

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Inércia Síncrona e Inércia Sintética: influência
nas condições de estabilidade dos sistemas
elétricos**

Gabriel Magalhães e Sousa Rodrigues Pinheiro

PRIMEIRA VERSÃO DE ENTREGA

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

06/07/2020

© Gabriel Pinheiro, 2020

Resumo

Com o aumento progressivo da utilização de energias renováveis em quase todos os sistemas elétricos do planeta, aumenta também a dificuldade em cumprir com as condições de estabilidade antes estabelecidas nos sistemas com grande influência das máquinas síncronas. O processo de substituição da produção de energia em centrais síncrona pela produção de energia renovável dificulta o controlo de todo o sistema e, para ser possível continuar a garantir a mesma qualidade de serviço, é necessário a utilização de novas tecnologias para facilitar esta integração das energias renováveis.

Este trabalho pretende avaliar estas condições de estabilidade num sistema elétrico onde a percentagem de potência injetada por parte de máquinas síncronas diminui à medida que a influência das máquinas de produção renovável ligadas à rede através de eletrónica de potência aumenta. No ambiente de simulação *MatLab®/Simulink®* utilizado nesta dissertação, este processo é feito através da substituição das máquinas síncronas por modelos de conversores que pretendem simular o comportamento de uma central ou gerador de fonte renovável.

Inicialmente estes conversores estarão modelizados para funcionar como injetores de potência, onde não possuem qualquer influência no controlo de frequência do sistema. Mais tarde é dada esta capacidade de variação do seu despacho em prol de aumentar a estabilidade do sistema. Todos os parâmetros dos conversores são pensados para que simulem de forma mais aproximada o comportamento de um gerador de fonte renovável, por exemplo um aerogerador.

Na parte final são comparadas duas soluções para aumentar a estabilidade de um sistema com forte penetração de energia renovável. A primeira será a adição de inércia síncrona através de compensadores síncronos enquanto que a segunda será a funcionalidade de inércia virtual presente nos conversores de interligação à rede dos geradores renováveis.

Página em branco

Abstract

With the progressive increase in the use of renewable energies in almost all electrical systems on the planet, the difficulty in complying with the stability conditions previously established in systems with great influence from synchronous machines also increases. The process of replacing energy production by synchronous plants with renewable energy production makes it difficult to control the entire system and, in order to continue to guarantee the same quality of service, it is necessary to use new technologies to facilitate this integration of renewable energies.

This work intends to evaluate these conditions of stability in an electrical system where the percentage of power injected by synchronous machines decreases as the influence of renewable machines increases. This process is done by replacing the synchronous machines with converters that intend to simulate the behavior of a renewable power plant or generator.

Initially these converters will be modeled to work as power injectors, where they have no influence on the frequency control of the system. Later, this ability to vary its dispatch in order to increase the stability of the system is given to the converters. All the parameters of the converters are designed to more closely simulate the behavior of a renewable source generator, for example a wind turbine.

In a final part, two solutions that increase the stability of a system with strong penetration of renewable energy are compared. The comparison between the use of virtual inertia or the reuse of synchronous machines as synchronous compensators.

Página em branco

Agradecimentos

Este projeto marca o final de um grande capítulo de seis anos de trabalho e dedicação na conclusão do curso de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica (MiEEC) no Ramo de Energia na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

Em primeiro lugar devo agradecer à própria instituição que me proporcionou com grandes experiências e memórias de onde aprendi não só o conhecimento académico e científico, mas também algumas lições de moralidade que me fazem a pessoa que sou hoje.

Como é claro não podia deixar de agradecer ao orientador deste projeto, o professor Carlos Moreira. Desde o início sempre se mostrou disponível e paciente para a resolução de todos os problemas e “*steps-back*” que aconteceram durante a realização deste projeto. Em particular, neste período de adaptação e transição para o trabalho em casa que não facilitou a comunicação entre professor e aluno. No entanto, mesmo com todas estas adversidades só posso agradecer pelo empenho, dedicação e qualidade de ensino que mostrou durante todo o processo.

Um agradecimento também a outros professores da faculdade que de uma forma direta ou indireta acabaram por marcar a minha formação e a forma de interpretar diferentes situações. Professores que me deram memórias inesquecíveis durante a grande quantidade de horas em aulas, em experiências laboratoriais ou em reuniões de apoio. A todos eles só posso agradecer novamente pela qualidade de ensino que me proporcionaram.

Também devo deixar uma nota especial a todos os meus colegas e amigos da faculdade ou fora. Desde conversas nos corredores sobre tópicos aleatórios a discussões sobre a forma de interpretação de uma pergunta de exame, aprendi imenso com todas estas experiências e acredito nas pessoas que são.

Por fim devo também agradecer a um grande pilar que me suportou durante toda esta experiência de seis anos, desde o início até ao fim, a minha família. Sempre disponíveis a ajudar para a resolução de qualquer problema que ocorresse e sempre a acreditar nas minhas capacidades para finalizar este projeto. Em particular devo deixar um agradecimento especial à minha mãe que através de sacrifícios e ações, conseguiu proporcionar-me um dos capítulos mais especiais da minha vida. A ela só posso estar grato e feliz por tê-la como mãe.

Página em branco

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Siglas	xiv
Capítulo 1	15
Introdução	15
1.1 - Introdução	15
1.2 - Motivação e Objetivos	18
1.3 - Estrutura da Dissertação	19
Capítulo 2	20
Estado de Arte.....	20
2.1 - Contextualização do problema	20
2.2 - Controlo de potência/frequência	24
2.2.1 - Processo de controlo de frequência.....	24
2.2.2 - Desafios perante a massificação de fontes renováveis	25
2.3 - Códigos de redes e requisitos de mitigação do problema	26
2.3.1 - Requisitos de frequência	27
2.3.2 - Requisitos de robustez.....	29
2.3.3 - Requisitos de tensão	31
2.4 - Soluções tecnológicas	33
2.4.1 - Resposta proporcionada por sistemas de geração de base eletrónica	33
2.4.2 - Sistemas de armazenamento de energia (Grid-forming)	34
2.4.3 - Compensadores síncronos.....	35
2.5 - Notas finais.....	35
Capítulo 3	36
Modelo Dinâmico do Sistema em MATLAB®/Simulink®	36
3.1 - Introdução.....	36
3.2 - Centrais convencionais	36
3.2.1 - Máquina síncrona	36
3.2.2 - Regulador de tensão.....	37
3.2.3 - Turbina e regulador de velocidade	39
3.3 - Modelo do Conversor	40
3.4 - Notas finais.....	44
Capítulo 4	46
Caso de estudo	46
4.1 - Sistema elétrico em estudo	47
4.1.1 - Sistema produtor.....	47
4.1.2 - Rede de transporte	48
4.2 - Cenários do sistema de estudo	49

4.2.1 -	Cenário base (100% Síncrono).....	50
4.2.2 -	Integração progressiva de produção ligada à rede através de conversores.....	51
4.2.3 -	Influência das funções dos conversores.....	52
4.2.3.1 -	Cenário de estudo do Modo Sensível à Frequência (FSM) e Inércia Virtual (IV)	52
4.2.3.2 -	Cenários de estudo da Sobrevivência a Cavas de Tensão	53
4.2.4 -	Adição de compensadores síncronos.....	54
4.3 -	Notas finais	54
Capítulo 5		55
Resultados e análise.....		55
5.1 -	Caracterização da resposta dinâmica do sistema.....	56
5.2 -	Efeitos resultantes da capacidade de resposta à frequência dos conversores	58
5.3 -	Sobrevivência a cavas de tensão	60
5.4 -	Inércia Síncrona VS Inércia Virtual	62
5.5 -	Notas finais	64
Capítulo 6		65
Conclusões e trabalho futuro.....		65
6.1 -	Conclusões	65
6.2 -	Próximos trabalhos a desenvolver	67
Referências		68

Lista de figuras

Figura 1.1.1 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental.....	15
Figura 1.1.2 - Balanço da produção de eletricidade de Portugal continental (Maio 2020).	15
Figura 1.1.3 - Quota percentual de energia proveniente de fontes renováveis, 2018	16
Figura 2.1.1 - Parceiros na realização do projeto <i>EU-SysFlex</i>	22
Figura 2.1.2 - Gráfico traduzido relativo ao número de projetos por cada nível de escassez	24
Figura 2.3.2.1 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para MPG e MGS dos tipos B e C.....	28
Figura 2.3.2.2 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para MPG e MGS do tipo D ($U \geq 110 \text{ kV}$).....	29
Figura 2.3.2.3 -Valores mínimos de injeção rápida de corrente reativa.....	29
Figura 2.3.3.1 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa para MPG do tipo B.....	31
Figura 2.3.3.2 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa dos MPG dos tipos C e D ($U < 100\text{kV}$),	31
Figura 2.4.1.1 – Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar sem se desligar da rede	32
Figura 3.2.1.1 - Interface externa de uma máquina síncrona em MATLAB®/Simulink®...	36
Figura 3.2.2.1 - Interface exterior do sistema de excitação do rotor no ambiente de simulação em MATLAB®/Simulink®.....	36
Figura 3.2.2.2 - Interface interior do sistema de excitação do rotor no ambiente de simulação em MATLAB®/Simulink®.....	37
Figura 3.2.3.1 - Diagrama de blocos do TGOV1.....	38
Figure 3.3.1 - Estrutura do modelo equivalente do conversor	39
Figura 3.3.2 - Curva característica da injeção de corrente mediante o valor de tensão ..	40
Figura 3.3.3 - Blocos de controlo relativos ao Modo Sensível à Frequência e à Inercia Virtual	42
Figura 3.3.4 - Bloco detalhado relativo à função de transferência do Modo Sensível à Frequência.....	42
Figura 3.3.5 - Conceito de Inércia virtual	42
Figura 3.3.6 - Bloco detalhado relativo à Inercia Virtual.....	43
Figura 4.1 - Sistema base de estudo com algumas características dos vários elementos que o constituem	45
Figura 4.2.1 – Esquema em árvore dos diferentes cenários a que o sistema de estudo...	48
Figura 5.1.1 - Frequência equivalente do centro de inércia do sistema relativa aos primeiros cenários aquando a saída do G2b aos 50s.....	56
Figura 5.1.2 - Taxa de variação temporal da frequência do sistema, com uma janela temporal de 500 ms, relativa aos primeiros cenários aquando a saída do G2b aos 50s	56
Figura 5.2.1 - Produção de potência ativa do conversor 2a nos cenários de teste da influência das funcionalidades dos conversores no comportamento dinâmico do sistema, com diferentes tempos de resposta e a ativação ou não da funcionalidade de inércia sintética....	60

Figura 5.2.2 - Frequência do sistema nos cenários de teste da influência das funcionalidades dos conversores no comportamento dinâmico do sistema, com diferentes tempos de resposta e a ativação ou não da funcionalidade de inércia sintética	60
Figura 5.2.3 - Frequência do sistema nos cenários de teste da influência das funcionalidades dos conversores no comportamento dinâmico do sistema, com diferentes tempos de resposta e a ativação ou não da funcionalidade de inércia sintética	61
Figura 5.3.1 - Potência ativa do gerador 2a com a modelização de diferentes tempos de reposição na reposta à mesma perturbação, CC perto de 2a e 2b com uma duração de 250 ms.	62
Figura 5.3.2 - Frequência do sistema nos cenários com a modelização de diferentes tempos de reposição na reposta à mesma perturbação, CC perto de 2a e 2b com uma duração de 250 ms	63
Figura 5.3.3 - Taxa de variação temporal da frequência do sistema com um intervalo de 500ms, nos cenários com a modelização de diferentes tempos de reposição na reposta à mesma perturbação, CC perto de 2a e 2b com uma duração de 250ms	63
Figura 5.4.1 - Potência ativa produzida no conversor 2a aquando um defeito de 250 ms perto do local de ligação à rede, em diferentes cenários de ativação da Inércia Virtual (IV) e da presença de um compensador síncrono (CS) no sistema.	64
Figura 5.4.2 - Frequência do sistema aquando um defeito de 250 ms perto do local de ligação à rede, em diferentes cenários de ativação da Inércia Virtual (IV) e da presença de um compensador síncrono (CS) no sistema.	65
Figura 5.4.3 - Taxa de variação temporal da frequência do sistema para um intervalo de tempo de 500 ms, aquando um defeito de 250 ms perto do local de ligação à rede, em diferentes cenários de ativação da Inércia Virtual (IV) e da presença de um compensador síncrono (CS) no sistema.	66

Lista de tabelas

Tabela 2.3.1 – Classificação dos módulos geradores segundo o Código de Rede	25
Tabela 2.3.1.1 – Período de funcionamento mediante intervalos de frequência, requisitos dos códigos de rede	26
Tabela 2.3.1.2 - Parâmetros de resposta da potência ativa à frequência em MSF	27
Tabela 2.3.3.1 – Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar sem se desligar da rede	30
Tabela 2.3.3.1 – Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar sem se desligar da rede	32
Tabela 4.1.1.1 – Características do sistema produtor	46
Tabela 4.1.2.1 – Características dos transformadores	47
Tabela 4.2.1.1 – Despacho inicial no cenário base	49
Tabela 4.2.2.1 – Evolução da reserva do sistema no processo de substituição das máquinas síncronas por conversores	50
Tabela 5.1.1 – Valores pertinentes relativos à frequência	57
Tabela 5.1.2 – Despacho final de potência ativa [MW]	57

Siglas

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
CS	Compensador Síncrono
FSM	<i>Frequency Sensative Mode</i>
IV	Inércia Virtual
MGS	Módulo de gerador síncrono
MPG	Módulo de parque de gerador
MSF	Modo Sensível à Frequência
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
SEE	Sistema Elétrico de Energia

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Introdução

O contínuo desenvolvimento de novas tecnologias para a produção de energia renovável, como é o caso da eólica e da solar fotovoltaica, tem contribuído para a defesa e preservação do meio ambiente a um nível internacional. Com a diminuição das centrais elétricas convencionais e a integração destas novas tecnologias no sistema elétrico, é feita uma substituição progressiva dos recursos primários clássicos (tradicionalmente baseados em combustíveis fósseis) usados para a produção de energia elétrica.

A nível nacional, Portugal começou o seu desenvolvimento de produção de energia renovável na componente hídrica através de uma pequena central no rio Corgo. Tendo em conta o contexto do ano em que se realizou esta obra, 1894, onde não havia outro exemplo de progresso no uso de tecnologias renováveis para a produção de energia elétrica, pode-se afirmar que este foi um passo que impulsionou a construção de outras estruturas semelhantes.

Olhando para os anos seguintes, há um novo conjunto de ações na mesma direção com a construção de novas centrais hídricas que possibilitam a geração de energia renovável nos rios Cávado, Rabagão e Douro. Ao mesmo tempo também se estavam a fazer desenvolvimentos ao nível governamental com a criação de leis como a de “Eletrificação do País” que impulsionaram a industrialização, desenvolvimento e modernização das tecnologias de produção de energia elétrica no país [1].

Para se observar a evolução do sistema produtor elétrico português, a **figura 1.1.1** apresentar essa mesma evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental desde o ano 2000 até 2019. Estes dados foram obtidos na página *online* da APREN que consolidou informação do site da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) [2].

É notório a mudança de paradigma nestas duas décadas ao nível das principais fontes de produção de energia elétrica. Desde 2005 verificou-se um aumento progressivo da potência instalada em unidades de produção de origem renovável, em particular na tecnologia eólica, e a partir de 2011 uma redução na produção de energia com origem em combustíveis fósseis. Mais recentemente verifica-se um aumento da tecnologia solar no país.

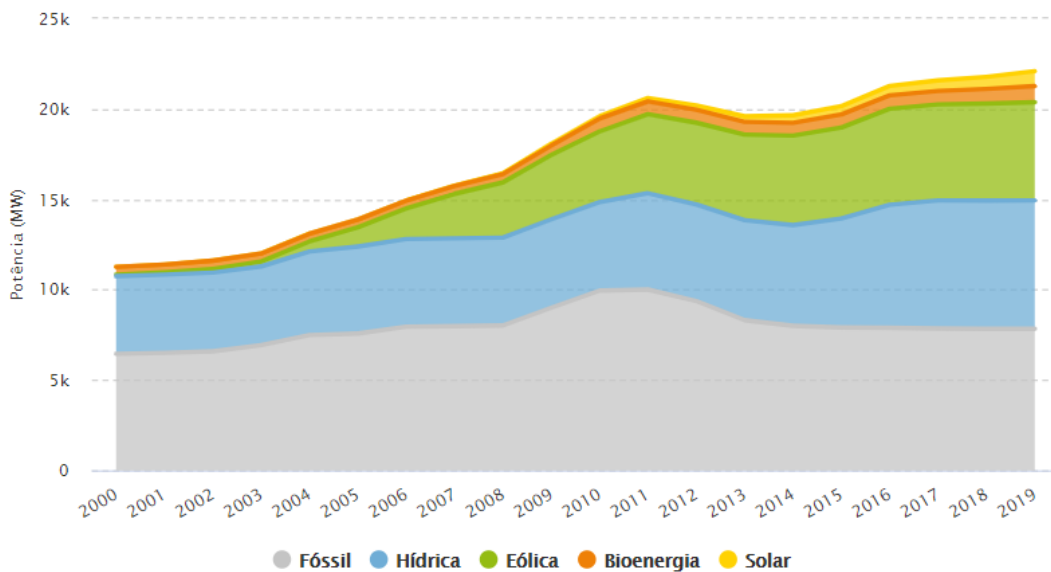


Figura 1.1.1 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental [3].

Um exemplo que demonstra o interesse no aumento da produção solar será a realização de um leilão para uma central de painéis solares na região do Alentejo. A implementação de uma central deste tipo na região contribuirá para atingir um dos principais objetivos no plano nacional de energia para 2030 (PNEC 2030) [4], [5]. Este plano anunciado será alvo de melhor análise no capítulo relativo ao Estado de Arte (**Capítulo 2**).

Se analisarmos dados atuais do mês de maio de 2020, 71,63% da produção de eletricidade em Portugal Continental foi de origem renovável. A **figura 1.1.2** documenta os números relativos a esse mês disponibilizados pela Associação de Energias Renováveis (APREN) em termos do balanço da produção de eletricidade de Portugal continental. Aqui é visível a contribuição de dois grandes núcleos para os valores atingidos, a produção eólica e hídrica.

