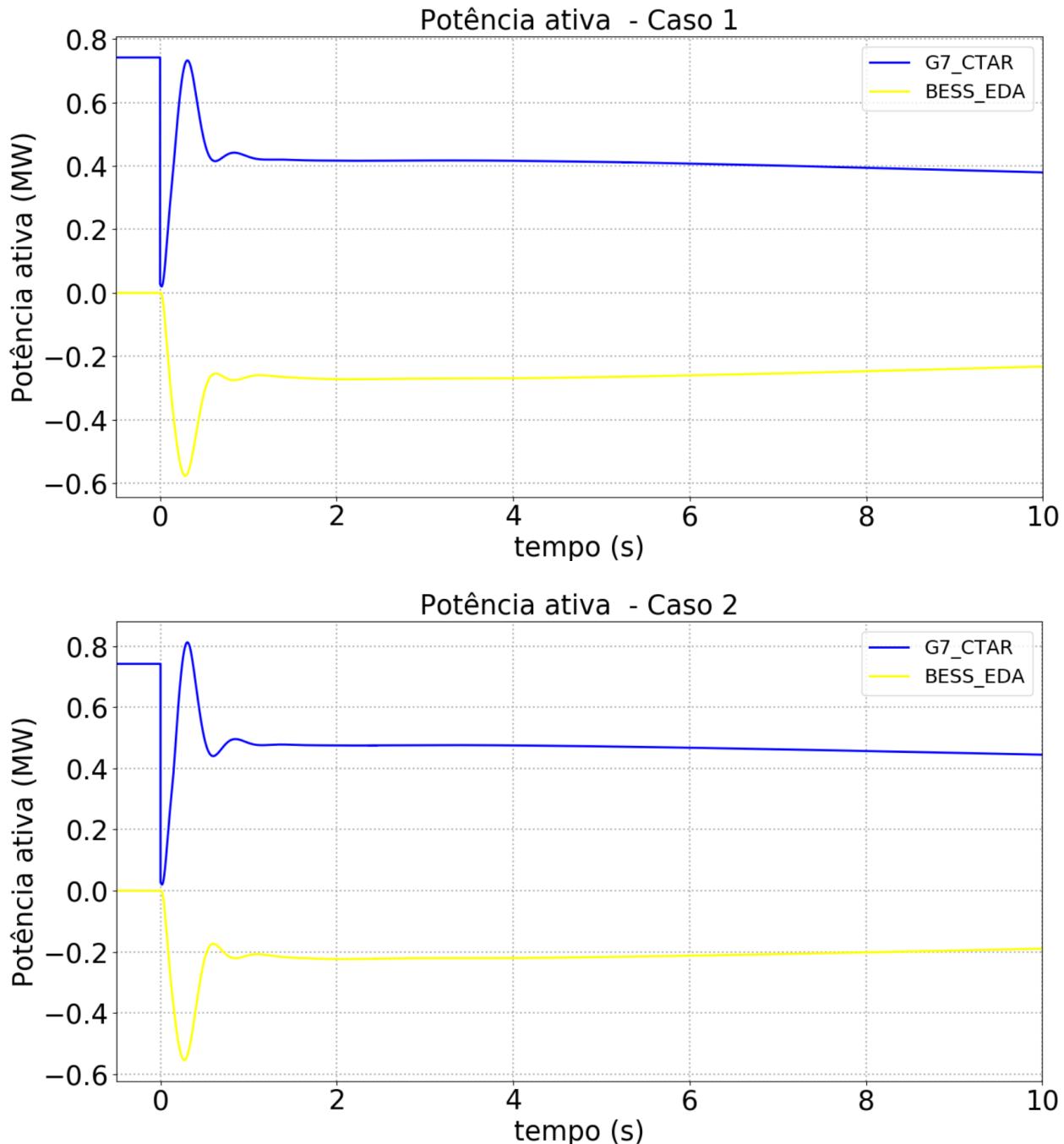


Figura 36. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 1.

Na Figura 37 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGrA$ , relativamente ao cenário 1.



### Potência ativa - Caso 3

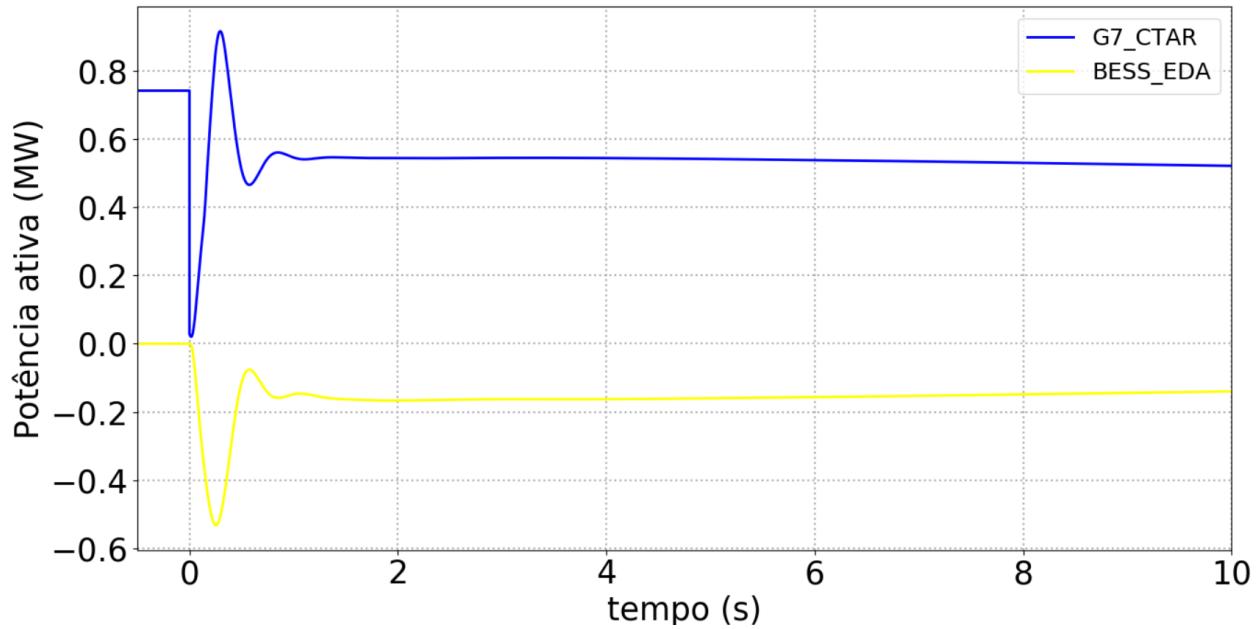


Figura 37. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 1.