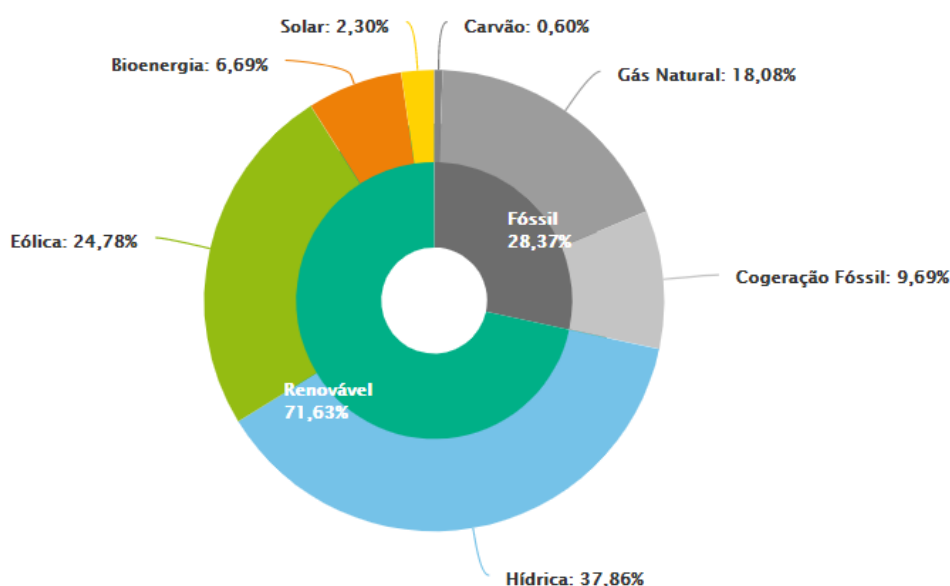


Figura 1.1.2 - Balanço da produção de eletricidade de Portugal continental (Maio 2020) [1].

Passando agora para o panorama internacional, em particular o Europeu, esta mudança do panorama da produção de energia elétrica é um dos principais objetivos definidos no Pacto Ecológico Europeu. Neste acordo é proposto aos estados membros que cumpram com o objetivo de transformar o continente Europeu no primeiro com um impacto neutro no clima até 2050 através de um conjunto de medidas que permitam uma transição sustentável a todos os cidadãos e empresas europeias [7].

Na **figura 1.1.3** são apresentados os dados relativos a 2018 ao nível das quotas percentuais de energia proveniente de fontes renováveis por estado membro. Ao mesmo tempo, estes resultados são comparados com os objetivos definidos para 2020 por estado membro. O artigo de onde a imagem foi retirada apresenta também valores relativos ao consumo de eletricidade em três níveis (transportes, arrefecimento e aquecimento e consumo bruto de eletricidade). Os dados relativos às fontes renováveis incluem a energia eólica, solar (térmica, fotovoltaica e concentrada), a energia hidroelétrica, a energia das marés, a energia geotérmica, os biocombustíveis e a parte renovável dos resíduos [8].

Nesta mesma imagem (**figura 1.1.3**) verifica-se o grande desenvolvimento destas tecnologias renováveis, em particular na produção hídrica, nos países nórdicos como a Suécia, Finlândia e a Noruega que em 2018 já conseguiam cumprir com o objetivo para 2020.

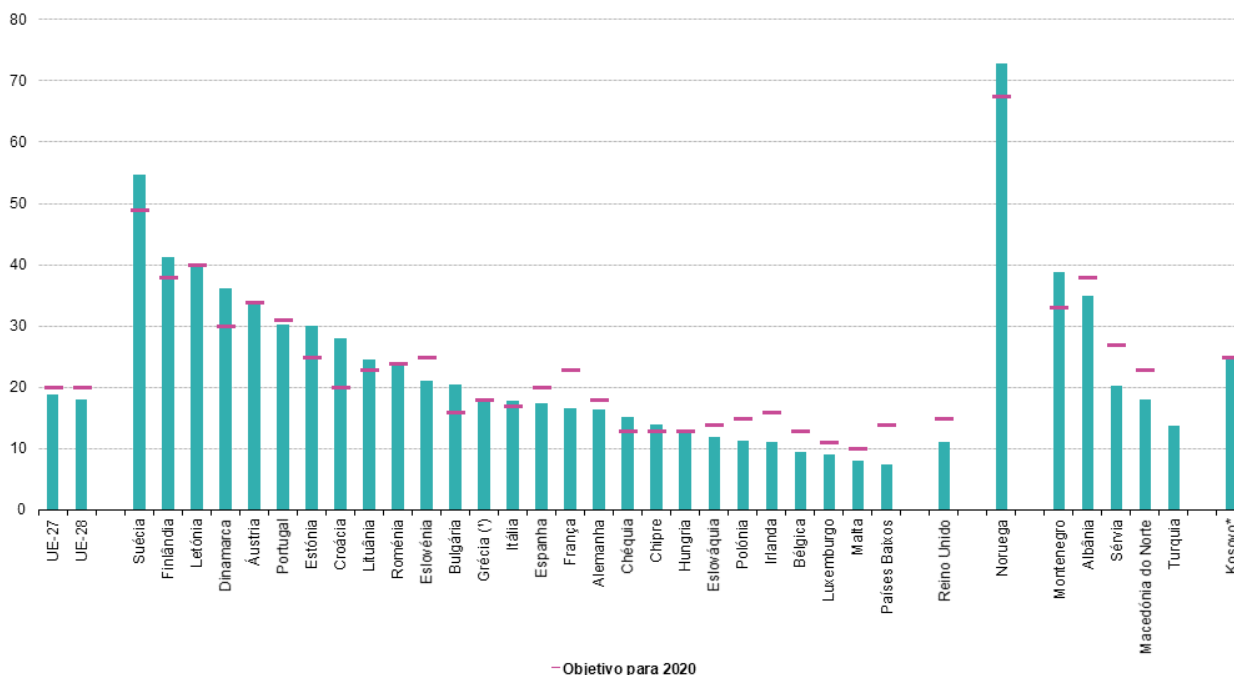


Figura 1.1.3 - Quota percentual de energia proveniente de fontes renováveis, 2018 [8].

Apesar de todos estes exemplos mostrarem a progressiva mudança dos sistemas produtores de eletricidade e representarem um grande contributo para a preservação do meio ambiente, existem problemas associados à operação de um sistema elétrico onde existe grande penetração de energia provida de uma fonte renovável. O problema da operação num sistema de energia elétrica deste tipo será mais particularizado no **Capítulo 2 (secção 2.1)**.

Fazendo uma pequena introdução a esse tema, a integração das tecnologias de geração renovável e a saída de serviço das diferentes máquinas síncronas leva a diferentes problemas ao nível do comportamento de várias grandezas, tais como a frequência ou a tensão. Apesar de haver uma maior possibilidade de ocorrerem problemas no sistema, é necessário garantir que o funcionamento do sistema é feito de forma segura e contínua mantendo a qualidade de serviço conseguida até aos dias de hoje.

1.2 - Motivação e Objetivos

A realização desta dissertação de mestrado centra-se em objetivos específicos relacionados com a integração de tecnologias de produção de energia renovável no sistema elétrico atual. Em particular, os desafios de maior relevância prendem-se com o facto de a generalidade dessas tecnologias de produção eólica e solar serem ligadas à rede por intermédio de conversores eletrónicos de potência.

Um primeiro objetivo será a identificação e caracterização do comportamento da frequência de um sistema de energia elétrica (SEE) perante um progressivo aumento da produção de origem renovável que é fornecida à rede através de conversores eletrónicos. Em particular, esta dissertação terá em atenção a taxa de variação temporal e a excursão da frequência face a diferentes perturbações.

Um segundo objetivo será a avaliação da contribuição de diferentes soluções de controlo presentes nos conversores eletrónicos dos sistemas de produção renovável na resposta a diferentes perturbações no SEE.

Estas soluções serão funcionalidades como o Modo Sensível à Frequência (MSF), Inércia Virtual (IV) e a Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão (CSCT). Todas estão descritas no **Capítulo 3** onde são expostos os modelos usados no ambiente de simulação. Mais uma vez, a curva de frequência do sistema e a sua taxa de variação serão dois pontos essenciais para a caracterização da contribuição de cada solução.

Um outro objetivo será a avaliação do benefício de integrar compensadores síncronos num SEE onde existe uma grande massificação da produção ligada à rede através de conversores eletrónicos. Nestes cenários, o aumento de inércia síncrona no sistema poderá contribuir para uma melhor operação de um SEE deste tipo face a diferentes perturbações.

Tendo em conta todos os projetos e trabalhos realizados dentro desta temática, uma outra motivação principal da realização desta dissertação será a de poder acrescentar e fornecer mais informações sobre o tema para que, no futuro, o desenvolvimento ou a criação de novas tecnologias seja facilitado. Ao mesmo tempo, existe a possibilidade de ajudar a comprovar que um sistema com forte penetração renovável pode manter a qualidade de serviço. Este fator teve grande influência para a realização e escolha do tema desta dissertação.

1.3 - Estrutura da Dissertação

A estrutura desta dissertação tem o objetivo de apresentar um resumo dos capítulos e a sua organização de uma forma estruturada e explícita.

Esta primeira secção é dedicada na exposição do contexto atual dos sistemas elétricos. Em especial o progressivo incremento das tecnologias produtoras de base eletrónica. Ao mesmo tempo são expostas as motivações e objetivos da realização este projeto.

No **Capítulo 2** é apresentada alguns documentos/artigos que introduzem conceitos relevantes à temática discutido na dissertação. Tal como as diferentes soluções aplicadas nos sistemas elétricos com forte penetração de potência de origem renovável, que possuem o objetivo de melhorar a sua estabilidade e proporcionar um melhor controlo entre produção e consumo.

O **Capítulo 3** é dedicado à apresentação dos modelos usados no ambiente de simulação MATLAB®/Simulink®. O modelo de rede foi previamente fornecido, apenas foram adicionados outros elementos e ajustados alguns parâmetros com o objetivo de se obter uma melhor representação do comportamento real dos diferentes equipamentos que se pretendem simular.

No **Capítulo 4** é exposto a constituição do sistema de energia elétrica que será alvo de estudo bem como os diferentes cenários que estará exposto. A informação técnica relativa ao sistema produtor, a rede de transporte e a distribuição de cargas no sistema estará presente neste capítulo. Adicionalmente é apresentado o percurso de cenários seguido na realização deste projeto.

O **Capítulo 5** é dedicado à apresentação dos diferentes resultados das simulações com a presença de alguns comentários relativos à forma de como as simulações foram realizadas, pormenores nas imagens/tabelas apresentadas ou conclusões derivadas dos resultados.

Por último, no **Capítulo 6** é apresentado um resumo de todas as conclusões retiradas ao longo do documento. Adicionalmente possui uma secção dedicada à apresentação de possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado de Arte

Neste capítulo será documentado uma abordagem aos principais desafios resultantes da integração de produção de base renovável nos sistemas elétricos, tendo em consideração essencialmente fenómenos de natureza dinâmica.

Numa primeira **secção 2.1** é exposta uma contextualização da dificuldade de operação de sistemas elétricos com forte penetração de energia renovável. Em particular, são apresentadas e discutidas as principais consequências resultantes de as máquinas síncronas convencionais estarem a ser progressivamente substituídas por tecnologias renováveis.

Na segunda parte (**2.2**) são apresentadas algumas soluções encontradas para contornar o problema a nível internacional que obrigam os produtores e os operadores da rede elétrica a manter determinadas características nos seus geradores/redes de operação para garantir o correto funcionamento de toda a rede elétrica, os Códigos de Rede.

Por fim, na **secção 2.3** são referidas outras soluções que são alvo de uma análise mais específica ao longo desta dissertação como o uso de compensadores síncronos, de inércia virtual ou de conversores do tipo *Grid-forming*.

2.1 - Contextualização do problema

A contínua execução de uma forma excessiva das atividades humanas que contribuem para o aumento de gases com efeito de estufa na atmosfera, possuem um grande impacto no clima e na temperatura do planeta. A queima de carvão, petróleo ou gás, o abate de florestas, o aumento da atividade pecuária, o uso de fertilizantes que contêm azoto e de gases fluorados são alguns exemplos destas atividades que, segundo vários cientistas conceituados na área, serão a principal causa do progressivo aquecimento global. Comparando os resultados da temperatura média do planeta atual com a do século XIX é notável um aumento de 0,85° C. O registo deste tipo de informação começou na década 50 do séc. XIX [9].

De forma a contrariar e diminuir a frequência destes comportamentos, tem existido um aumento da disponibilidade de substituir as fontes de energia primária do sistema produtor de eletricidade. Tradicionalmente de base síncrona, a constituição do sistema produtor tem sido substituída por tecnologias baseadas em conversores que fazem a ligação de geradores de fonte renovável à rede elétrica tal como foi apresentado na **secção 1.1** anterior.

Um dos objetivos deste processo de substituição será a redução das emissões de gases poluentes para a atmosfera, no entanto, esta renovação do sistema elétrico produtor necessita de assegurar que os parâmetros de fiabilidade e estabilidade são mantidos, sendo assim possível o mesmo nível de qualidade de serviço conseguido até agora.

Um exemplo desta mudança de mentalidade em Portugal poderá ser o Plano Nacional integrado Energia Clima (PNEC 2030). Este apresenta um conjunto de metas e principais linhas de atuação definidas do Regulamento (EU) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União Europeia e da Ação Climática [4], [10].

Novamente, estas ações pretendem contribuir para a redução de emissão de gases com efeito de estufa, o aumento da produção de energia renovável e da eficiência energética. De uma forma mais concreta, é previsto que se reduza as emissões de gases entre 45 e 55%, haja um aumento de 35% na eficiência energética, uma produção de 47% de forma renovável de toda a energia consumida no país, que 20% dos transportes sejam elétricos e que haja um aumento de 15% nas interligações com outros países [4].

Todas estas metas mostram que o futuro da produção e consumo de energia elétrica passará obrigatoriamente pelas fontes renováveis. No entanto, a adição deste tipo de geradores à rede atual não pode ser feita de uma forma automática e sem precauções. Isto porque todo o sistema elétrico foi pensado e construído para que a energia produzida tivesse origem numa máquina síncrona convencional [11], [12].

Uma grande dificuldade na obtenção de energia elétrica por parte das tecnologias de fonte renovável está relacionada com a variabilidade do seu recurso primário. Esta característica origina a necessidade da introdução dos conversores no ponto de ligação entre o gerador de fonte renovável e a rede. Estes garantem que as correntes/tensões produzidas por estas tecnologias estão em sincronismo com as da rede e dentro dos parâmetros esperados, desde que haja disponibilidade do recurso primário. No entanto, a presença destes conversores elimina um dos principais fatores que fornece estabilidade ao sistema elétrico, a inércia síncrona.

As grandes massas girantes, típicas das centrais térmicas, deixam de estar diretamente ligadas à rede o que elimina o balanço natural entre produção e consumo feito através da utilização da energia cinética armazenada na velocidade de rotação destas massas girantes. Esta característica de inércia síncrona das máquinas geradoras convencionais está associada à resposta física instantânea dos geradores que utilizam a sua energia cinética armazenada nas grandes massas girantes para complementar variações de cargas através do aumento ou diminuição da sua velocidade de rotação [13]. Com isto, o problema associado está relacionado com a indisponibilidade de energia cinética no sistema que dificulta o processo de balanço contínuo entre a produção e consumo de um sistema elétrico. Consequentemente haverá um aumento do risco de excursão da frequência bem como da sua taxa de variação temporal. Nos casos onde estas variações atinjam valores significativos poderá haver a perda de sincronismo das diferentes máquinas do sistema e, em efeito de cascata, a total perda de energia por parte de todo o sistema.

A nível Europeu, uma plataforma alargada de entidades do sistema científico e industrial tem vindo a demonstrar preocupações alargadas com o aumento de integração de sistemas de produção ligados à rede por intermédio de conversores eletrónicos. A título de exemplo, no âmbito do projeto Europeu *EU-SysFlex* foram realizados vários estudos que permitiram identificar cinco principais domínios a ter em consideração perante a evolução prevista para o

sistema elétrico a nível europeu. Na imagem seguinte são apresentados os diferentes parceiros envolvidos neste projeto.



Figura 2.1.1 - Parceiros na realização do projeto *EU-SysFlex* [14].

Para cada um desses domínios mencionados anteriormente foram também identificadas as origens dos problemas e algumas das potenciais soluções que permitam as suas mitigações.

Os principais domínios identificados como fonte de potenciais riscos para o sistema são:

- Capacidade de controlo de frequência
- Capacidade de controlo de tensão
- Estabilidade angular
- Gestão de congestionamentos
- Capacidade de arranque autónomo
- Nível de adequação do sistema

Em todas estas categorias, a progressiva diminuição da contribuição de máquinas síncronas na produção de energia elétrica e a diminuição de inércia síncrona no sistema, foram identificadas como causas e origens de vários problemas [15].

Para o **Controlo de Frequência**, a contínua substituição das máquinas síncronas convencionais por sistemas de produção com ligação à rede por base eletrónica faz reduzir a inércia síncrona total do sistema. Graças a isso, a robustez do sistema elétrico face a uma perturbação na frequência também é afetada de tal maneira que poderá a levar a casos onde é necessário recorrer a soluções de deslastre de carga para que seja possível manter o sistema elétrico em funcionamento. Nestes casos extremos, a injeção instantânea de potência providas de máquinas não síncronas devem ser limitadas para garantir a segurança do sistema. Um exemplo da aplicação desta medida será na Irlanda que adotou esta medida para mitigar a instabilidade na frequência. [15], [16].

No caso do **Controlo de Tensão**, a introdução de sistemas geradores de base eletrónica causa uma diminuição da “força” do sistema que pode levar a uma propagação em grande escala das perturbações de tensão. Esta “força” é um indicador do desempenho da resposta dinâmica local do sistema face a uma perturbação na tensão [17], [18]. Em termos práticos, esta “força” pode ser medida pela potência de curto-circuito (CC), que será a contribuição de cada gerador para a corrente de defeito durante uma perturbação no sistema [15]. A contribuição para este indicador por parte dos sistemas produtores de base eletrónica é bastante inferior em comparação com o das máquinas síncronas devido a limitações físicas por

parte dos conversores que não suportam correntes tão elevadas. Esta diminuição na potência de CC pode provocar um impacto negativo nos sistemas de proteção da rede, em particular na proteção diferencial e na de máxima intensidade.

Ao mesmo tempo, a introdução das tecnologias renováveis nos sistemas elétricos aumenta a limitação da produção de potência reativa que é usada no controlo de tensão do sistema. Segundo alguns estudos realizados para determinar o impacto da introdução de sistemas geradores de base eletrónica nas redes de transmissão de energia, é expectável que haja uma redução dos intervalos estáveis de tensão a curto e longo prazo [15], [19].

Seguidamente, na temática da **Estabilidade Angular** foi desenvolvido algum trabalho que relaciona um aumento das limitações dos intervalos estáveis do ângulo do rotor e a redução do torque de sincronização entre as máquinas síncronas. O mesmo estudo do parágrafo anterior [19], analisou também o impacto da forma de controlo da potência reativa num sistema gerador de base eletrónica e concluiu que a maneira como este controlo é feito tem efeitos na estabilidade transitória do sistema.

Este processo de substituição das máquinas síncronas por geradores renováveis ligados à rede através de conversores é traduzido numa grande mudança de paradigma e causa efeitos nos fluxos de potência quer ao nível da rede de transmissão quer na rede de distribuição dificultando a **Gestão de Congestionamentos** [20]. Uma vez que uma central térmica é tipicamente bastante maior que uma central de fonte renovável, o aumento da criação da última origina um aumento de pontos de injeção de potência na rede, no caso da tecnologia solar na rede de distribuição. Adicionalmente, haverá a possibilidade de existirem fluxos de energia bidirecionais nas redes de distribuição. Se juntarmos a estes fatores, o crescimento da demanda de energia elétrica por parte dos transportes e dos setores de aquecimento, há a possibilidade de haver uma maior frequência de congestionamentos nas redes de distribuição. Quanto às redes de transmissão, a implementação da tecnologia das eólicas provoca o mesmo efeito de aumentar a ocorrência de congestionamentos na rede elétrica [15].

Atualmente é possível afirmar que os SEE estão a ser operados nos seus limites. O uso de grandes capacidades de produção, longas redes de transmissão para com que a energia produzida chegue aos consumidores e a integração de tecnologias renováveis como a eólica e a solar que são voláteis e intermitentes aumentam a possibilidade de haver pequenas perturbações possam causar um apagão. Existem alguns exemplos retratados deste tipo de situações como o apagão no norte do continente americano em 14 de agosto de 2003 que demorou cerca de duas semanas a ser resolvido [15]. Historicamente, a reposição do serviço após acontecimentos extremos deste tipo tem-se baseado na produção das máquinas síncronas convencionais e, por isso, a desativação destes geradores da rede causa preocupações. Consequentemente existe um acréscimo na importância da pesquisa na **Capacidade de Arranque Autónomo**.

Por fim, o **Nível de Adequação do Sistema** foi um outro domínio analisado nas redes europeias. O reforço/adaptação de toda a rede elétrica será necessário graças a diferentes fatores. Por exemplo, a descarbonização de setores como os transportes e os sistemas de aquecimento farão aumentar os picos de carga sendo necessário garantir que toda essa potência consegue ser transportada pela rede elétrica. No âmbito desse mesmo projeto (*EU-SysFlex*) foram ainda identificados outros onde estas temáticas foram abordadas.

A título ilustrativo, a **figura 2.1.1** ilustra o volume de projetos com foco de atuação em cada um dos domínios referidos, evidenciando que as questões relacionadas com a capacidade

de controlo de frequência estão entre as que mais têm despertado a atenção da comunidade científica e industrial.

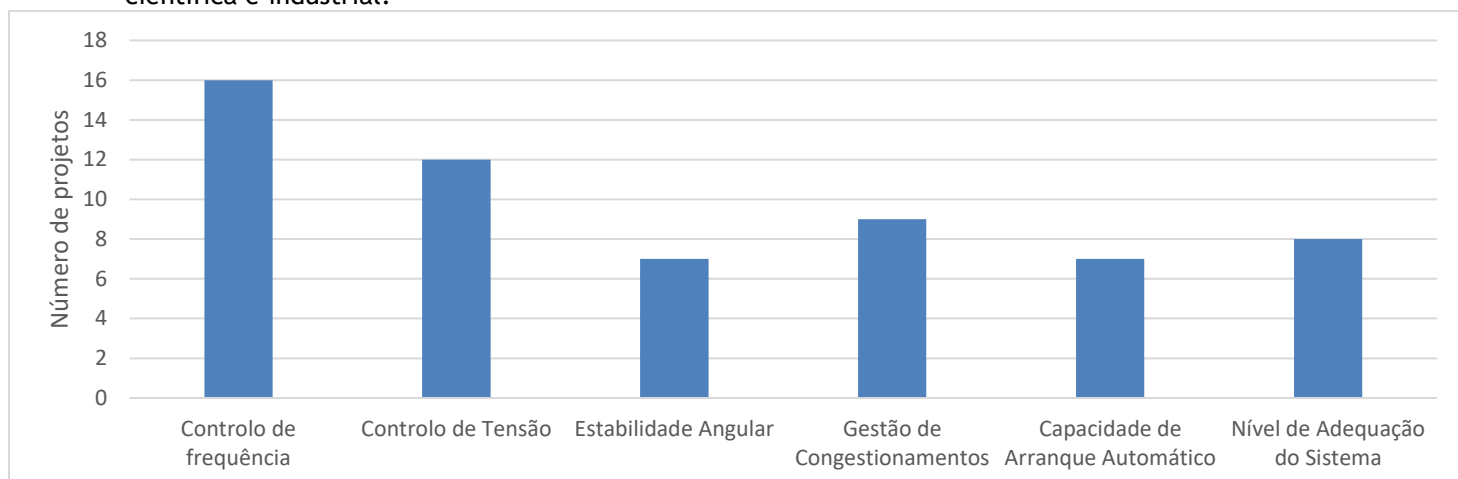


Figura 2.1.2 - Gráfico traduzido relativo ao número de projetos por cada nível de escassez [21].

2.2 - Controlo de potência/frequência

Nos sistemas de energia elétrica é necessário preservar um contínuo balanço entre a potência ativa produzida no seu sistema produtor e a potência ativa consumida pelos diferentes consumidores espalhados pelos diferentes níveis de tensão. A característica que fornece informação sobre este balanço é a frequência do sistema. Assim, o correto controlo da frequência torna-se essencial para que seja possível um SEE funcionar corretamente. Os sistemas elétricos são suscetíveis a perturbações que podem causar um desequilíbrio neste balanço obrigando a de funcionalidades que garantam a estabilização dos valores de frequência dentro dos intervalos pré-definidos pelas entidades responsáveis.

Segundo o panorama da grande maioria dos países Europeus, o valor de referência usado para a frequência será os 50 Hertz (Hz). Nos casos onde a frequência apresenta valores inferiores ao de referência significa que há falta de produção no sistema uma vez que, para manter o balanço entre produção e consumo, a energia cinética armazenada nas massas girantes dos geradores síncronos foi usada para alimentar o intervalo de carga em falta. Este consumo faz com que a velocidade destas massas diminua fazendo com que a frequência do sistema siga o mesmo comportamento. No caso inverso, a produção em excesso é transformada em energia cinética fazendo aumentar a velocidade das massas girantes [22]. Esta característica é a inércia síncrona já exposta nos capítulos anteriores. No entanto, esta característica natural das máquinas síncronas não é suficiente para conter e resolver as perturbações que um sistema elétrico pode vir a sofrer.

2.2.1 - Processo de controlo de frequência

Usando as designações atuais, os SEE utilizam dois processos fundamentais que conseguem primeiro conter e suportar possíveis variações de frequência e, de seguida conseguem repor a frequência ao seu valor de referência.

O primeiro processo de controlo é chamado de Reserva de Contenção de Frequência (*Frequency Containment Reserve*) que se traduz numa capacidade de produção disponibilizada por uma máquina geradora e que é usada para conter e suportar possíveis variações de frequência. Esta tecnologia é requerida que atue de forma rápida (até 30 segundos) e eficaz após a ocorrência da perturbação o que limita as possibilidades de geradores que possam vir a disponibilizar reserva deste tipo. Trata-se maioritariamente de um controlo local de frequência ativado de forma automática que faz restaurar o balanço entre produção e consumo à custa de um desvio entre o valor de frequência e o seu valor de referência [22], [23].

Atualmente existem diferentes mercados dedicados apenas à compra e venda de capacidade de produção dedicada para a Reserva de Contenção de Frequência (RCF). Por exemplo, os operadores de rede da Alemanha, França, Holanda, Bélgica e Áustria possuem um mercado comum desta reserva. Este são chamados de Mercados de serviços auxiliares [24].

Algumas características deste mercado são:

- Produto simétrico, a reserva de aumento ou de diminuição de produção são procuradas ao mesmo tempo;
- Há uma duração diária para a entrega do produto;
- Os operadores de rede permitem intervalos de reserva de diferentes tamanhos até 25 MW;
- Mínima compra e venda será de 1 MW;
- As limitações nas interligações destes países são limitações integradas no mercado;

O segundo processo chamado de Reserva de Restauração da Frequência (RRF), ou *Frequency Restoration Reserve*, pretende eliminar o desvio de frequência deixado pela RCF, fazendo com que a frequência volte a estabilizar no seu valor de referência, e restaurar o balanço entre as ligações de diferentes áreas de controlo caso as haja. O tempo de atuação desta funcionalidade varia entre os 30 segundos até aos 15 minutos dependendo das especificidades da área de controlo em que está integrada a máquina que possui esta característica. Assim, caso o desvio de frequência seja mantido durante 30 segundos, esta funcionalidade é ativada. Adicionalmente este tipo de reserva pode ser dividido num do tipo automática (RRFa) e em outro manual (RRFm). Futuramente está pensado um sistema interligado entre todos os operadores de rede europeus que permita a compra e venda deste tipo de reserva [25].

2.2.2 - Desafios perante a massificação de fontes renováveis

A mudança de paradigma na constituição do sistema produtor passando de um conjunto de máquinas síncronas para um sistema com apenas geradores interligados à rede por eletrónica de potência introduz uma enorme quantidade de diferenças nas características dinâmicas do sistema. No caso das máquinas síncronas, estas são controláveis no regime estacionário e no dinâmico dentro de certos limites que são definidos pelas limitações físicas da máquina. No domínio do regime transitório rápido, o comportamento segue as características físicas, elétricas e mecânicas da máquina síncrona. Assim, independentemente dos sistemas de excitação ou dos reguladores de velocidade usados para o controlo de uma máquina síncrona, o comportamento do sistema torna-se previsível [26].

No caso dos conversores, todas as ações de controlo ocorrem num curto espaço de tempo e o seu comportamento possui uma grande dependência das características do algoritmo utilizado no *software* de controlo. Apesar de a introdução dos conversores no sistema elétrico o tornar mais controlável, introduz também mais vulnerabilidade e por isso torna-se mais

dependente na viabilidade das ações de controlo do sistema. Consequentemente, as especificações dos conversores terão que ser mais precisas e abordar aspetos que nunca foram analisados para o caso das máquinas síncronas como por exemplo o valor da corrente de defeito ou a forma da onda de tensão durante o regime transitório [26].

2.3 - Códigos de redes e requisitos de mitigação do problema

Nesta secção serão expostas algumas soluções implementadas com o objetivo de contornar a dificuldade de controlo de frequência provocada pela progressiva perda de inércia síncrona no sistema e pela redução dos sistemas de geração síncronos tradicionalmente responsáveis por essa funcionalidade. Estas soluções poderão ser implementadas através de legislação, atualização de diferentes dispositivos da rede, utilização de novas tecnologias e adaptação das tecnologias atuais.

De forma a facilitar a integração das fontes de eletricidade renováveis, a Comissão de 14 de abril 2016 no Regulamento (EU) n.º 2016/631, foi estabelecido um código de rede (*Grid Code*) que define os requisitos da ligação de geradores à rede. Chamados de *RFG - Requirements for Generators* também possuem o objetivo de estabelecer regras uniformizadas relativas à ligação de geradores à rede por forma a facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia, garantir segurança e aumentar a eficiência da rede e dos recursos.

Este Código de Rede é composto por uma série de requerimentos obrigatórios a todos os Estados Membros e outros menos restritos onde a sua especificação fica na responsabilidade de cada Estado Membro, dentro de limites mínimos e máximos. Para o caso português, os requisitos não exaustivos adotados e apresentados em Diário da República para ligação dos módulos à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) são os presentes na bibliografia indicada deste documento [27], [28].

Uma das primeiras definições apresentadas nestes códigos de rede será a identificação do tipo de módulo de gerador. A classificação destes dispositivos passa a ser A, B, C ou D mediante a sua potência de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). A tabela 2.3.1 apresenta os detalhes de cada uma destas designações.

Tabela 2.3.1 – Classificação dos módulos geradores segundo o Código de Rede [29].

Classificação do módulo de gerador	Tensão do ponto de ligação [kV]	Capacidade máxima de produção [MW]
A	< 110	[0,8; 1]
B	< 110	[1; 10]
C	< 110	[10; 45]
D	≥ 110	≥ 45

Estes requisitos são aplicáveis aos novos modelos de gerador e aos existentes em situações específicas. Tais como o aumento da potência de ligação dos módulos de geradores, o aumento da potência instalada dos módulos geradores que ultrapasse 20% da potência de ligação ou no caso de uma substituição/modernização de um equipamento constituinte dos módulos geradores que implique o aumento da potência máxima desse equipamento em valor superior a 40%.

Neste conjunto de requerimentos também é feita a distinção entre dois módulos de geradores diferentes, os síncronos e os de parque gerador (MGS e MPG respetivamente). Por módulo de parque gerador, o regulamento de Códigos de Rede entende como uma unidade ou um conjunto de unidades de produção de eletricidade que está ou estão assincronamente ligadas à rede ou está ou estão ligadas através de um sistema eletrónico e que têm também um único ponto de ligação a uma rede de transporte, rede de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, ou sistema de Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT) [28].

Nas secções seguintes são apresentados outros requisitos não exaustivos definidos para o sistema elétrico português. Numa primeira parte serão expostos os requerimentos relacionados com a frequência do sistema. De seguida são expostos outros requisitos relacionados com a robustez do sistema elétrico. Por fim os requisitos relacionados com a tensão do sistema e o seu controlo.

2.3.1 - Requisitos de frequência

Um primeiro requisito aos MGS e MPG está relacionado com os períodos de funcionamento perante a gama de frequência em que esta estiver inserida. Neste caso não existe uma distinção entre as diferentes classificações de módulos de gerador (A, B, C ou D). Os valores deste requisito apenas variam mediante a zona do continente europeu que estiver em análise. No caso português, os valores a considerar são os da europa continental e estão expostos na **tabela 2.3.1.1**.

Tabela 2.3.1.1 – Período de funcionamento mediante intervalos de frequência, requisitos dos códigos de rede.

Gama de frequência [Hz]	Período de funcionamento [min.]
47,5 - 48,5	30
48,5 - 49,0	Tempo ilimitado
49,0 - 51,0	Tempo ilimitado
51,0 - 51,5	30

Nesta definição existem alguns pontos adicionais:

- Os módulos de gerador devem possuir a capacidade de suportar variações na frequência, permanecer ligados à rede elétrica e operar de forma adequada para taxas de frequência iguais ou inferiores a 2 Hz/s, medidas num intervalo de 500 ms;
- É permitido uma redução à taxa de 2 % da capacidade máxima a 50 Hz por queda de frequência de 1 Hz, aquando a frequência se apresenta inferior a 49 Hz;
- Os módulos de gerador devem ser capazes de se ligar à rede dentro da gama de 47,5 Hz-51,5 Hz;
- Os gradientes máximos são definidos no acordo de ligação estabelecido com o operador de rede competente;

Ainda sobre a frequência, é requerido que os módulos de gerador possuam um modo de funcionamento sensível à frequência com o objetivo de auxiliar no controlo da frequência quando o sistema sofre uma perturbação que causa variações na frequência. Este Modo Sensível à Frequência (MSF) garante a capacidade de variação da produção de potência ativa mediante o comportamento da curva de frequência do sistema.

Tabela 2.3.1.2 - Parâmetros de resposta da potência ativa à frequência em MSF.

Parâmetros		Intervalos ou valores
Intervalo de potência ativa comparativamente à capacidade máxima, $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		5 %
Insensibilidade de resposta à frequência	$ \Delta f_i $	10 ms
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 %
Banda morta de resposta à frequência		0 mHz
Estatismo (regulável)		4 %-6 %
Intervalo de potência ativa comparativamente à capacidade máxima (intervalo da resposta à frequência), $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		5 %
No caso dos módulos de produção de energia com inércia, atraso inicial admissível, t_1		2 s
No caso dos módulos de produção de energia sem inércia, atraso inicial admissível, t_1		500 ms
Máximo admissível para o tempo de ativação plena, t_2		30

Adicionalmente, os módulos geradores devem ser capazes de gerar uma resposta plena da potência ativa à frequência durante um período mínimo de 15 minutos e o início da ativação de injeção de potência deve ocorrer com um atraso máximo presente na tabela 2.3.1.2 que depende da existência ou não da característica de inércia no módulo de gerador.

Esta funcionalidade de variar a produção do módulo de gerador consoante o valor de frequência do sistema é dividido nas duas possibilidades em que o valor da frequência pode variar. Existe o modo de subfrequência para situações onde a frequência é inferior ao valor de referência, e o modo sobrefrequência para as situações onde o valor é superior ao de referência. Em cada um destes casos existem um conjunto de requisitos específicos.

Para a situação de sobrefrequência para todos os tipos de módulo de gerador (A, B, C e D):

- Estatismo regulável 4 %-6 %;
- Limiar de frequência a 50,2 Hz;

Para a situação de sobrefrequência para os tipos C e D de módulo de gerador:

- Estatismo regulável 4 %-6 %;
- Limiar de frequência a 49,8 Hz;

De seguida, outra funcionalidade que contribui para o controlo da frequência do sistema e está definida nestes códigos de rede, a inércia sintética. Aplicável aos MPG dos tipos C e D, entende-se por inércia sintética a capacidade dos MPG emularem o efeito de inércia dos MPG de capacidade equivalente. Os MPG indicados devem ser capazes de fornecer inércia sintética

durante desvios de frequência muito rápidos, de forma a contribuir para a manutenção da segurança e estabilidade do Sistema Elétrico Nacional, em particular nas situações de elevada penetração de energias renováveis, ligadas à rede através de eletrónica de potência. Deverá haver um acordo entre operador de rede responsável e os proprietários dos MPG sobre qual a tecnologia a usar para a introdução desta característica no MPG. A decisão do operador de rede deve basear-se nas condições da rede em que este módulo de gerador se encontra ligado.

Estes requisitos apresentados para o controlo de frequência do sistema terão grande impacto na parametrização dos vários dispositivos produtores apresentada no **Capítulo 3** da dissertação.

2.3.2 - Requisitos de robustez

Nesta secção serão expostos os requisitos associados com a robustez dos módulos de gerador em questão. Neste conjunto de medidas, os parâmetros específicos variam mediante a classificação do módulo em análise e do seu tipo.