#### 4.3.2 Resultados - Cenário 2

Na Figura 38 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 2.

### Grupo G7 da CTAR

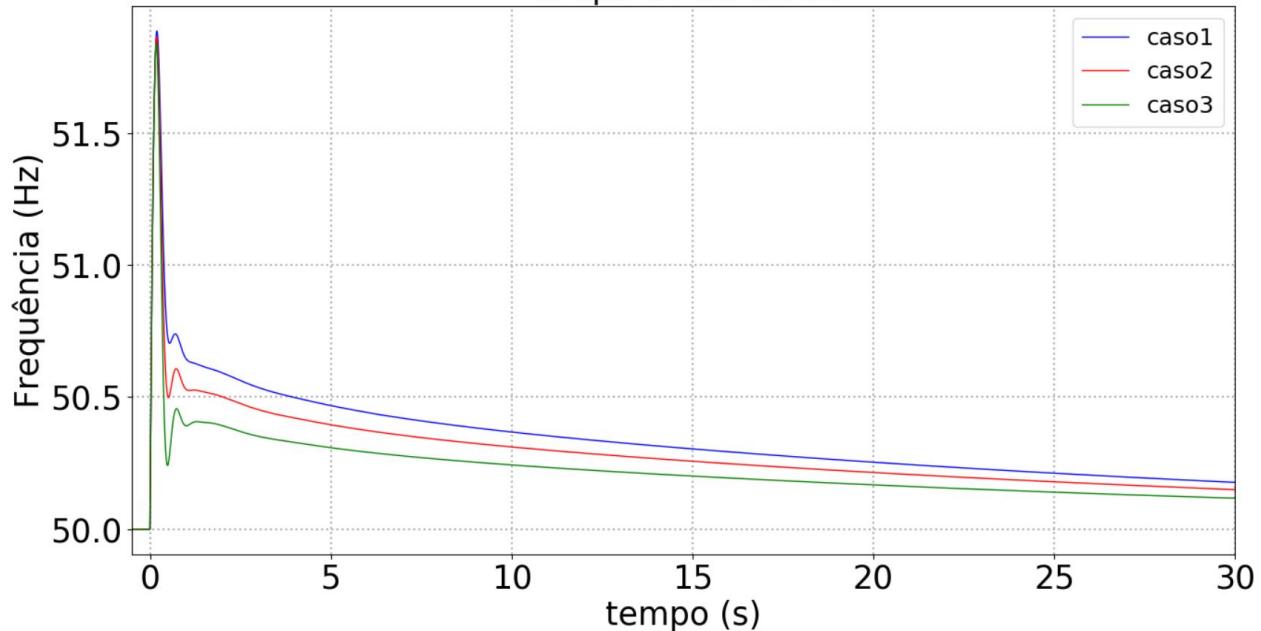


Figura 38. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 2.

Na Figura 39 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.