Um primeiro requisito inserido nesta temática é a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Os módulos de gerador síncrono ou de parque gerador, devem possuir a capacidade de continuar em funcionamento mesmo em condições onde haja uma cava de tensão na rede, dentro de parâmetros especificados.

A título de exemplo, a **figura 2.3.2.1** expõe o limite inferior de um perfil de tensão para os casos de MGS a azul e MPG a laranja, ambos do tipo B e C. Esta tensão é medida no ponto de ligação em função do tempo para os momentos anteriores, posteriores e durante a ocorrência de um defeito.

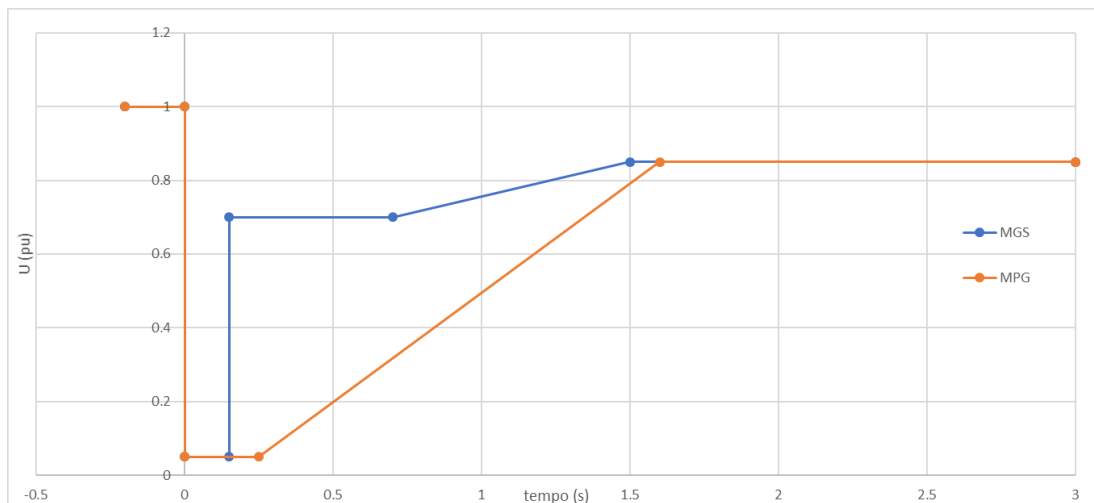


Figura 2.3.2.1 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para MPG e MGS dos tipos B e C [27].

Neste parâmetro é notório uma maior expectativa que os módulos de parque gerador sobrevivam por mais tempo a desvios de tensão. Os MGS possuem a possibilidade de não sobreviver à cava de tensão caso esta seja de duração mais extensa enquanto que os MPG são obrigados a continuar em serviço. Os módulos de gerador síncrono e de parque gerador do tipo A com potências superiores a 15 kW são igualmente exigidos a possuírem esta capacidade de uma forma semelhante à exposta para os do tipo B. Enquanto que para os do tipo D são definidas novas limitações que dependem da tensão no ponto de ligação. Um exemplo para este tipo está na **figura 2.3.2.2** seguinte.

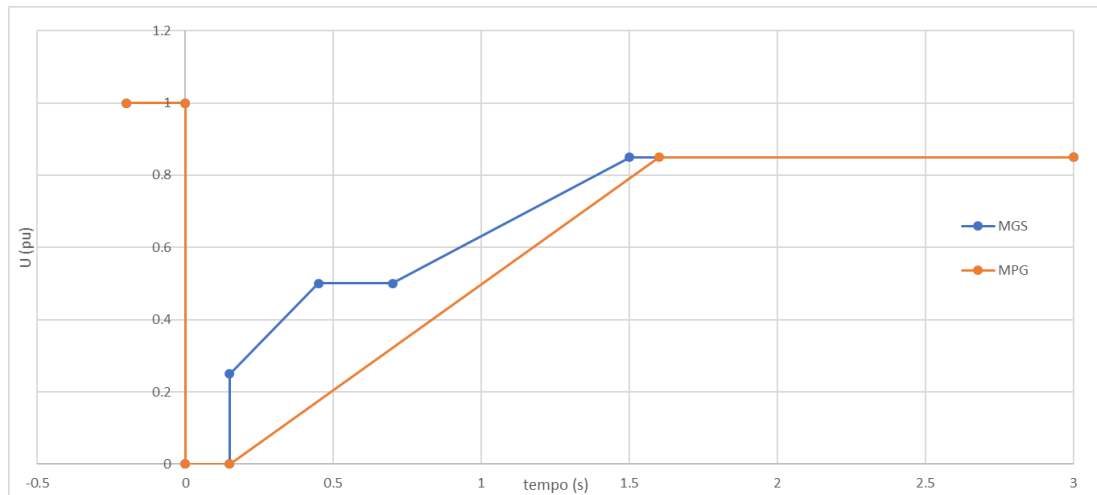


Figura 2.3.2.2 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para MPG e MGS do tipo D ($U \geq 110 \text{ kV}$) [27].

Na **figura 2.3.2.2** anterior é apresentada a situação limite que obriga os módulos de gerador a continuar em serviço durante 0,15 segundos numa situação onde a tensão de ligação é nula.

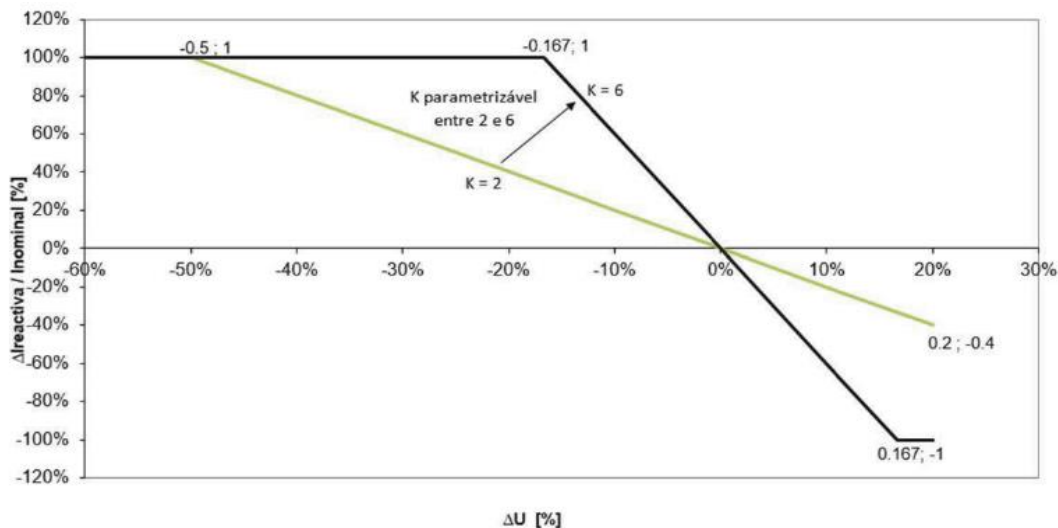


Figura 2.3.2.3 -Valores mínimos de injeção rápida de corrente reativa [27].

Um outro requisito relacionado com a robustez de um módulo de parque gerador será a capacidade de injeção rápida de corrente reativa na situação pós-defeito de acordo com os valores mínimos estabelecidos na **figura 2.3.2.3** seguinte e até ao limite das capacidades dos MPG. A injeção desta corrente reativa adicional pode variar entre as duas curvas apresentadas (verde e preto) sendo o gradiente k o fator a escolher, $k \in [2; 6]$.

Esta resposta obrigatória aos MPG é requerida num intervalo de tempo mínimo bastante restrito. Segundo os Códigos de Rede, existe a distinção entre três intervalos de tempo que devem ser respeitados:

- **Tempo de medida/deteção** que deverá ser inferior a 20 ms. Este é definido como o tempo até que se começa a injeção de corrente reativa;
- **Tempo de resposta** que deverá ser de 30 ms. Este é definido como o intervalo de tempo entre o início da injeção de corrente reativa até que a mesma atinja 90% da resposta esperada para a corrente.

- **Tempo de estabelecimento** que deverá ser de 60 ms. Este é definido como o intervalo de tempo entre o momento em que se inicia a injeção de corrente reativa por parte do MPG até que a mesma permaneça dentro da banda de tolerância em torno da resposta esperada da corrente.

Esta funcionalidade deve ser desativada aquando a reentrada da tensão nos limites estáticos de tensão estabelecidos ou após 5 segundos de uma variação brusca da tensão.

Devido à perturbação, o MPG sofre também uma diminuição da sua produção de potência ativa e, por isso, é necessário estabelecer outros tempos mínimos para a reposição desta potência. Segundo os Códigos de Rede, após a eliminação do defeito na rede e início da recuperação de tensão no ponto de ligação do gerador, a potência ativa produzida por este gerador deve recuperar de modo a alcançar 95 % da potência ativa produzida antes do defeito, **num tempo inferior a 1 s**. Adicionalmente, estes geradores possuem 2 s para que a sua potência ativa produzida atinja a produção antes de defeito. Estes valores estão associados a MPG e MGS do tipo B, C e D.

2.3.3 - Requisitos de tensão

Neste capítulo final relativo aos Códigos de Rede são expostas as particularidades definidos para os MPG e MGS relacionadas com a tensão no ponto de ligação à rede.

Tabela 2.3.3.1 – Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar sem se desligar da rede [27].

Tensão de base do ponto de ligação [kV]	Gama de tensão [pu]	Período de funcionamento [min.]
	[0,85; 0,90]	60
[110; 300]	[0,90; 1,118]	Tempo ilimitado
	[1,118; 1,15]	20
	[0,85; 0,90]	60
[300; 400]	[0,90; 1,05]	Tempo ilimitado
	[1,05; 1,10]	20

Na **tabela 2.3.3.1** são expostos as gamas de funcionamento por nível de tensão e os respetivos períodos de funcionamento mínimos aplicáveis aos módulos de geradores da rede do tipo D. Para o caso dos de tipo C, o termo e as regulações para a desconexão automática dependam das condições estabelecidas no acordo de ligação das centrais, que devem ser definidos individualmente pelo operador de rede competente.

Um outro requisito para os módulos de gerador será a sua capacidade de fornecimento de potência reativa para a rede. Esta característica difere mediante o tipo de módulo de gerador (A, B, C ou D), se se trata de um gerador síncrono ou um parque gerador e da tensão no ponto de ligação à rede.

A título de exemplo, para os MGP do tipo B e C, o perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa em função do valor de tensão segue a **figura 2.3.3.2**.

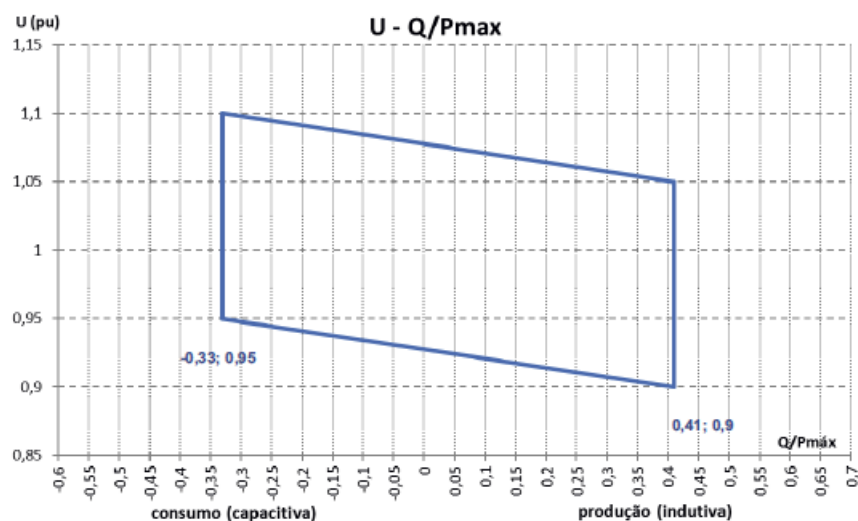


Figura 2.3.3.1 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa para MGP do tipo B, [27].

Esta característica obriga aos módulos de parque gerador especificados a possuir a capacidade de fornecer ou consumir potência reativa tendo em conta a tensão no ponto de ligação à rede. Um outro exemplo desta característica será a **figura 2.3.3.2** que apresenta esta característica para os MGP do tipo D que possuam uma tensão de ligação superior ou igual a 100 kV.

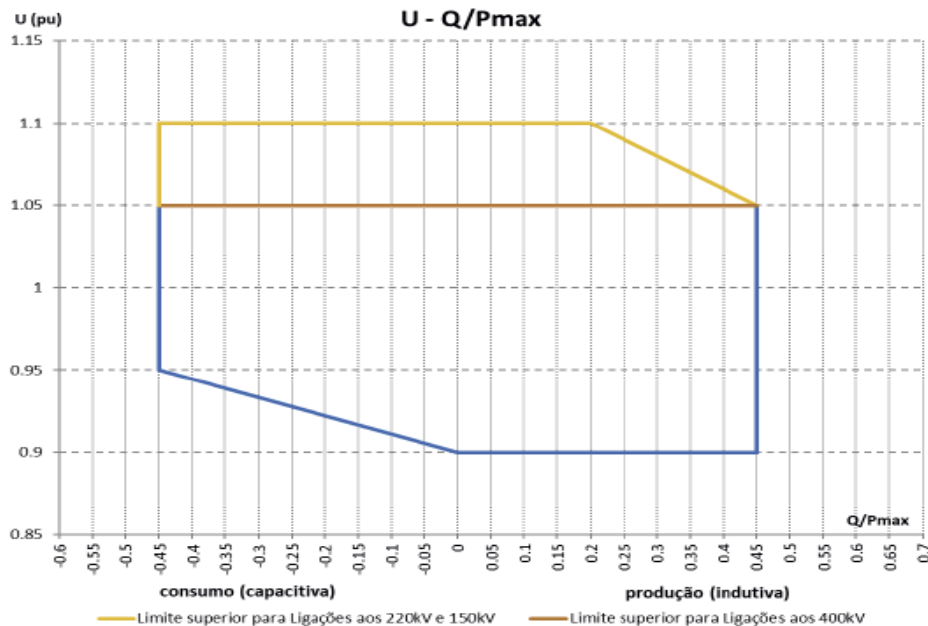


Figura 2.3.3.2 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa dos MGP dos tipos D ($U \geq 100\text{kV}$), [27].

2.4 - Soluções tecnológicas

Nesta secção serão expostas algumas soluções tecnológicas já implementadas nos sistemas elétricos que ajudam na mitigação do problema. Estas soluções variam desde a utilização das tecnologias renováveis com capacidade de variar a sua produção mediante a necessidade de aumentar ou diminuir o valor de frequência do sistema, o uso de sistemas de armazenamento de energia ou a reutilização das máquinas síncronas já substituídas por outras de fonte renovável como compensadores síncronos.

2.4.1 - Resposta proporcionada por sistemas de geração de base eletrónica

Nesta subsecção será explorada a solução de utilizar um sistema de geração de base eletrónica para o controlo de frequência. Uma vez que estas tecnologias tendem a crescer ao nível da sua presença nos sistemas elétricos, a adição desta capacidade de controlo da produção de potência ativa mediante a frequência do sistema torna-se num requisito obrigatório como foi exposto na secção 2.3 desde Capítulo 2.

Analisando o caso das tecnologias de conversão de energia eólica ou solar em elétrica, a forma utilizada para que seja possível haver a disponibilização de uma determinada quantidade de reserva de potência será no funcionamento em modo *de-load*. Esta forma de funcionamento modifica a produção destas tecnologias renováveis para valores inferiores aos de referência tendo em conta a disponibilidade de recurso primário. No caso do eólica, estas mudanças de produção estariam relacionadas com técnicas de mudança do ângulo de ataque das pás das torres [30].

O funcionamento em modo *de-loading*, para o caso da tecnologia eólica, poderá ser implementado de duas maneiras diferentes: Delta ou Balanceado. No primeiro caso, existe uma diminuição da potência produzida por um valor percentual fixo (10% - 20%) enquanto que no segundo caso essa redução da produção é feita para um valor constante [30].

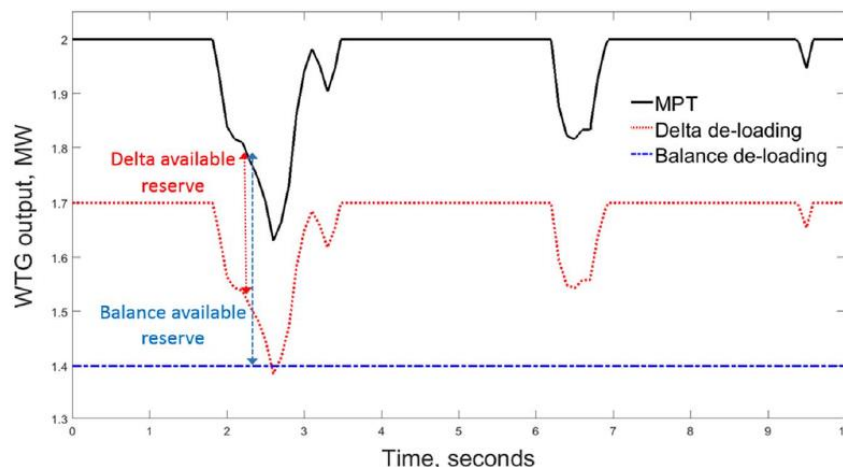


Figura 2.4.1.1 – Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar sem se desligar da rede [30].

Nas situações onde existe uma diminuição do valor da frequência em comparação com o seu valor de referência, este modo de funcionamento permite a capacidade de parques eólico modificarem a sua produção de potência ativa de forma a contrariar o comportamento da frequência [31]. De salientar que estas estratégias apenas funcionam para as situações onde haja falta de produção no sistema.

2.4.2 - Sistemas de armazenamento de energia (*Grid-forming*)

Atualmente, a tecnologia de inversores do tipo *Grid-forming* tem sido considerada para resolver ou ajudar a contornar os problemas associados à estabilidade de redes elétricas com forte penetração de energia proveniente de uma fonte renovável. Vários projetos em redes isoladas têm conseguido provar a viabilidade desta tecnologia [32].