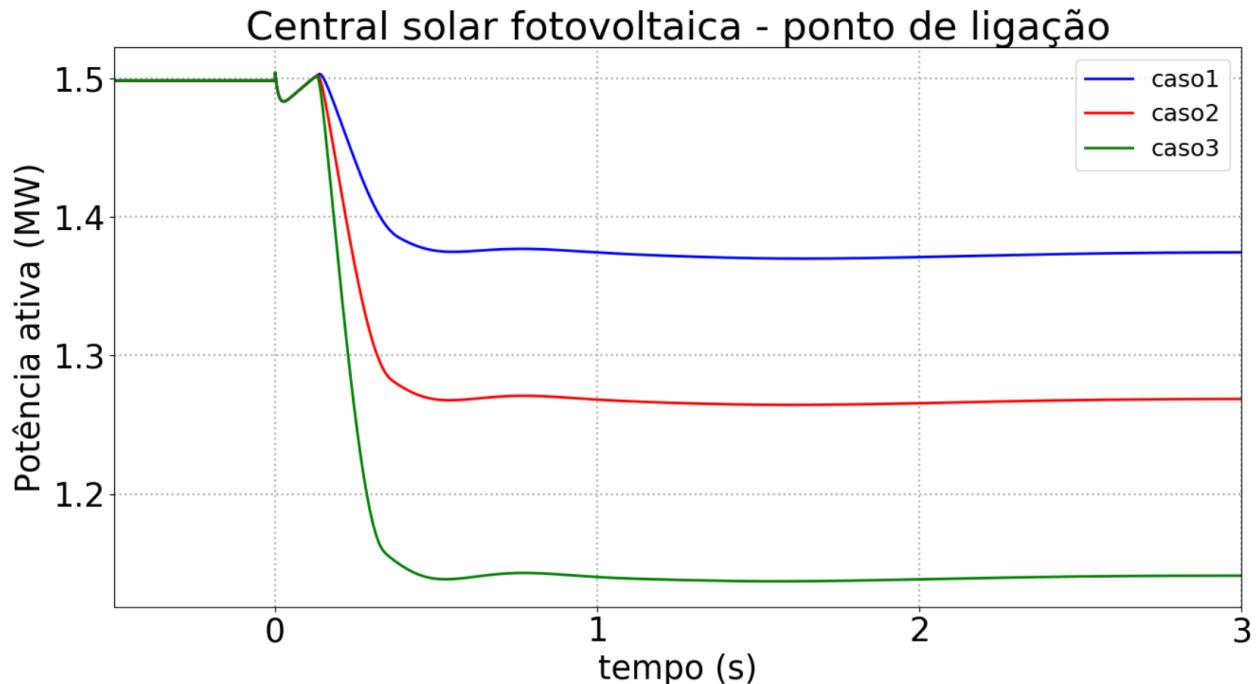
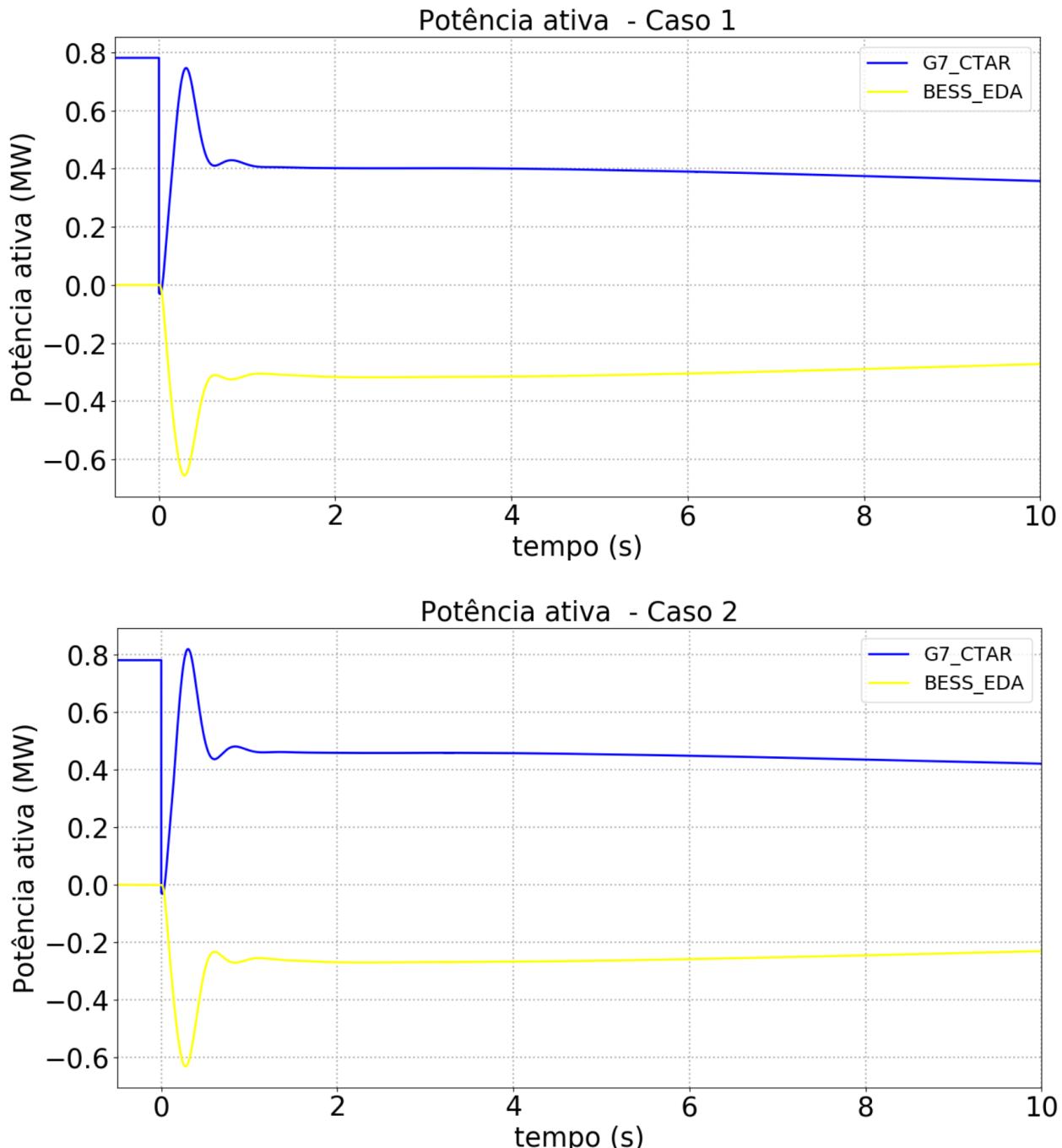


Figura 39. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 2.

Na Figura 40 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápido (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGrA$ , relativamente ao cenário 2.



### Potência ativa - Caso 3

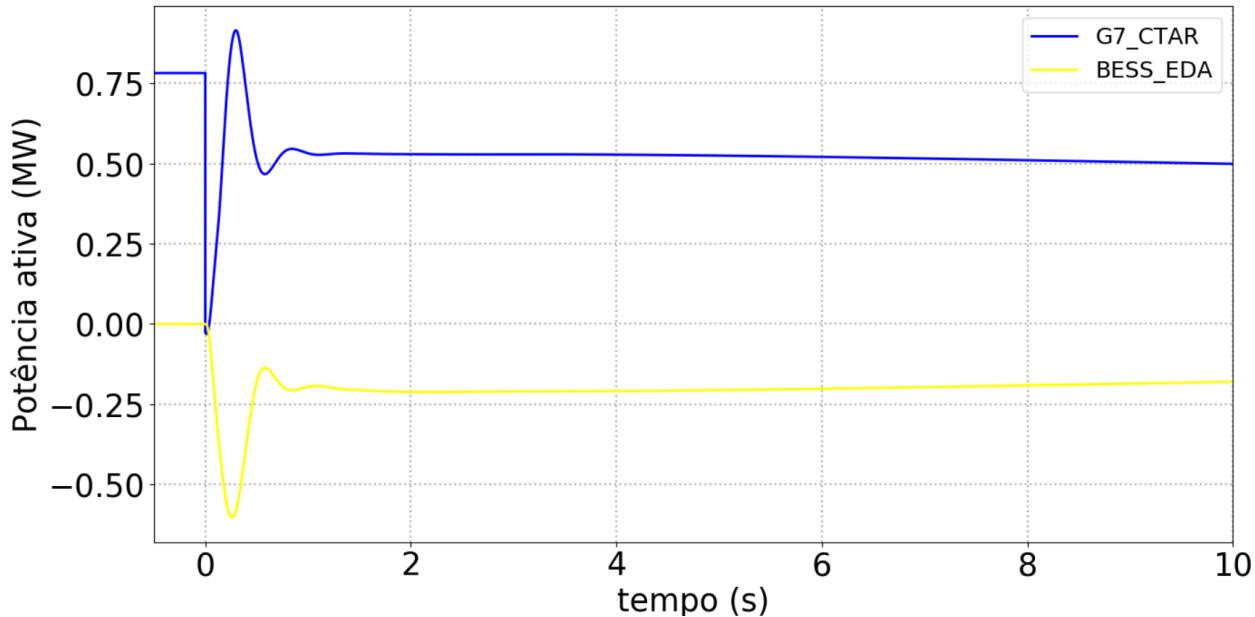


Figura 40. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 2.

#### 4.3.3 Resultados - Cenário 3

Na Figura 41 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 3.

### Grupo G7 da CTAR

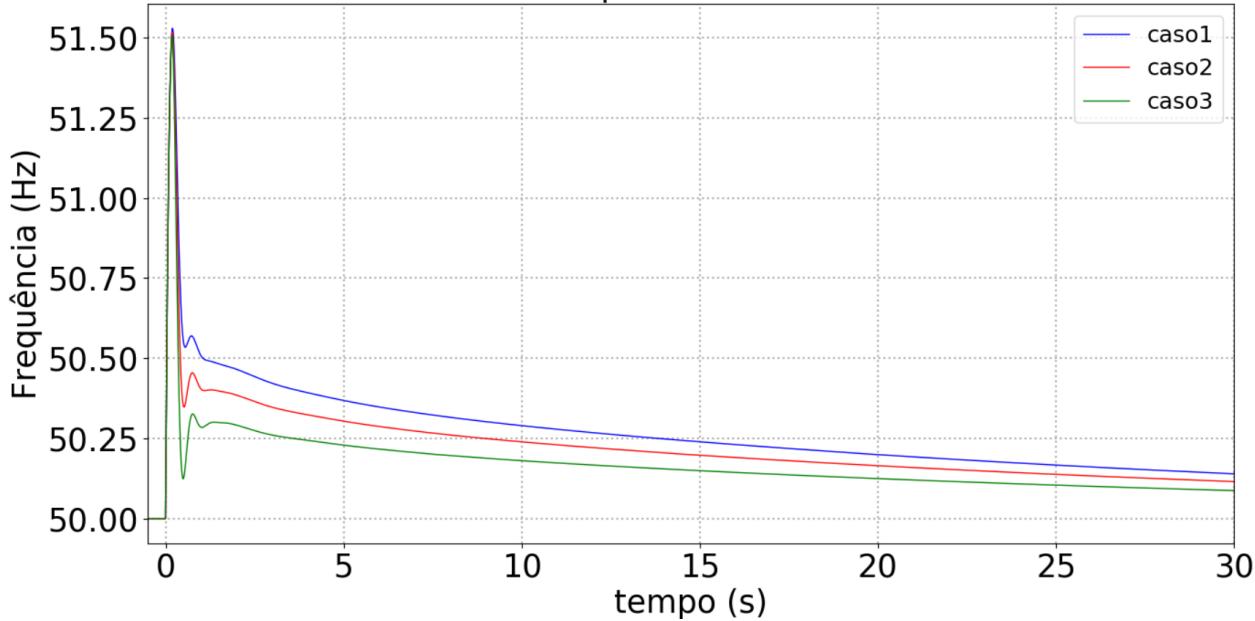


Figura 41. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 3.

Na Figura 42 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.