Um artigo publicado em 2016 na revista “*IEEE power & energy magazine*” [32] afirma que um conversor deste tipo tem a capacidade de suportar a operação de um sistema de corrente alternada durante condições normais, perturbadas e de emergência sem necessitar de utilizar serviços de máquinas síncronas. Esta definição inclui sistemas onde existe uma presença forte, fraca e de todos os níveis médios de sistemas produtores de base eletrônica. Em particular, esse artigo especifica algumas propriedades:

- Durante condições normais, estes conversores tem um comportamento semelhante ao de uma fonte de tensão alternada, respeitando as suas limitações físicas interiores. O controlo e definições adicionais desta fonte de tensão devem ser apropriadas à rede em que esteja ligado;
- Possua a capacidade de funcionar em sistema isolado, sem ligação à rede;
- Em regime transitório, deverá possuir o comportamento de uma fonte de tensão, no entanto poderá passar para um funcionamento diferente de forma a respeitar os seus limites físicos. Assim que esses mesmos limites não estejam em risco de serem ultrapassados, deve voltar a possuir o comportamento de uma fonte de tensão alternada;
- Algumas unidades deste tipo devem possuir um *energy buffer* (supercondensadores associado a um sistema de baterias por exemplo) que lhes permita contribuir para serviços de arranque de serviço após apagão enquanto que outras unidades devem possuir a capacidade de suportar a restauração de tensão da rede;

Os inversores mais usados são chamados de *Grid-following* (GFL) e possuem algumas funcionalidades em comum com os GFM que são obrigatórias pelos códigos de rede. Alguns exemplos podem ser a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, injeção rápida de corrente reativa no sistema para auxílio no controlo de tensão e controlo da potência ativa em função da frequência do sistema [32].

2.4.3 - Compensadores síncronos

Uma solução encontrada para ajudar na manutenção do balanço do sistema elétrico foi a de reaproveitar do restante tempo de vida das máquinas síncronas já substituídas por outros sistemas produtores de base eletrónica. A necessidade de investimento seria apenas necessária na adaptação dos geradores já implementados numa central e não haveria necessidade em um investimento na obtenção de uma máquina nova. A diferença entre o modo convencional de funcionamento de uma máquina síncrona e o funcionamento de um compensador síncrono estará no eixo da máquina que pode girar livremente ao contrário do que acontece numa máquina síncrona que se apresenta ligada a uma carga [33], [34].

Este tipo de tecnologia não produz nem consome potência ativa, mas possui a capacidade de gerar/consumir potência reativa conforme a necessidade de subida ou descida de tensão. Com isto, a tecnologia consegue não só fornecer mais inércia síncrona ao sistema por se tratar fundamentalmente de uma máquina síncrona, como também aumenta o nível de controlabilidade da tensão no sistema. Todos estes pontos acabam por melhorar a resposta dinâmica do sistema face a diferentes perturbações ao sistema.

Um exemplo atual da aplicação desta tecnologia será a de um concurso por parte da NGE SO (“*National Grid Electricity System Operator Limited*”), realizado entre 5 de novembro de 2019 e 17 de janeiro de 2020 chamado de “*Stability Pathfinder Phase 1 GB 2020*”. O desfecho deste concurso formou um contrato entre o operador de rede e diferentes fornecedores com valores de 12.5GVA de inércia até 2026 para 5 fornecedores em 7 locais diferentes onde estas tecnologias denominadas de “*zero MW output*” serão implementadas. O contrato custará um total de £328m [35].

2.5 - Notas finais

O capítulo 2 apresenta um conjunto diferenciado de literatura relevante para o tema que se quer discutir ao longo desta dissertação. Vários exemplos do crescimento da produção renovável não só a nível nacional, mas também internacional que levam à diminuição da inércia síncrona no sistema elétrico. Este processo dificulta o controlo e manutenção do balanço entre produção e consumo que é essencial para a conservação do contínuo funcionamento de qualquer sistema elétrico.

Ao mesmo tempo são expostas algumas soluções tecnológicas já aplicadas nos sistemas elétricos atuais que pretendem combater a falta de inércia síncrona.

Na secção 2.3 é apresentada uma das medidas mitigadoras usadas ao nível europeu que pretende definir um conjunto de diferentes requisitos que qualquer módulo de gerador terá de cumprir caso queira estar em serviço na rede europeia. Estes Códigos de Rede influenciam os modelos utilizados no ambiente de simulação *Simulink*® do *MatLab*® que são expostos no Capítulo 3 seguinte.

Capítulo 3

Modelo Dinâmico do Sistema em MATLAB®/Simulink®

3.1 - Introdução

Ao longo deste capítulo será exposto o modelo dinâmico do sistema elétrico utilizado nesta dissertação com auxílio da ferramenta Simulink® do MATLAB®, documentando a forma como os componentes do sistema foram modelizados

Numa primeira secção 3.2 está incluído o modelo relativo às centrais convencionais, incorporando o modelo dos geradores síncronos 3.2.1, modelo da máquina primária e regulador associado 3.2.2, bem como o regulador de tensão 3.2.3.

Na secção 3.3 é exposto o modelo de conversor usado neste ambiente de simulação para a representação de um sistema produtor de base eletrónica.

3.2 - Centrais convencionais

3.2.1 - Máquina síncrona

Nesta secção é apresentado a forma utilizada para representar geradores que fornecem energia elétrica ao sistema através de uma máquina síncrona no ambiente de simulação do Simulink®. Casos reais deste tipo de máquina poderão ser centrais hídricas, térmicas, entre outros.

O princípio de funcionamento de uma máquina síncrona é bastante conhecido: a magnetização e a rotação do enrolamento indutor, tipicamente o rotor, provocará a indução de uma força eletromotriz sinusoidal no enrolamento induzido, normalmente chamado de estator. Com a existência de uma ligação entre uma carga e os terminais deste tipo de máquina, há a criação de uma corrente alternada sinusoidal.

Dentro do contexto de redes elétricas, o uso deste tipo de máquinas é destinado à conversão de energia mecânica em energia elétrica. A energia necessária para esta conversão é fornecida através de uma máquina primária que podem variar entre turbinas hidráulicas ou a vapor, motores de combustão, entre outros [36].

Relativamente à aplicação deste tipo de máquina em *MATLAB®/Simulink®*, foi escolhido o elemento *Synchronous Machine* presente na biblioteca de componentes *SimPowerSystems™*.

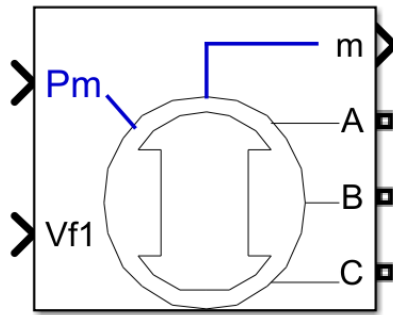


Figura 3.2.1.1 - Interface externa de uma máquina síncrona em *MATLAB®/Simulink®*.

Na imagem anterior é possível observar a interface externa do modelo da máquina síncrona utilizado nesta dissertação. Esta possui duas entradas que são representadas pela potência mecânica fornecida pela máquina primária (P_m) e a tensão de excitação do enrolamento indutor (V_{f1}). As saídas (A, B e C) representam os terminais da máquina que serão ligados à rede elétrica. A saída m é apenas informativa permitindo a monitorização de resultados em termos da potência mecânica, potência ativa e reativa produzida e a velocidade de rotação do rotor sendo este o enrolamento indutor rotativo [37].

No interior, os geradores síncronos usados no ambiente de simulação utilizam um modelo de sexta ordem para os comportamentos elétricos e ainda é considerada uma componente mecânica semelhante a um bloco simplificado de uma máquina síncrona. Este bloco permite o funcionamento como motor. A constituição pormenorizada do modelo dinâmico da máquina síncrona estará presente na seguinte referência [38].

3.2.2 - Regulador de tensão

É necessário referir o modelo utilizado para a o sistema de excitação do enrolamento indutor e do regulador de tensão. Este processo de excitação magnética é conseguido pelo fornecimento de uma tensão contínua ao enrolamento indutor. O ajuste desta tensão permitirá controlar a produção de potência reativa da máquina que, conseqüentemente permitirá controlar a tensão aos terminais da máquina. Para esta dissertação, este sistema foi implementado no ambiente de simulação através de um bloco chamado de “*Excitation System*”, baseado em um padrão IEEE do tipo 1 [39].

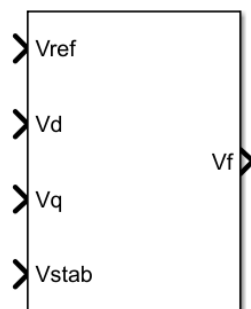


Figura 3.2.2.1 - Interface exterior do sistema de excitação do rotor no ambiente de simulação em *MATLAB®/Simulink®*.

Neste caso, as entradas do modelo serão as componentes da tensão à saída dos terminais da máquina, longitudinal e transversal (V_d e V_q), uma tensão de referência (V_{ref}) e uma tensão adicional na eventualidade de ser utilizado um mecanismo auxiliar de estabilização (V_{stab}). No caso desta dissertação este valor foi sempre nulo e, por isso, não é utilizado. Na saída deste bloco estará a tensão contínua a ser aplicada ao enrolamento indutor. Uma outra função essencial deste sistema será a estabilização de tensão da máquina.

No interior deste bloco de controlo podemos verificar como funciona. A figura 3.2.2.2 seguinte apresenta isso mesmo:

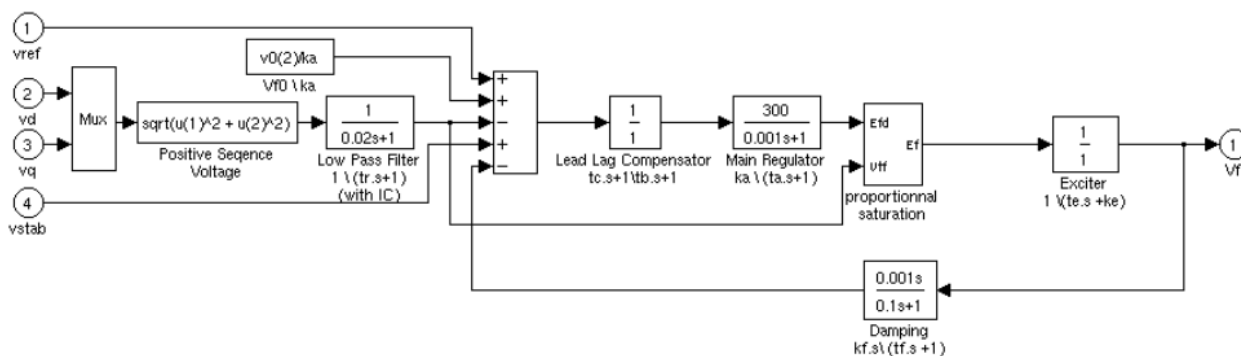


Figura 3.2.2.2 - Interface interior do sistema de excitação do rotor no ambiente de simulação em MATLAB®/Simulink® [39].

Numa primeira parte, este conjunto de blocos calcula a raiz quadrada da soma dos quadrados de cada componente da tensão, filtra este valor através de um filtro passa-baixo e realiza a subtração deste resultado por outras componentes. A tensão de referência e a tensão não utilizada de estabilização por exemplo. O resultado deste processo dá origem a uma tensão de erro que todo este sistema pretende anular. Com isto, podemos concluir que esta tensão de erro pode ser descrita pela seguinte equação:

$$V_{erro} = V_{ref} + \frac{V_{f0}}{K_a} - \sqrt{V_d^2 + V_q^2} - \left(V_f \cdot \frac{K_f \cdot s}{1 + T_f \cdot s} \right) + V_{stab} \quad (3.2.2.1)$$

Onde:

- V_{erro} é o sinal de erro (p.u.)
- V_{ref} representa o valor definido como tensão de referência (p.u.)
- V_{f0} é o valor inicial para a tensão V_f (p.u.)
- K_a é o ganho do regulador (adimensional)
- V_d e V_q representam as componentes longitudinal e transversal da tensão à saída dos terminais da máquina (p.u.)
- V_f é a tensão de saída do regulador
- K_f é o ganho do filtro de amortecimento/passa baixo (adimensional)
- T_f é a constante de tempo do filtro de amortecimento/passa baixo (s)
- V_{stab} é um valor de tensão adicional utilizado para estabilização adicional da tensão (p.u.)

Com este sinal de erro obtido, o passo seguinte é a ação de um bloco de avanço-atraso sobre este sinal. Esta operação consegue modelizar a redução de ganho em regime transitório.

Seguidamente, há a influência de um bloco de controlo intitulado de “*Main Regulator*”. À saída deste bloco ficará a força eletromotriz de saída da excitatriz (E_{fd}). De seguida existe um bloco de saturação proporcional e o bloco que representa a excitatriz.

3.2.3 - Turbina e regulador de velocidade

Esta terceira parte do capítulo está dedicada à forma como foram implementadas as máquinas primárias no ambiente de simulação do MATLAB®/Simulink®.

No caso desta dissertação foi utilizado apenas um modelo de máquina primária, visto que o estudo de vários tipos não seria relevante para o objetivo do documento. O modelo é baseado no comportamento de uma turbina de vapor e é intitulado de “*Turbine - TGOV1*” onde está incluído também não só o bloco que representa a máquina primária, mas também os blocos de regulação da velocidade de rotação da máquina síncrona, o regulador de velocidade [40].

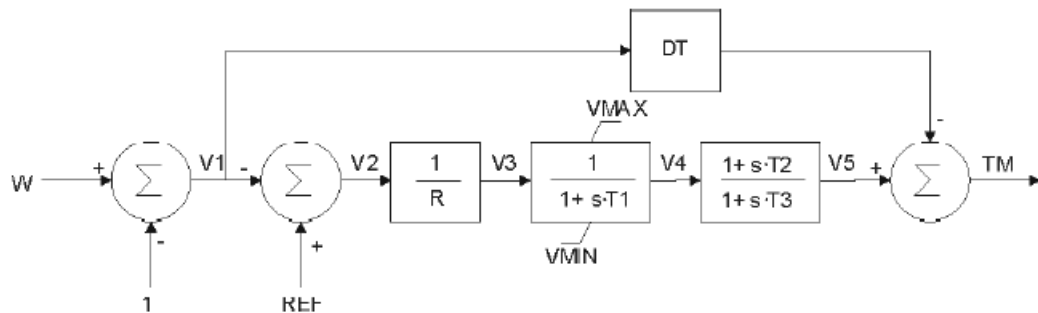


Figura 3.2.3.1 - Diagrama de blocos do TGOV1 [40].

Pela imagem é possível verificar que este conjunto de blocos utiliza a velocidade de rotação da máquina (w) que está a regular e valores de referência para determinar qual o binário mecânico (T_M) que pode ser novamente transformado em potência mecânica da máquina primária. Na imagem é possível identificar os seguintes parâmetros:

- R é o estatismo que se relaciona com o controlo primário da frequência (p.u.)
- T_1 é uma constante de tempo relacionada com o tempo de abertura da válvula de admissão (s)
- V_{MAX} e V_{MIN} que serão a posição máxima e mínima da válvula (p.u.)
- T_2 e T_3 são outras constantes de tempo (s)
- DT é o coeficiente de amortecimento da turbina (p.u.)

De notar que foram adicionados outros blocos de controlo a este modelo para garantir uma melhor aproximação entre o comportamento real e o da simulação. Alguns destes blocos foram limitadores para garantir que as máquinas não estariam a produzir em excesso. Para além disso, foram adicionados blocos que permitem o controlo integral/secundário de frequência. No entanto, esta última adição seria apenas usada para a determinação dos valores iniciais da simulação para garantir que todas as simulações continham as mesmas condições iniciais.

3.3 - Modelo do Conversor

Com o objetivo de simular o comportamento de um gerador de fonte renovável no ambiente de simulação MATLAB®/Simulink®, foi adotado um conversor já programado para este efeito. Este é utilizado de forma a representar um sistema produtor de base eletrônica independente da tecnologia de conversão de energia. A utilização deste modelo pretende simular o comportamento de um parque ou gerador de fonte renovável que é ligado à rede através de eletrônica de potência ignorando o tipo de recurso primário renovável. Devido à duração limitada das simulações, o recurso primário destes sistemas produtores admite-se como constante e, por isso, são os dispositivos eletrônicos que definem o comportamento do sistema produtor perante fenómenos transitórios.

O modelo é implementado no eixo de referência dq que possibilita um controlo desacoplado das componentes ativa e reativa da corrente. Adicionalmente o desenho deste modelo integra funcionalidades que são requeridas nos Códigos de Rede apresentados no **Capítulo 2**.

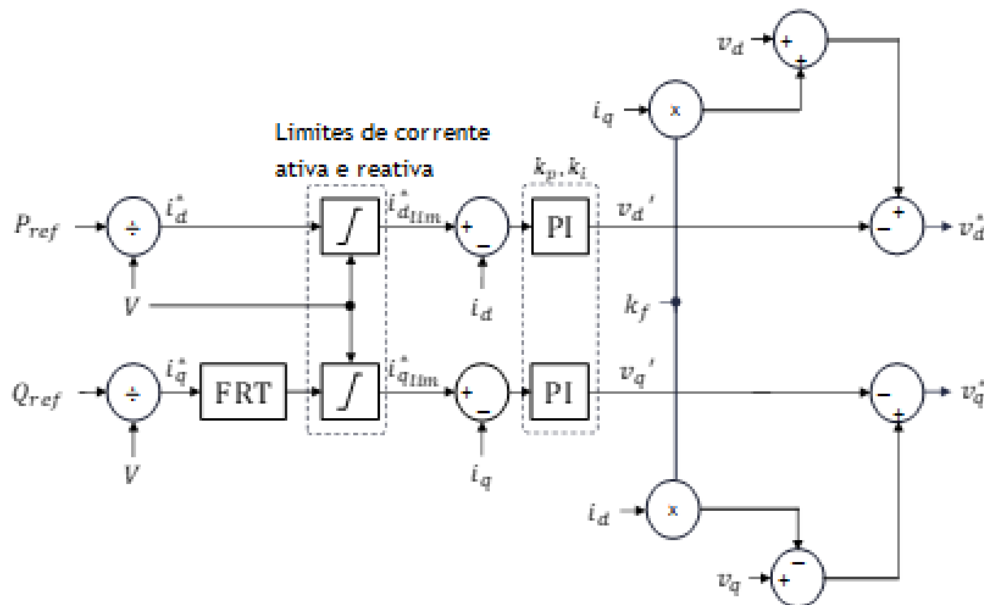


Figure 3.3.1 - Estrutura do modelo equivalente do conversor [41].

O controlo da corrente interior possui influência independente na componente ativa e reativa da corrente (i_d e i_q) através de um bloco de controlo proporcional e integral e o uso de um ganho chamado de *feedforward decoupling gain* ($k_f = 0.2$). O cálculo da corrente desejada (i_d^* e i_q^*) é feito de acordo com pontos de referência para a potência ativa e reativa (P_{ref} e Q_{ref}) que dependem da tensão aos terminais do conversor (V). Adicionalmente existe a limitação destas correntes desejadas para que os limites máximos de corrente do conversor não sejam ultrapassados.