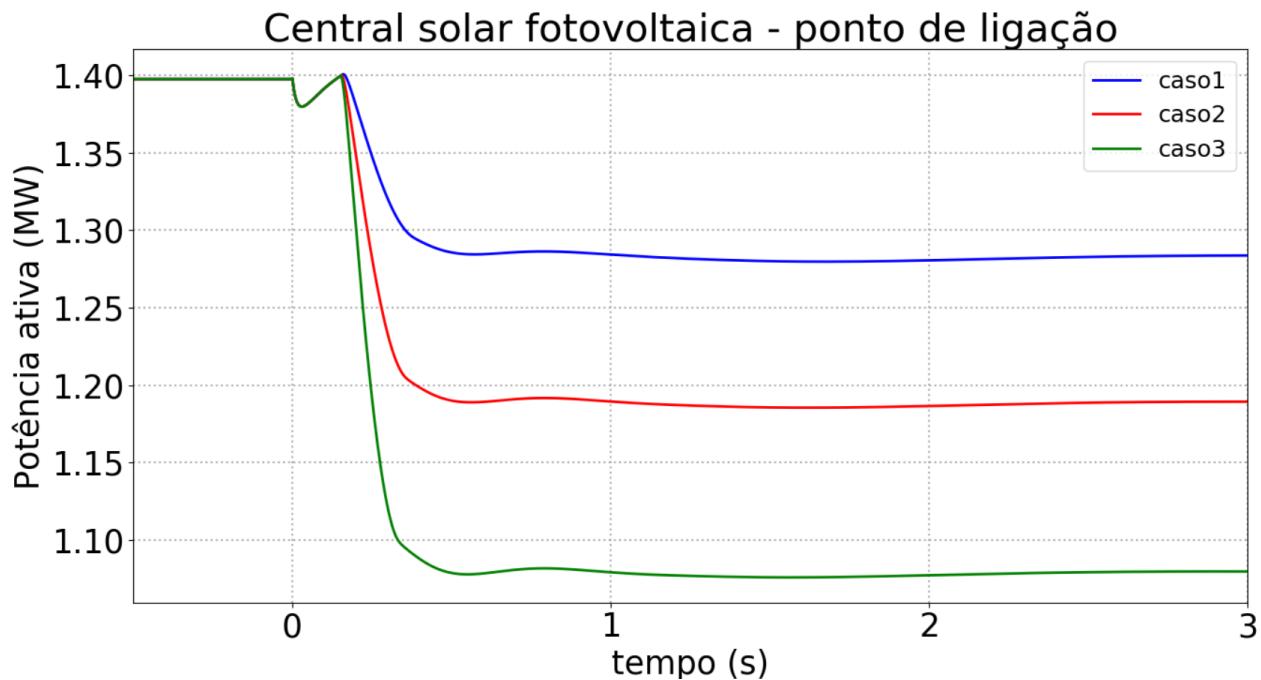
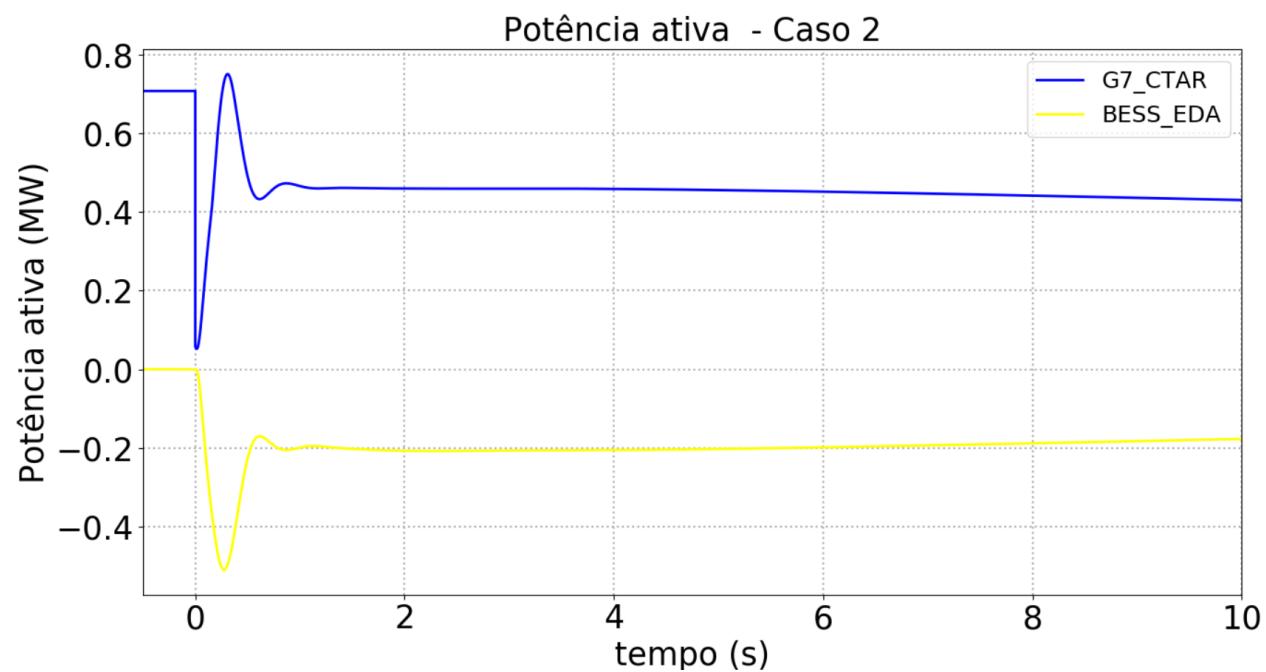
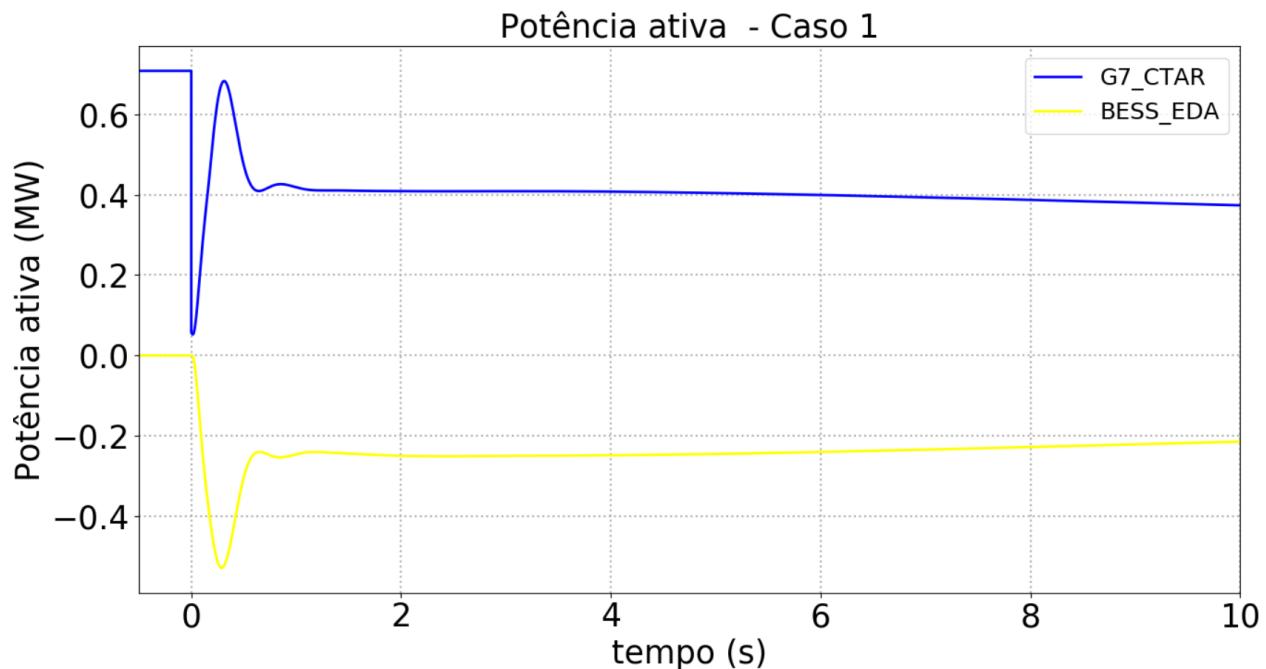


Figura 42. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 3.

Na Figura 43 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 3.



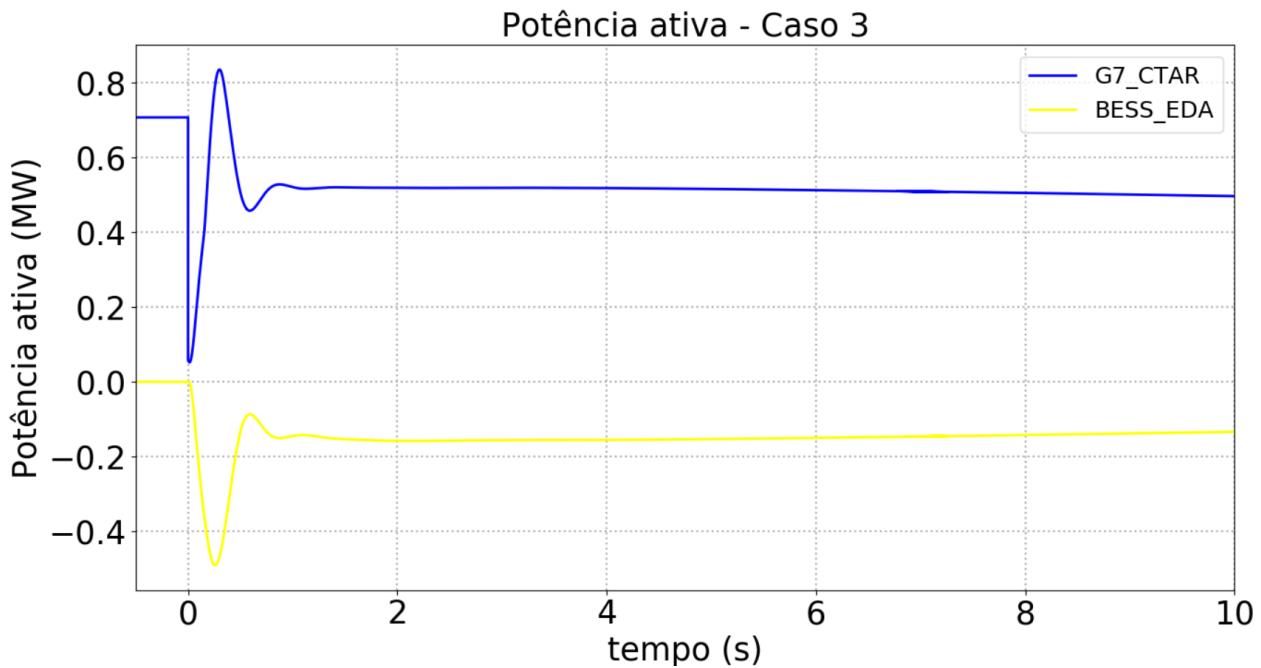


Figura 43. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 3.

#### 4.3.4 Resultados - Cenário 4

Na Figura 44 são apresentados os resultados referentes à velocidade do gerador síncrono em serviço (em Hz), para os diferentes valores adotados para o parâmetro *PWGra*, relativamente ao cenário 4.

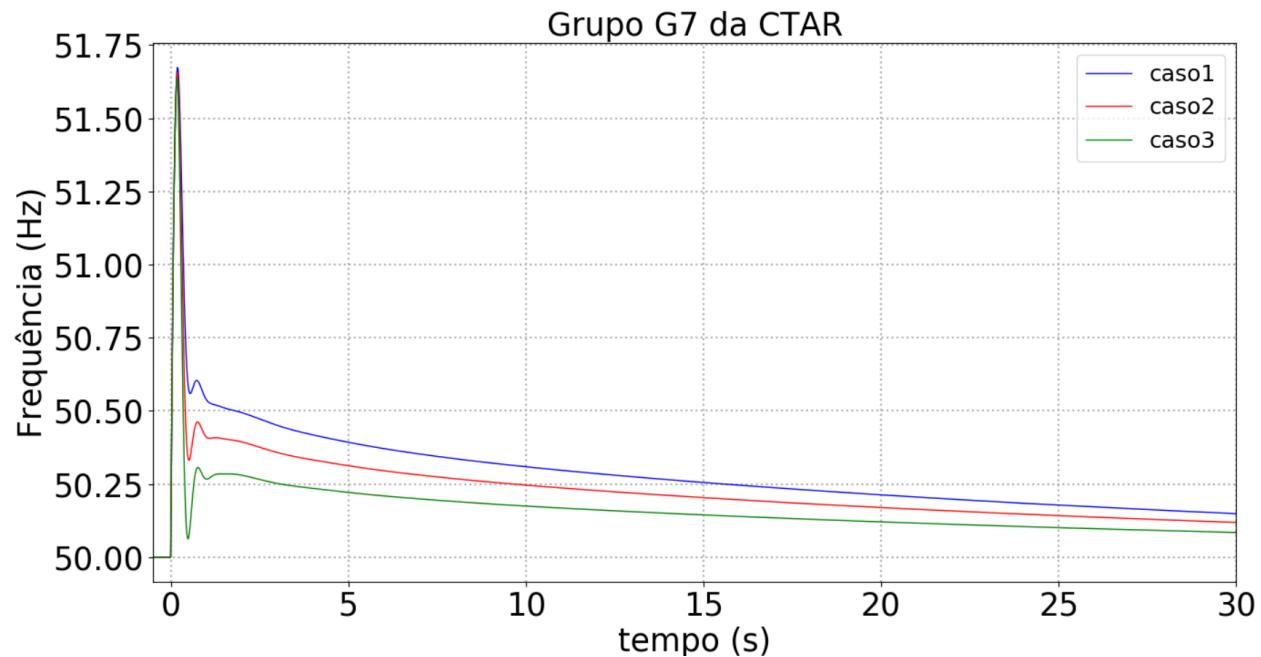


Figura 44. Velocidade do gerador síncrono para os diferentes casos – Cenário 4.

Na Figura 45 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.