De forma a cumprir com os requisitos dos Códigos de Rede, este modelo contém a possibilidade de modificar a sua injeção de corrente reativa de forma significativa para auxiliar no controlo de tensão do sistema em situações de defeito na rede. Nestas situações é dada prioridade ao aumento da corrente de componente reativa diminuindo a componente ativa. Este processo continua a não ultrapassar os limites máximos de corrente do conversor e funciona segundo o seguinte algoritmo:

If $i_{abs} < i_{max}$
 If $V < V_2$ (figura 3.3.2)

$$i_q^{lim} = i_q^*, i_q^* \leq i_{max} \quad (3.3.1)$$

$$i_d^{lim} = \sqrt{i_{max}^2 - i_q^{*2}} \quad (3.3.2)$$

$$\text{Else: } i_q^{lim} = i_{max} \sin \theta \text{ AND } i_d^{lim} = i_{max} \cos \theta \quad (3.3.3)$$

$$\text{Else: } i_q^{lim} = i_{abs} \sin \theta \text{ AND } i_d^{lim} = i_{abs} \cos \theta \quad (3.3.4)$$

With $i_{abs} = \sqrt{i_d^{*2} + i_q^{*2}}$, and $\theta = \arctan\left(\frac{i_q^*}{i_d^*}\right)$

A injeção de corrente reativa é aplicada segundo a curva da **figura 3.3.2**.

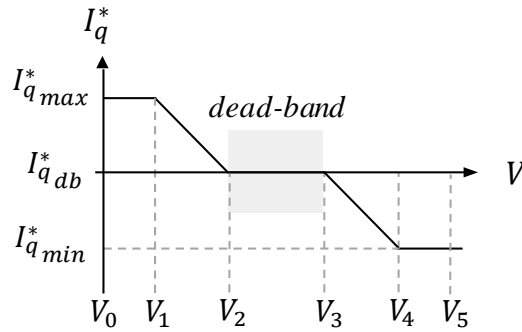


Figura 3.3.2 - Curva característica da injeção de corrente mediante o valor de tensão [41].

No entanto, esta curva será adaptada para que seja igual à curva da **figura 2.3.2.3** do **Capítulo 2** que expõe os valores mínimos de injeção rápida de corrente reativa em situações de cavas de tensão em específico, o caso em que o gradiente da curva é mínimo ($k = 2$). Nesta definição, o conversor começa a injetar o máximo de corrente reativa quando há uma diminuição de 50 % da tensão no ponto de ligação à rede. Adicionalmente, este modelo também contém uma outra funcionalidade que lhe permite uma saída automática de serviço caso um limite mínimo de tensão seja ultrapassado, *Under Voltage Trip*. Nesta dissertação esta funcionalidade não foi explorada.

Um outro fator relacionado com a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão falado no **Capítulo 2** na secção relacionada com os Códigos de Rede será os tempos de reposição da potência ativa por parte dos módulos de parque gerador. Para ser possível o controlo deste intervalo de tempo máximo/mínimo foi adicionado um bloco limitador de gradiente que permite aumentar ou diminuir este intervalo de tempo mediante o que está exposto na secção relativa aos Códigos de Rede.

Na **secção 2.3.2** é indicado que um MPG é obrigado a restaurar 95 % da potência ativa produzida antes do defeito até 1 s após a resolução desta perturbação e adicionalmente teria 2 s para restaurar a totalidade da potência ativa. Seguindo esta definição, os blocos limitadores de gradiente foram parametrizados para que o tempo de restauro da potência ativa de cada conversor respeite estas normas.

No mesmo **Capítulo 2** são referidos outros requisitos obrigatórios aos sistemas produtores com base eletrônica. Um desses requisitos será um Modo Sensível à Frequência (MSF) que permite ao conversor variar a sua produção de potência ativa mediante a frequência do centro de inércia do sistema. A operação desta funcionalidade pode dividir-se em duas componentes. Para o caso em que o desvio de frequência ao seu valor de referência é inferior ou superior a zero (Subfrequência e Sobrefrequência). O objetivo desta função será alterar o valor de potência ativa injetada pelo conversor de maneira a auxiliar na contenção da excursão da frequência e da sua taxa de variação face a uma perturbação. Em termos práticos, a ativação desta função requer a disponibilidade de recurso primário por parte do sistema gerador de fonte renovável.

Esta funcionalidade é implementada no modelo do conversor de forma a ser programável, sendo possível ajustar parâmetros que aumentam ou diminuem a ação desta função. Por exemplo, em casos onde é necessário aumentar a produção do conversor, existe a opção de seleccionar uma reserva máxima disponível. Este parâmetro deve ser bem ajustado uma vez que o recurso primário de um gerador de fonte renovável será mais limitado do que o de uma máquina síncrona convencional.

Uma outra opção para controlar a ação desta função seria a existência de uma “*dead-band*”, isto é, um intervalo de valores de frequência onde esta função não atua. Dentro deste intervalo deverá estar incluído o valor de frequência de referência. Esta opção seria útil nas situações onde pequenas perturbações são sentidas na frequência do sistema ou para sistemas isolados onde os limites de operação são mais abrangentes e permitem a operação em valores mais afastados do de referência. No entanto, voltando aos requisitos definidos para os Códigos de rede, na **tabela 2.3.1.2** é indicado que esta Banda morta de resposta à frequência deve ser nula.

Ainda na temática do modo sensível à frequência, um outro fator que é explorado e analisado nos resultados desta dissertação será o tempo de resposta entre o início da perturbação até a produção de potência ativa do conversor atingir o seu valor final. Para o ajuste desta componente foi novamente adicionado um bloco limitador de gradiente que permite ajustar este tempo de resposta consoante o que for escolhido. Tipicamente, este tempo de resposta por parte das tecnologias de geração de energia renovável tendem a demorar cerca de 3 a 5 segundos uma vez que há uma série de processos mecânicos que precisam de ser ativados para modificar a produção de potência ativa do gerador [42].

Na **figura 3.3.3** são apresentados os blocos de controlo associados ao controlo do Modo Sensível à Frequência e de Inércia Virtual onde estas duas funções têm influência de uma função de transferência.

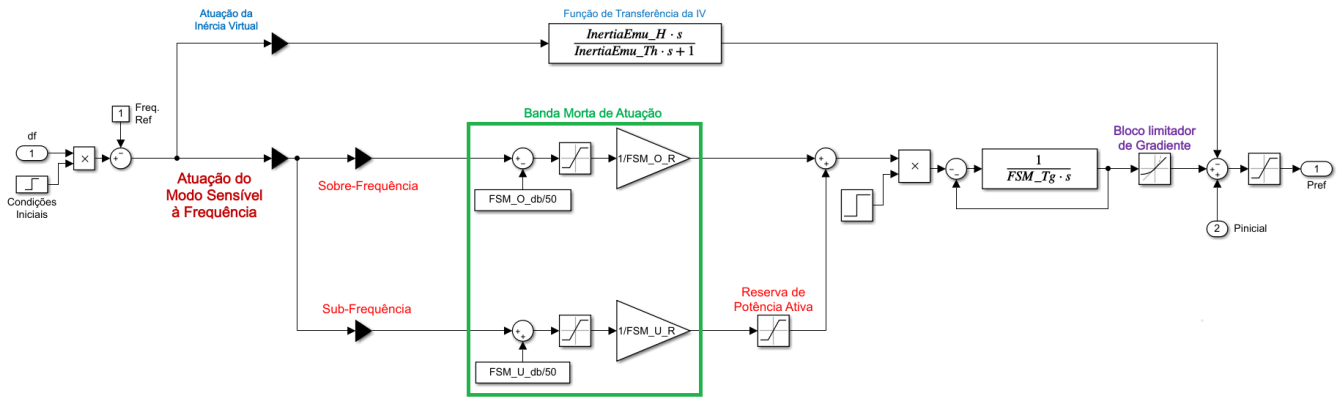


Figura 3.3.3 - Blocos de controlo relativos ao Modo Sensível à Frequência e à Inercia Virtual [41].

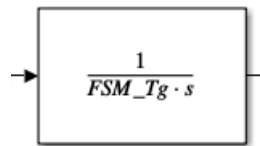


Figura 3.3.4 - Bloco detalhado relativo à função de transferência do Modo Sensível à Frequência.

Onde:

- O sinal de entrada será a soma das contribuições relativas à função de sub e sobre frequência definidas nos blocos anteriores,
- FSM_Tg representa uma constante de tempo que será sempre igual a 0,05;
- O sinal de saída soma-se à contribuição de outras funções do modelo (inercia virtual e potência inicial) para a determinação da potência ativa de referência do modelo do conversor;

Para o caso da Inércia Virtual, o seu conceito está sumariado na figura 3.3.5.

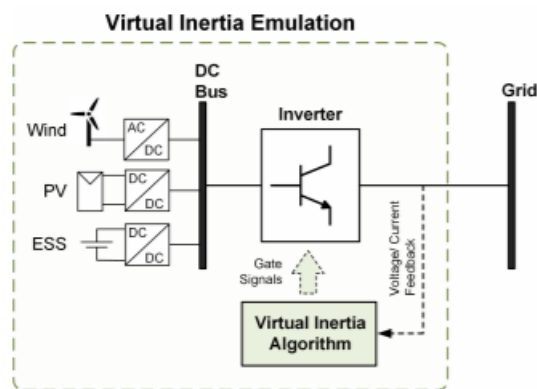


Figure 5. Concept of virtual inertia.

Figura 3.3.5 - Conceito de Inércia virtual [43].

Um algoritmo que analisa os valores de corrente e tensão que o conversor fornece à rede e envia sinais ao próprio conversor para que este modifique o seu comportamento para se assemelhar mais ao comportamento de uma máquina síncrona [41].

Voltando novamente à **figura 3.3.3**, o bloco de função de transferência associado à ação de Inércia Virtual é definido da seguinte forma:

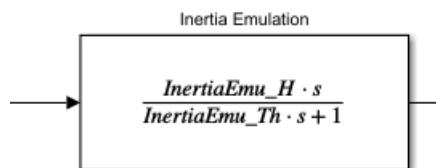


Figura 3.3.6 - Bloco detalhado relativo à Inercia Virtual.

Onde:

- O sinal de entrada deste bloco será o desvio da frequência equivalente do centro de inércia do sistema (pu)
- *InertiaEmu_H* representa a constante de inércia a mudar consoante o conversor em estudo;
- *InertiaEmu_Th* representa uma constante de tempo que foi definida como fixa e igual a 0,01;
- O sinal de saída deste bloco será uma contribuição negativa que se junta a outras (potência mecânica inicial e contribuições do modo sensível à frequência) para a determinação da potência ativa de referência do modelo do conversor;

3.4 - Notas finais

Ao longo deste **Capítulo 3** foram expostos os diferentes modelos utilizados para representar os diferentes dispositivos no ambiente de simulação Simulink® do MatLab®. Desde os modelos das máquinas síncronas com os seus blocos de controlo associados até ao conversor que pretende simular o comportamento de um sistema produtor de base eletrónica.

Todos estes dispositivos contribuem ou requerem informação sobre a frequência equivalente do centro de inércia do sistema. O cálculo desta variável foi adicionado ao ambiente de simulação e foi utilizada a seguinte fórmula:

$$f_{sist} = \frac{\sum_{i=1}^n (w_i \cdot H_i)}{\sum_{i=1}^n H_i} * 50 \text{ [Hz]} \quad (3.5.1)$$

Onde:

- f_{sist} representa a frequência equivalente do centro de inércia do sistema (Hz);
- n representa o número de máquinas síncronas em serviço;
- w_i representa a velocidade de rotação da máquina síncrona i (pu);
- H_i representa a constante de inércia associada à máquina síncrona i (s);

Adicionalmente em muitas análises da dissertação também são analisadas as taxas de variação temporal desta frequência. O cálculo dessa variável é feito da seguinte forma:

$$df = \frac{f(t_2) - f(t_1)}{t_2 - t_1} \left[\frac{\text{Hz}}{\text{s}} \right] \quad (3.5.2)$$

Onde:

- df representa a taxa de variação temporal da frequência (Hz/s);
- $f(t_1)$ e $f(t_2)$ representa o valor da frequência no sistema no instante t_1 e t_2 , respectivamente (Hz);

Em muitos casos é analisado intervalo temporal de 500 ms o que obrigaria a que $t_1 - t_2 = 0.5$ s.

No **Capítulo 4** seguinte será descrito o sistema elétrico a estudar e todas as características dos seus dispositivos. Ao mesmo tempo serão apresentados os diferentes cenários que esse mesmo sistema será exposto com o objetivo de determinar a resposta dinâmica do sistema face a diferentes perturbações.

Capítulo 4

Caso de estudo

Neste capítulo será apresentado o sistema de energia elétrica e os cenários a qual será exposto. Este SEE é composto por seis unidades produtoras de energia no cenário base, rede de transporte e cargas distribuídas pelos diferentes barramentos. Em anexo estarão outras imagens e tabelas com toda a informação de cada dispositivo utilizado nas simulações. A **figura 4.1** pretende facilitar a visualização deste sistema.

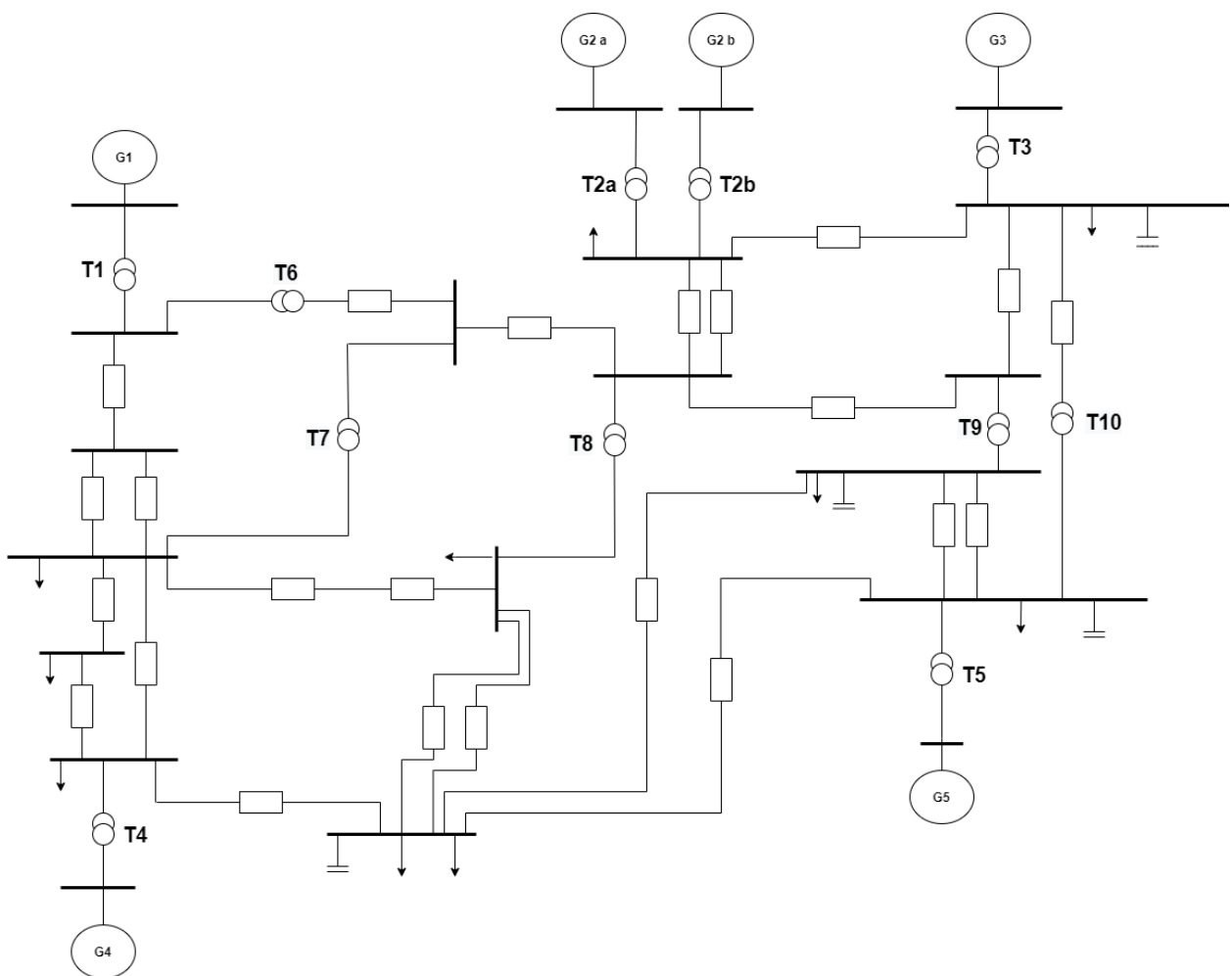


Figura 4.1 - Sistema base de estudo com algumas características dos vários elementos que o constituem.

O sistema elétrico apresentado na **figura 4.1** é baseado num outro modelo de rede utilizado no software *PSS/E®* chamado de “*savenw*”. As principais diferenças estão presentes no gerador 4 uma vez que lhe foi aumentado a sua potência aparente e no transformador de ligação à rede correspondente (T4).

4.1 - Sistema elétrico em estudo

4.1.1 - Sistema produtor

Nesta subsecção são apresentadas algumas características dos geradores que fazem parte do sistema produtor no cenário base. Este é composto por seis unidades síncronas que pretendem representar centrais térmicas convencionais. A **tabela 4.1.1** expõe algumas informações relativas ao sistema produtor do cenário base.

Tabela 4.1.1.1 – Características do sistema produtor.

Gerador	S_n [MVA]	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	$Q_{m\acute{a}x}$ [Mvar]	$Q_{m\acute{i}n}$ [Mvar]	U_n [kV]	$H_{m\acute{a}q.}$ [s]
1	1000	900	600	-100	13,8	2
2a	900	810	600	-100	21,6	3
2b	900	810	600	-100	21,6	3
3	725	620	400	-100	20	3,75
4	400	300	300	0	13,8	2,25
5	900	810	600	0	18	2,5

O conjunto destes geradores possuem uma capacidade máxima de produzir 4350 MW e 3100 Mvar, sendo cada um ligado à rede de transporte através de um transformador. Todos estes geradores foram implementados com o mesmo modelo de máquina síncrona, regulador de tensão, regulador de velocidade, máquina primária e sistema de excitação exposto no **Capítulo 3**. O valor definido para o parâmetro de estatismo de cada máquina é semelhante, 5%.

Na secção de exposição dos cenários (**4.2**) será descrito uma progressiva substituição de algumas destas máquinas síncronas por conversores que pretendem representar um sistema produtor com base eletrónica.