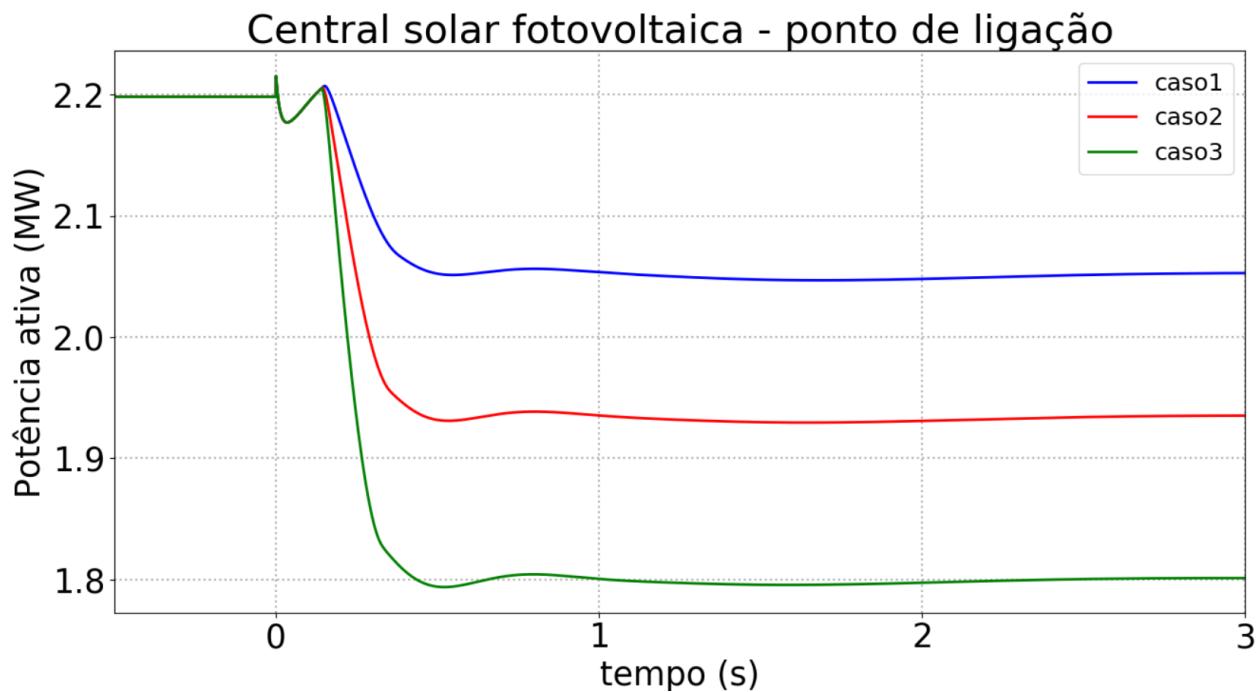
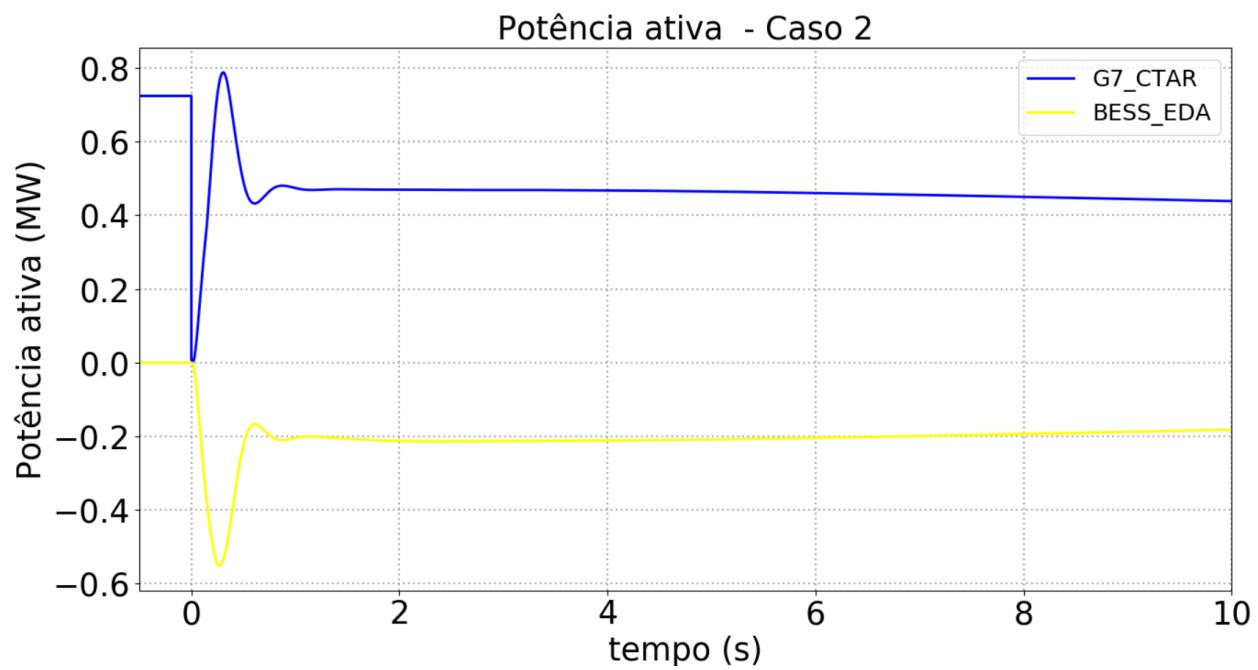
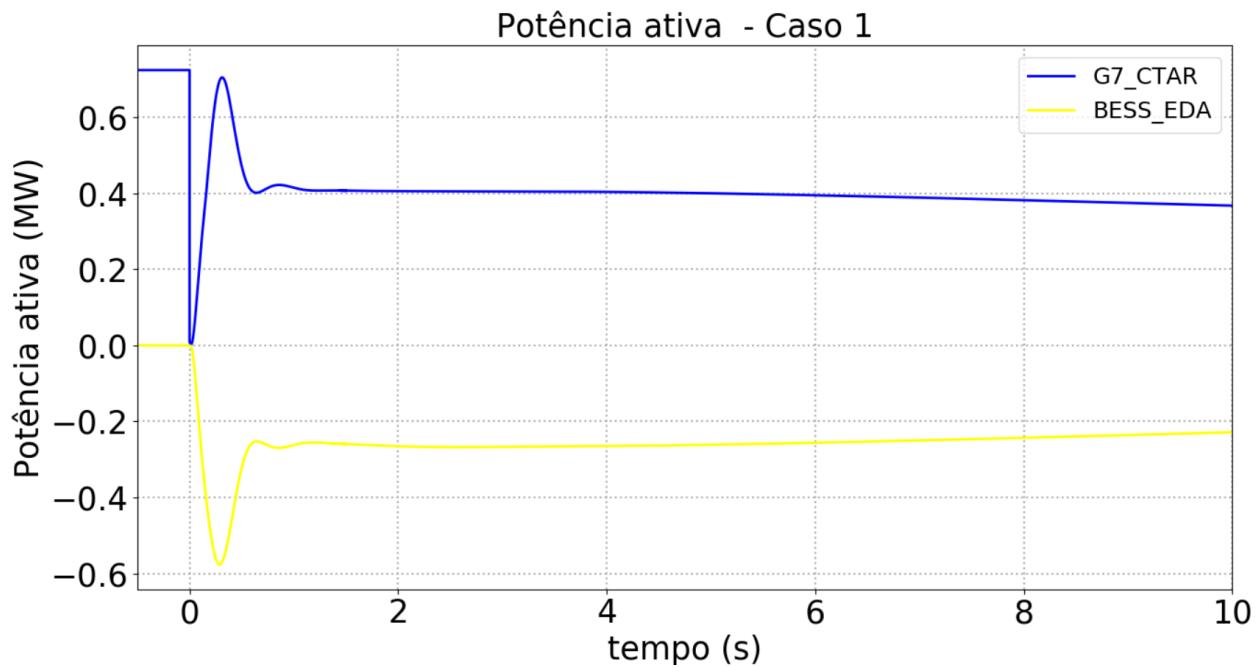


Figura 45. Resposta da CSFH em termos de potência ativa no ponto de ligação – Cenário 4.

Na Figura 46 são apresentados os resultados referentes à resposta em potência ativa do gerador síncrono em serviço e do sistema de reserva rápida (BESS), para os diferentes valores adotados para o parâmetro  $PWGra$ , relativamente ao cenário 4.