4.1.2 - Rede de transporte

Toda a rede que transporta a energia produzida nos geradores até aos diferentes pontos de carga dispersados pelo sistema é operada em dois níveis de tensão: 500 e 230 kV. A primeira zona estará mais próxima dos geradores 2a, 2b e 3 enquanto que a segunda zona abrange os restantes, tal como é mostrado na **figura 4.1**.

Estas zonas de tensão são ligadas entre si por diferentes transformadores espalhados pela rede. Adicionalmente, existem ainda os transformadores que fazem a ligação entre os geradores e a rede, uma vez que a tensão de operação de qualquer um dos geradores é diferente nos dois níveis de tensão da rede. Na **tabela 4.2.1** estão presentes algumas informações relativas a estes dois grupos de transformadores.

Tabela 4.1.2.1 – Características dos transformadores.

Nome do Transformador	S_n [MVA]	Razão de transformação
T1	1300	13,8/230 kV
T2a	1250	21,6/500 kV
T2b	1250	21,6/500 kV
T3	800	20/500 kV
T4	500	13,8/230 kV
T5	1000	18/230 kV
T6	800	230/500 kV
T7	800	500/230 kV
T8	2500	500/230 kV
T9	800	500/230 kV
T10	800	500/230 kV

Os últimos elementos que pertencem à constituição da rede de transporte serão as linhas, as cargas resistivas, indutivas e baterias de condensadores. Na **figura 4.1** e em anexo estão presentes as informações mais detalhadas sobre cada um destes elementos. Dados como os valores de consumo de cada carga, os parâmetros de cada linha e a injeção de cada bateria de condensador. De notar apenas que os valores apresentados para as cargas e baterias de condensadores são condicionados a que a tensão na região seja a de referência (1p.u.). Caso não aconteça, os valores obtidos na simulação vão variar aos apresentados neste capítulo.

Consequentemente, este sistema possui uma carga total de 4200 MW e 2200 Mvar que os geradores terão de alimentar. Ao mesmo tempo, graças à existência das baterias de condensadores no sistema, existe uma injeção de 950 Mvar. Uma vez mais realçar que estes valores estão dependentes da tensão do sistema.

4.2 - Cenários do sistema de estudo

Com todo o SEE exposto na secção 4.1, esta próxima secção apresenta os cenários a que o sistema elétrico de estudo foi exposto que pretendem analisar a sua reposta dinâmica face a diferentes perturbações. Em particular, os diferentes cenários pretendem estudar o comportamento da frequência do sistema, a sua taxa de variação temporal e o despacho de potência ativa/reactiva dos geradores. Estas perturbações estão divididas em dois tipos: a saída de uma unidade geradora de serviço [A] e um curto-circuito trifásico na rede [B].

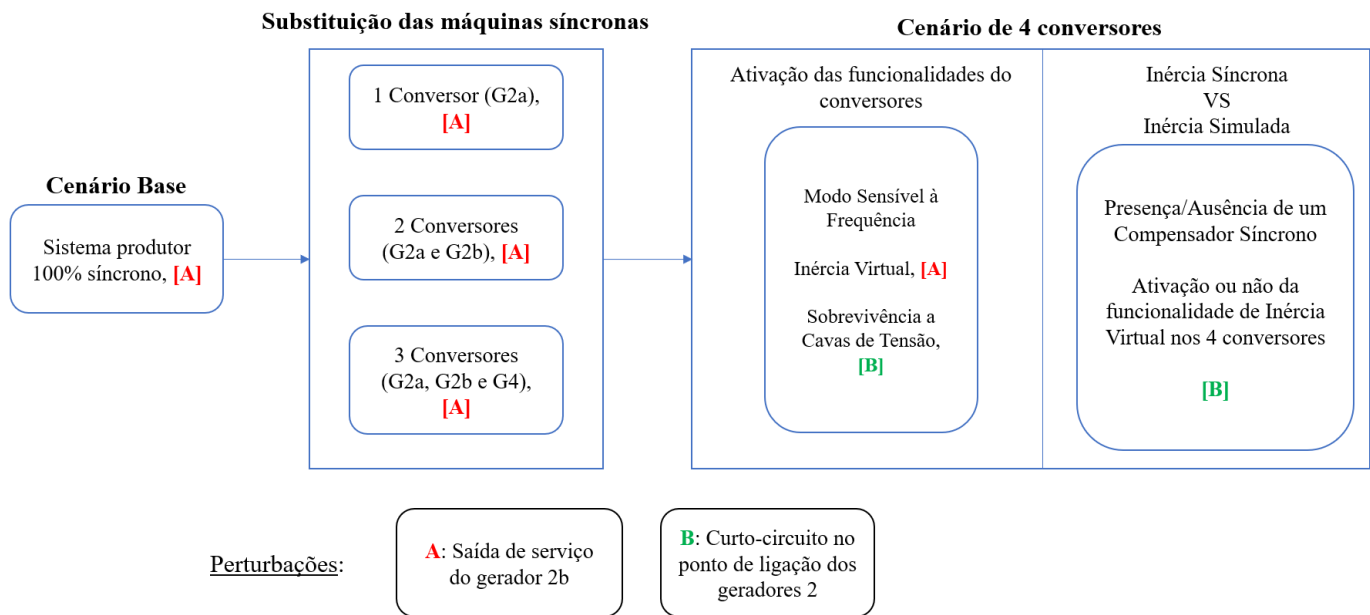


Figura 4.2.1 – Esquema em árvore dos diferentes cenários a que o sistema de estudo foi exposto.

A figura 4.2.1 expõe a progressão dos diferentes cenários com o qual o sistema elétrico de estudo será submetido. Todas estas secções possuem um subcapítulo nesta dissertação.

O cenário base utilizado como termo de comparação em muitos dos resultados é o mesmo apresentado no capítulo anterior onde todos os geradores do sistema são máquinas síncronas convencionais. Neste primeiro caso será possível determinar um despacho inicial para cada um dos geradores que se manteve com alguma precisão durante os outros cenários futuros de forma a que em todos os cenários, o ponto de funcionamento inicial fosse o mesmo. Na secção 4.2.1 será apresentado este cenário base e os resultados iniciais para o despacho inicial do sistema.

Na secção 4.2.2 será descrito o conjunto de cenários construídos a partir da progressiva substituição da produção síncrona por unidades de geração ligadas à rede através de conversores eletrónicos.

Na secção 4.2.3 acrescentam-se os cenários que pretendem mostrar a influência das diferentes funcionalidades que os conversores eletrónicos podem integrar. Nesta situação, a ativação destas funções fornece ao sistema com quatro conversores a capacidade de suportar a perturbação de saída de uma máquina de serviço. Para o caso do estudo da influência da injeção rápida de corrente reativa por parte destes sistemas geradores de base eletrónica foi mudada a perturbação para um curto-circuito na rede com o objetivo de provocar um abaixamento brusco na tensão. A razão para esta modificação prendesse no facto de um curto-circuito provocar um abaixamento de tensão mais violento no sistema elétrico e assim será possível analisar com mais detalha a influência desta capacidade.

Na subsecção final 4.2.4 serão expostos os cenários do sistema onde se pretende estudar o seu comportamento aquando o uso de compensadores síncronos e da função de inércia virtual para fazerem face a uma perturbação no sistema.

4.2.1 - Cenário base (100% Síncrono)

De seguida é apresentado o despacho inicial retirado dos resultados da simulação do cenário base. Neste ponto de funcionamento é garantido que a frequência equivalente do centro de inércia do sistema está muito próxima do seu valor de referência (50Hz), os limites de produção dos geradores são cumpridos e os valores de tensão de todo o sistema estão dentro dos seus limites.

Tabela 4.2.1.1 – Despacho inicial no cenário base.

Gerador	Pg [MW]	Reserva [MW]	Qg [Mvar]
1	400,93	499,07	-25,79
2a	625,65	184,35	13,47
2b	625,25	184,35	13,47
3	503,79	116,21	-128,68
4	312,66	87,34	64,67
5	621,74	188,26	666,26
Soma	3090,74	1259,58	---

Pela análise da **tabela 4.2.1.1** é possível retirar já algumas conclusões sobre a relevância de cada gerador no sistema. Uma primeira observação evidencia a reserva para contenção de frequência (ou reserva primária) na geração de potência ativa disponibilizada pelo gerador **1** comparativamente às outras máquinas do sistema.

Os geradores **2a**, **2b** e **5** apresentam resultados semelhantes que podem ser justificados pelo facto de estas três máquinas serem iguais com exceção da sua localização. Um outro fator que é possível observar com facilidade será a enorme quantidade de reserva que o gerador **1** possui comparativamente aos restantes geradores.

A primeira perturbação a simular será a saída de serviço de uma unidade de produção nesta situação base (**2b**). Esta perturbação fará com que o sistema perca cerca de 20,24% da potência ativa injetada e 15% da reserva total do sistema. Os resultados obtidos neste cenário servirão como base comparativa para os restantes uma vez que é expectável que estes últimos apresentem comportamentos mais instáveis do sistema.

4.2.2 - Integração progressiva de produção ligada à rede através de conversores

Usando o modelo de conversor já exposto no **Capítulo 3**, o conjunto de cenários seguintes pretendem analisar a influência da substituição progressiva de máquinas síncronas por sistemas produtores de base eletrônica. Este processo é realizado de forma gradual para ser possível analisar os efeitos na resposta dinâmica da frequência do sistema e na sua taxa de variação temporal face a determinadas perturbações.

Tabela 4.2.2.1 – Evolução da reserva do sistema no processo de substituição das máquinas síncronas por conversores.

Situação	Descrição	Reserva global do sistema [MW]
Cenário base	Todos os geradores são síncronos	1259,58
1 Conversor	G2a passa a conversor	1075,24
2 Conversores	G2b passa a conversor	892,05
3 Conversores	G4 passa a conversor	804,72
4 Conversores	G1 passa a conversor	304,46
5 Conversores	G3 passa a conversor	188,26

A potência injetada/produzida pelos conversores será pré-definida para os valores de despacho inicial da **tabela 4.2.1.1** da subsecção anterior, consoante a máquina síncrona que substitui para garantir que as condições iniciais de funcionamento são semelhantes. Ao mesmo tempo foi necessário acrescentar outras informações nos parâmetros do conversor relativas à máquina síncrona que foi substituída, em especial a potência nominal e a tensão de serviço.

Por estas razões, a diminuição da reserva global do sistema é visível na **tabela 4.2.2.1**. As máquinas síncronas estão a ser substituídas por conversores que não disponibilizam capacidade de alterar o seu despacho, em especial na produção de potência ativa. Ao mesmo tempo, este comportamento fará com que todo o sistema seja mais instável para a mesma perturbação. Esta afirmação poderá ser confirmada na análise de resultados.

Tal como no cenário base, cada uma destas situações será sujeita à mesma perturbação e assim será possível uma análise comparativa relativa à influência dos conversores no sistema de estudo. Apenas na última situação, caso de quatro e cinco conversores no sistema, esta perturbação não é possível de se simular uma vez que o sistema não possui reserva suficiente para suportar a perda do mesmo gerador de serviço. Uma opção para contornar este problema seria a ativação do modelo sensível à frequência nos conversores para que passem a possuir reserva e contribuam para a contenção da perda bruta de produção.

4.2.3 - Influência das funções dos conversores

De seguida serão expostos os cenários onde se pretende analisar a influência das várias funcionalidades do modelo de conversor utilizado.

4.2.3.1 - Cenário de estudo do Modo Sensível à Frequência (FSM) e Inércia Virtual (IV)

Primeiramente será ativado o modo sensível à frequência que adicionará a possibilidade de os conversores mudarem a sua produção de potência ativa consoante a frequência equivalente do centro de inércia do sistema. Com esta modificação, a simulação da perturbação anterior no cenário de quatro conversores torna-se possível. No entanto, a situação do cenário base continuará a apresentar a melhor resposta dinâmica de frequência. Como foi exposto nos capítulos anteriores, a função em questão possui algumas possibilidades de modelização, em especial a escolha da reserva disponível em cada conversor, a definição de uma *dead-band*, entre outros.

Primeiramente há a possibilidade de escolha entre o uso ou não de Sobre e Sub-Frequência (*Over & Under - FSM*). Neste caso apenas será ativada a secção de “*Under*” uma vez que é expectável que haja uma diminuição no valor de frequência visto haver uma diminuição brusca de produção com a saída de serviço do gerador 2b. Assim, a resposta necessária à saída de uma unidade de serviço ser a de aumento de produção por parte de qualquer máquina em serviço.

De seguida é escolhida a quantidade de reserva que cada conversor disponibilizará para suportar a saída de serviço de uma máquina geradora. Tendo em conta que os conversores pretendem simular um gerador de fonte renovável onde o seu recurso primário é limitado, o valor escolhido para este parâmetro deve ser bem considerado. Ao mesmo tempo há a necessidade de garantir que existe reserva suficiente para suportar a perturbação. Assim, tentando conciliar estas duas condições, a reserva escolhida para todos os conversores foi igual, 15% da potência nominal que fornece um total de 792,13MW, contendo também a reserva fornecida pelas máquinas síncronas. Este valor é inferior ao cenário de três conversores no sistema.

Um outro fator que não pode ser esquecido será o tempo de resposta de cada conversor face à perturbação simulada. Segundo a **secção 3.3**, onde foi exposto o modelo utilizado para o conversor, foi indicado que este tempo deverá estar compreendido entre os 3 e 5 segundos. Adicionalmente, a potência nominal de cada conversor influencia na determinação deste parâmetro de forma a que máquinas com maior potência nominal sejam mais lentas uma vez que serão de maiores dimensões.

Por fim são escolhidos outros parâmetros adicionais. A escolha de uma “*deadband*” que se traduz num intervalo de frequência onde o MSF não terá qualquer influência no comportamento do conversor. Outro fator será o “*Droop*” que determinará a variação da produção de potência ativa do conversor consoante a variação da frequência. Novamente, o valor escolhido foi o mesmo para todos os conversores (0,05 p.u.Hz/p.u.W).

Com toda a parametrização do MSF concluída, é possível explorar a influência da inércia virtual na resposta do sistema no mesmo cenário anterior. A ativação da funcionalidade de inércia virtual deverá criar uma diminuição dos desvios de frequência com exceção do seu valor final de estabilização. Com isto, o despacho final de cada gerador não se modificará comparativamente ao cenário onde apenas a função FSM estaria ativa.

Os parâmetros escolhidos para a modelização desta função foram pensados com o objetivo de simular o comportamento de um gerador de fonte renovável. No entanto, para se obter uma melhor comparação entre o uso de máquinas síncronas e conversores, o parâmetro escolhido para a constante de inércia virtual foi igual à constante de inércia da máquina síncrona que cada conversor substituiu.

Os resultados apresentados pretendem determinar a influência da ativação da IV nos quatro conversores do sistema ao nível da resposta dinâmica de frequência do sistema face à mesma perturbação falada anteriormente.

4.2.3.2 - Cenários de estudo da Sobrevivência a Cavas de Tensão

Na análise à Sobrevivência a Cavas de Tensão é necessário provocar um abaixamento brusco da tensão aos terminais do conversor que poderá ser provocado por um defeito na rede. Esta função faz variar a injeção da componente reativa com o objetivo de influenciar um aumento das tensões do sistema face a um defeito na rede

Com isto, a perturbação a que o sistema é exposto durante as simulações aos próximos cenários terá de ser modificada nesta secção. A nova perturbação será um curto circuito (CC) trifásico com uma duração fixa de 250 ms num determinado ponto da rede. O objetivo principal será estudar e analisar o efeito desta funcionalidade na resposta do sistema a esta perturbação, em particular a curva de frequência e a potência ativas produzidas pelos conversores

Assim foi simulado um defeito trifásico perto dos conversores 2a e 2b no cenário de quatro conversores com o MSF ativa. A parametrização desta função é a mostrada no **Capítulo 3** onde são expostos os modelos usados no ambiente de simulação.

Os resultados pretendem mostrar o impacto da perturbação na frequência do sistema e na geração de potência ativa/reativa de cada conversor para assim provar a ação da função em análise. Adicionalmente, há que estudar o tempo de resposta da reposição de potência ativa após a eliminação do defeito por parte dos conversores. Ao contrário do que acontecia no caso do modo sensível à frequência, o tempo de resposta após a resolução do defeito terá de ser bastante mais rápido, por volta dos 250ms, 500ms até 1s, mediante a dimensão da máquina em questão. Isto acontece devido à necessidade de uma atuação rápida e quase instantânea para garantir que a máquina não saia de serviço devido à ocorrência da perturbação. Estes valores estão referidos no **Capítulo 2** na **secção 2.2** que apresenta os requisitos dos Códigos de Rede que obrigam a uma reposição rápida da produção de potência ativa após a resolução de um defeito na rede.

Para comprovar o impacto destes tempos de reposição no comportamento dinâmico do sistema, os limitadores de gradiente associados à determinação destes intervalos de tempos serão modificados de tal maneira a aumentar os tempos de injeção de potência reativa levando a uma resposta mais lenta por parte dos conversores.

4.2.4 - Adição de compensadores síncronos

Nesta secção serão apresentados os últimos cenários que pretendem comparar a ação de dois tipos de inércia com origens diferentes. Um tipo será a inércia síncrona fornecida por compensadores síncronos que será inserido no sistema no mesmo ponto de ligação que um conversor. Esta adição simula o efeito da reutilização da máquina síncrona original que saiu de serviço para ser substituída por um gerador de fonte renovável, mas que ainda possui tempo de vida suficiente para poder contribuir na manutenção do balanço entre produção e consumo.

A outra opção será a inércia virtual presente no *software* dos conversores que fazem a ligação dos geradores de fontes renováveis à rede. Esta funcionalidade é descrita no **Capítulo 3** onde são apresentados todos os modelos utilizados no ambiente de simulação.

Assim, foi adicionado um compensador síncrono no mesmo ponto de ligação do conversor 1. Esta máquina síncrona possui algumas características iguais à máquina original que este conversor substituiu, apenas foi modelizada para funcionar como um compensador síncrono. Fatores como a potência nominal, constante de inércia, reatâncias transitória, subtransitória, entre outros.

Neste cenário, a perturbação é mantida igual aos dos cenários anteriores, defeito perto dos geradores 2a e 2b com a duração de 250 ms. O objetivo destas últimas simulações será a comparação do efeito individual e conjunto provocado pelos dois tipos de inércia no comportamento dinâmico do sistema face a um defeito na rede.

4.3 - Notas finais

Ao longo deste **Capítulo 4** foram expostas informações sobre os dispositivos que constituem o sistema elétrico de energia em estudo nesta dissertação. Foi fornecida uma descrição das características de cada dispositivo, mas também o traçado unifilar da rede para facilitar a visualização do sistema elétrico presente na **figura 4.1**.