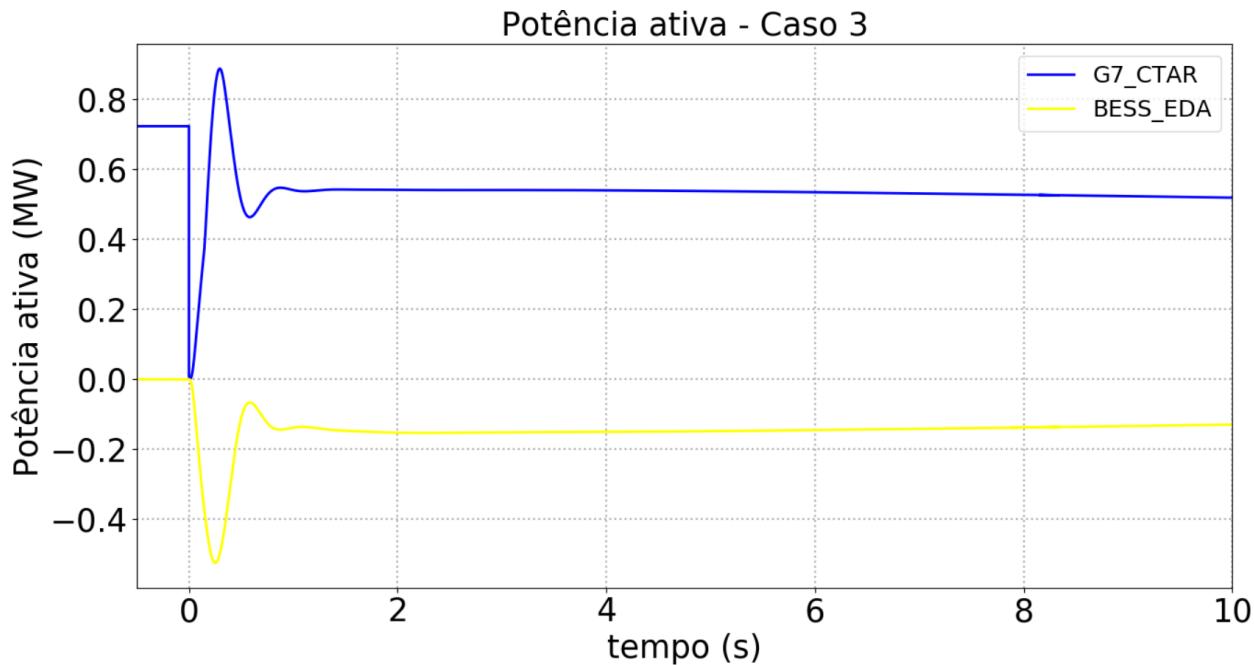


Figura 46. Resposta de potência ativa do gerador síncrono e BESS (em primeiro - caso1, em segundo - caso2 e em terceiro - caso3) – Cenário 4.

#### 4.3.1 Análise aos resultados do modo de estatismo P(f)

Os resultados patentes da subsecção 4.3.1 à 4.3.4 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 CTAR quer ao sistema de reserva rápida (BESS), permitindo assim uma pequena redução no Zénite do desvio da velocidade do gerador síncrono, após o deslastre de carga. Desta forma sugere-se a utilização de um valor próximo dos 35% no parâmetro *PWGra* a utilizar nos conversores da CSFH.

## 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 (configuração A), com potência instalada de 2 MW, no sistema eletroprodutor da ilha de Santa Maria. 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 de Santa Maria, 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 quatro 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 35% 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. Os resultados demonstram que existe, para determinados cenários de operação, benefícios técnicos resultantes da injeção de corrente reativa durante o defeito. Por isso, recomenda-se a utilização de um valor intermédio de 0.5 para o parâmetro  $FRTArGraNom$ .

Finalmente importa referir que os estudos apresentados neste documento evidenciam a ocorrência de excursões de frequência pouco relevantes e que, por isso, não apresentam risco de ativação das proteções de deslastre de frequência.

## 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

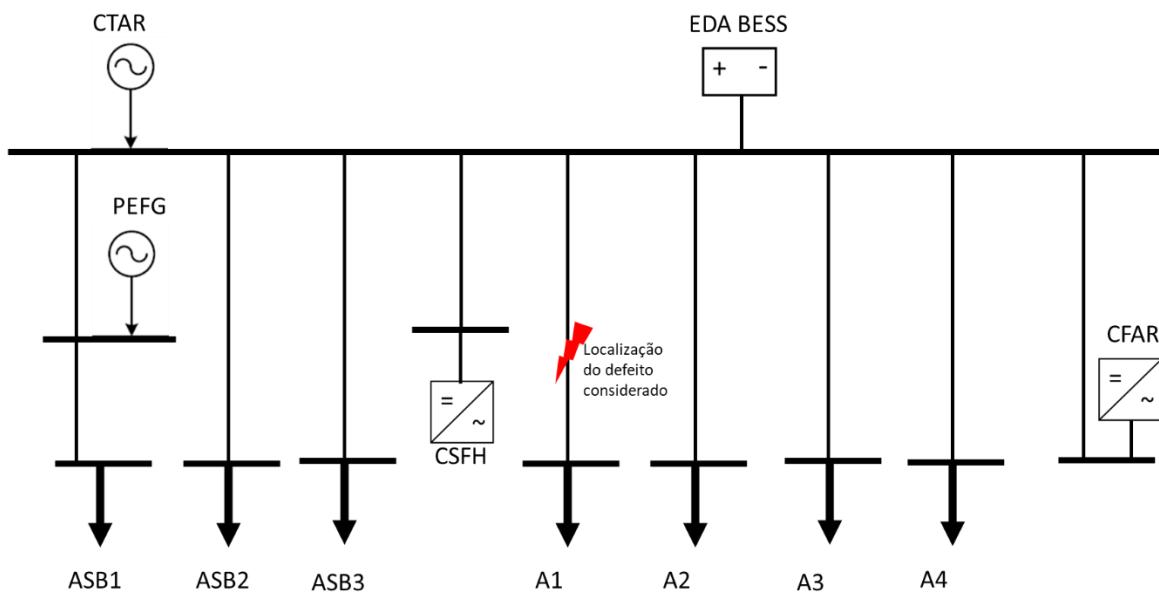


Figura 47. Esquema unifilar do sistema elétrico da ilha de Santa Maria e localização do curto-circuito considerado.