Adicionalmente foram apresentados os vários cenários a que o sistema de estudo estará exposto. Novamente, existe uma descrição individual de cada cenário e perturbação entre as **secções 4.2.1 e 4.2.4**, mas também foi incluído um esquema em árvore na **figura 4.2.1** que pretende congrega todas estas situações diferentes de forma facilitar a compreensão da progressão feita na realização deste projeto.

Assim, com toda a informação apresentada desde os modelos a usar no ambiente de simulação para cada dispositivo no **Capítulo 3** e uma introdução dos diferentes cenários e sistema elétrico no presente **Capítulo 4**, o próximo passo será o de análise dos resultados obtidos no **Capítulo 5**.

Capítulo 5

Resultados e análise

No presente capítulo serão expostos e comentados os resultados relativos às simulações das diferentes perturbações nos diferentes cenários a que o sistema está exposto descritos no **Capítulo 4** anterior.

O objetivo deste capítulo será a apresentação dos resultados de maior relevância de uma forma sucinta e clara para que seja facilitada a compreensão das conclusões retiradas. Todos os cenários terão uma atenção especial às variáveis que determinam a estabilidade de um sistema elétrico, em particular a frequência equivalente do centro de inércia do sistema, mas também as curvas de tensão, produção de potência ativa e reativa dos conversores e das máquinas síncronas, entre outros.

A primeira **secção 5.1** está direcionada ao processo de substituição das máquinas síncronas por conversores que funcionam apenas como puros injetores de potência. Simulando a mesma perturbação durante todos os passos do processo, é pretendido observar a evolução da degradação dos valores de frequência e os despachos de cada gerador.

Na secção seguinte (**5.2**) são analisados os resultados relativos à influência da ativação da capacidade de resposta à frequência dos conversores através da ativação do Modo Sensível à Frequência e da Inércia Virtual. Aqui serão expostos os resultados e conclusões relativos à simulação de uma mesma perturbação no sistema de maneira a determinar o benefício da implementação destas funcionalidades em questão.

Seguidamente, na **secção 5.3** são expostos os resultados relativos à influência da capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. A perturbação é modificada para um curto circuito trifásico num local da rede para provocar uma descida brusca de tensão. Com esta perturbação será possível verificar a eficácia desta funcionalidade e o efeito no comportamento dinâmico do sistema ao nível da frequência, potências produzidas, tensões e outras grandezas do sistema.

Por fim, na **secção 5.4** são expostos os resultados e conclusões comparativas entre a utilização de compensadores síncronos e da inércia virtual no sentido de aumentar a estabilidade do sistema e melhorar a resposta do sistema face a diferentes perturbações. Sendo um dos principais pontos e objetivos desta dissertação, esta secção será de maior importância na conclusão relativa ao efeito de inércia simulada que está presente no algoritmo dos inversores em comparação com a adição de inércia síncrona que existe na massa girante do compensador síncrono.

5.1 - Caracterização da resposta dinâmica do sistema

De seguida são apresentados os resultados relativos aos primeiros cenários apresentados no capítulo anterior, **figura 5.1.1**. Seguindo a progressão da **tabela 4.2.2.1** terminando na situação de três conversores no sistema, todos estes cenários são expostos à mesma perturbação, saída de G2b aos 50 s. Na **figura 5.1.1** é exposto as curvas de frequência do sistema para os quatro cenários da legenda.

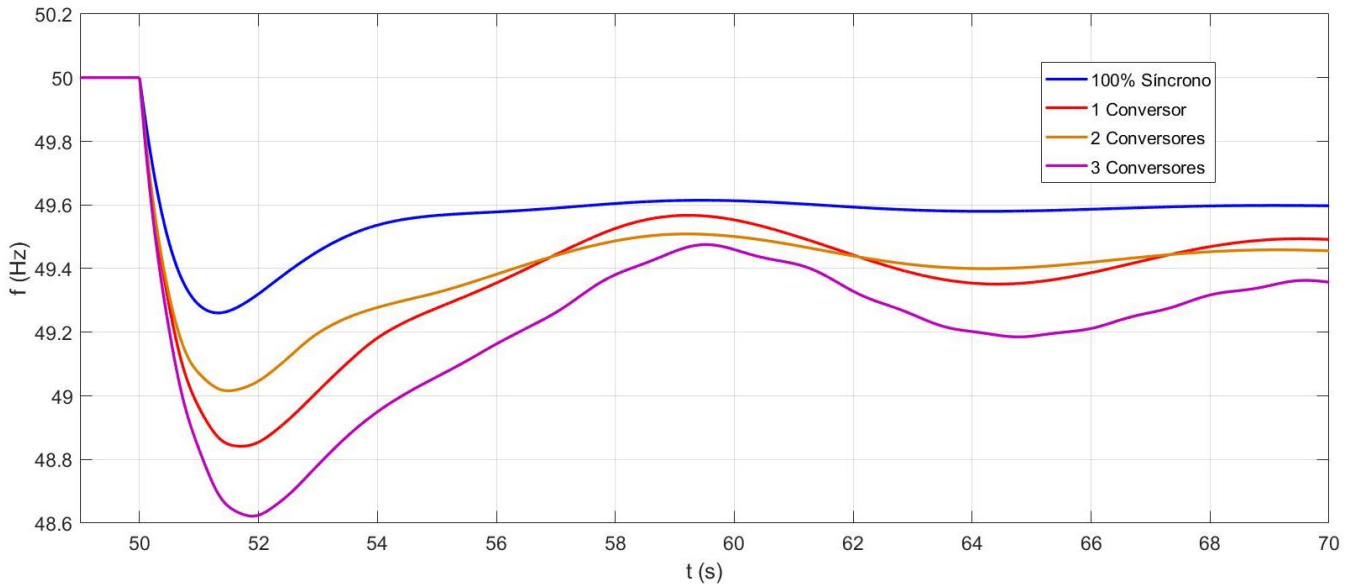


Figura 5.1.1 - Frequência equivalente do centro de inércia do sistema relativa aos primeiros cenários aquando a saída do G2b aos 50s.

As curvas de frequência apresentadas nesta figura (5.1.1) demonstram um aumento da excursão da frequência face ao cenário base à medida que a inércia síncrona do sistema diminui. Ao mesmo tempo, o valor de estabilização final da frequência sofre uma diminuição à medida que são acrescentados mais conversores no SEE.

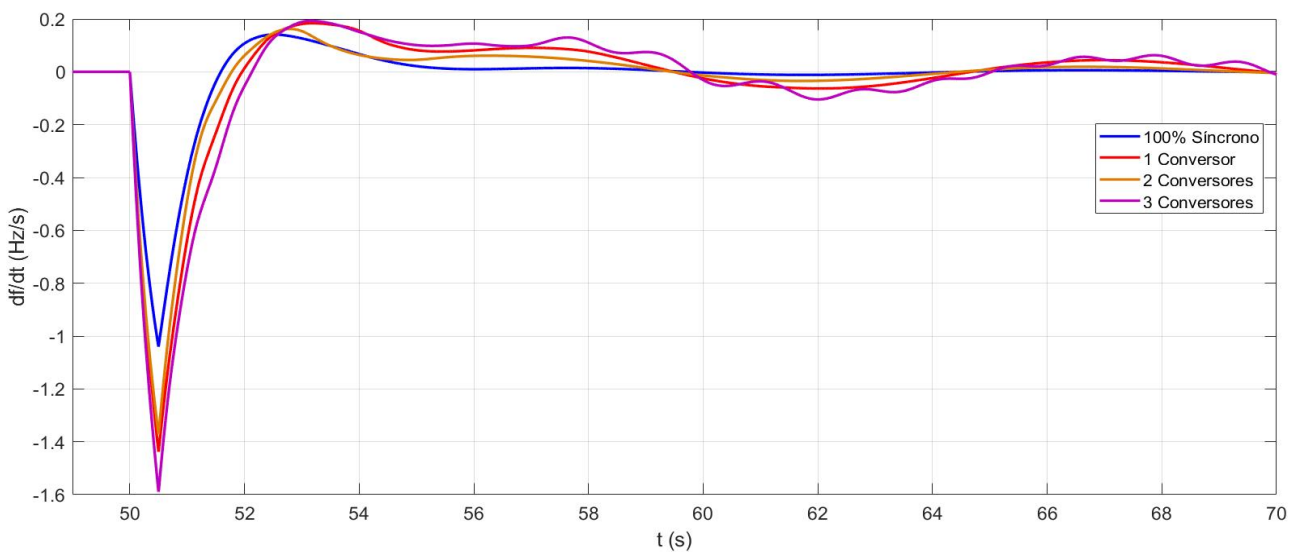


Figura 5.1.2 - Taxa de variação temporal da frequência do sistema, com uma janela temporal de 500 ms, relativa aos primeiros cenários aquando a saída do G2b aos 50s.

Na **figura 5.1.2** estão retratadas as curvas relativas à taxa de variação temporal da frequência do sistema na simulação da perturbação em questão nos quatro cenários relativos a esta secção. À semelhança do que acontecia com a frequência, o ponto mínimo atingido pela taxa de variação temporal da frequência sofre uma diminuição à medida que são retiradas as máquinas síncronas e são inseridos os conversores no sistema.

Na **tabela 5.1.1** seguinte são apresentados alguns valores pertinentes relativos às duas figuras anteriores (**5.1.1** e **5.1.2**).

Tabela 5.1.1 – Valores pertinentes relativos à frequência.

Frequência [Hz]				
	0 Conv.	1 Conv.	2 Conv.	3 Conv.
Mínimo	49,2586	48,8405	49,0619	48,7295
Final	49,5923	49,4393	49,4399	49,4285
Taxa de variação temporal de frequência [Hz/s]				
Mínimo	-1,0406	-1,4380	-1,2116	-1,3507
Máximo	0,1412	0,1840	0,1290	0,1314

Com base nos resultados da **tabela 5.1.1** e nas duas figuras anteriores (**5.1.1** e **5.1.2**) é possível afirmar que a substituição das máquinas síncronas por conversores modelizados para funcionar como injetores de potência ativa e reativa, provoca uma deterioração na forma como o sistema responde à saída de uma máquina de serviço.

De seguida é apresentada uma outra **tabela 5.1.2** com informação relativa aos despachos finais para cada um dos geradores nos diferentes cenários.

Tabela 5.1.2 – Despacho final de potência ativa [MW].

Gerador	0 Conv.	1 Conv.	2 Conv.	3 Conv.
1	562,38	622,92	621,07	690,81
2a	770,10	625,70	624,77	626,42
2b	0,00	0,00	0,00	0,00
3	620,10	663,68	662,97	706,03
4	384,85	411,96	410,85	312,91
5	766,85	799,80	797,67	799,16
TOTAL	3104,10	3124,05	3117,67	3135,34

Pela análise da **tabela 5.1.2** é possível retirar algumas conclusões sobre a influência e comportamento destes conversores no sistema face à saída de uma máquina de serviço. Os geradores que não sofrem a substituição por um conversor (1, 3 e 5) vêem a sua produção de potência ativa aumentar à medida que são adicionados mais conversores no sistema. Este resultado seria expectável uma vez que estes conversores não têm a capacidade de variar a sua potência produzida e, por isso, a “responsabilidade” de resolver e suportar a perturbação aumenta nas máquinas síncronas. Este comportamento é bastante visível entre a 2ª, 3ª e 5ª coluna (0 Conv, 1Conv e 3Conv, respetivamente).

No caso dos geradores que foram substituídos por conversores (2a, 2b e 4), os resultados obtidos confirmam a parametrização dos conversores como injetores de potência. No cenário em que determinado gerador é substituído por um conversor, o despacho final desse mesmo conversor passa a ser igual ao resultado do despacho inicial exposto na **secção 4.2.1** anterior (**tabela 4.2.1.1**).

Por exemplo, a máquina síncrona 2a, que sofre a primeira substituição, mostra alterações significativas no seu despacho na coluna respectiva à introdução do primeiro conversor no sistema, a terceira coluna (1 Conv.). Como este gerador passa a funcionar como um injetor de potência, a sua produção é fixa e igual à inicial. O mesmo comportamento aconteceria ao gerador 4 caso fosse possível simular esta perturbação no caso de haver quatro conversores no sistema. A produção de potência ativa deste conversor passaria para o mesmo valor que foi apresentado no despacho inicial do caso base.

5.2 - Efeitos resultantes da capacidade de resposta à frequência dos conversores

De seguida são expostos os resultados relativos à exploração e análise do comportamento do sistema com a ativação das funções do conversor relativas à sua capacidade de resposta à frequência, perante a simulação da mesma perturbação considerada na subsecção anterior no cenário de quatro conversores no sistema. Nestas condições é necessário que a função MSF esteja ativa em todos os conversores de forma a que o sistema possua reserva de potência ativa suficiente para suportar a saída do gerador 2b.

Com isto, tal como foi indicado na **secção 4.2.3.1**, os resultados seguintes pretendem determinar a influência da ativação da funcionalidade de Inércia Virtual na resposta dinâmica de frequência do sistema e nas curvas de produção de potência ativa dos conversores.

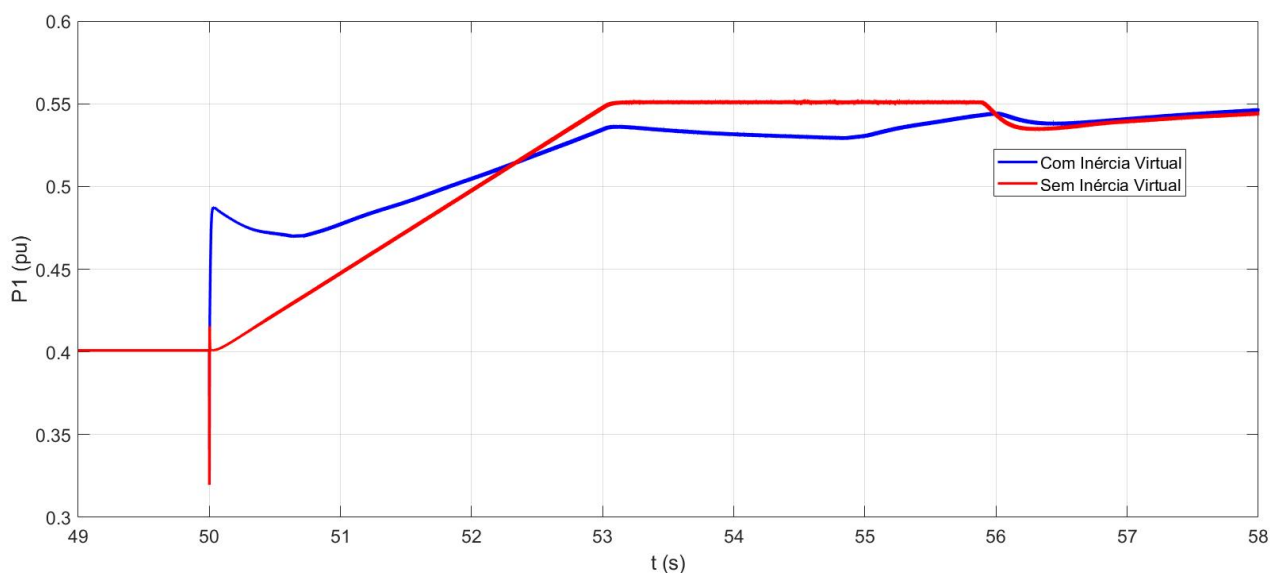


Figura 5.2.1 - Produção de potência ativa do conversor 2a nos cenários de teste da influência da ativação de Inércia Virtual.

Como é possível observa na figura 5.2.1, a ativação da inércia virtual disponibilizou cerca de 0.1 pu de potência ativa num intervalo de tempo muito curto, quase instantâneo. Esta variação brusca de potência ativa terá um grande impacto na resposta dinâmica de frequência do sistema comparativamente com o caso onde a funcionalidade de inércia virtual não está ativada e o conversor necessita cerca de 2 segundos para atingir o mesmo nível de produção de potência ativa. De seguida são mostrados os resultados relativos ao comportamento dinâmico da frequência e da sua taxa de variação temporal nas figuras 5.2.2 e 5.2.3.

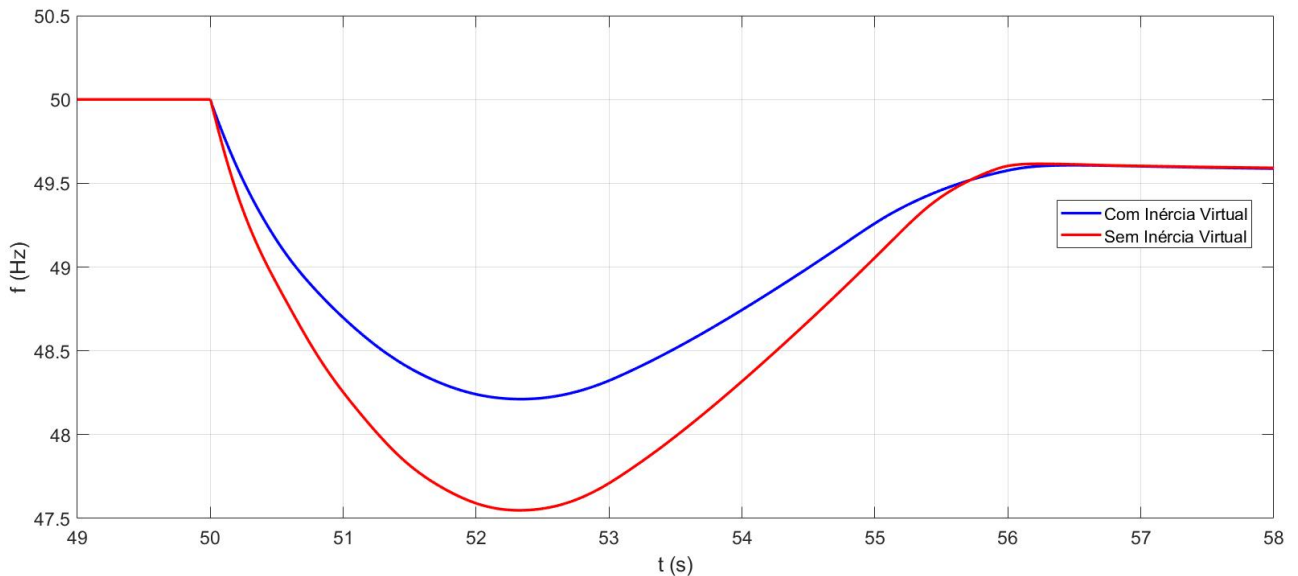


Figura 5.2.2 - Frequência do sistema nos cenários de teste da influência da ativação de Inércia Virtual.

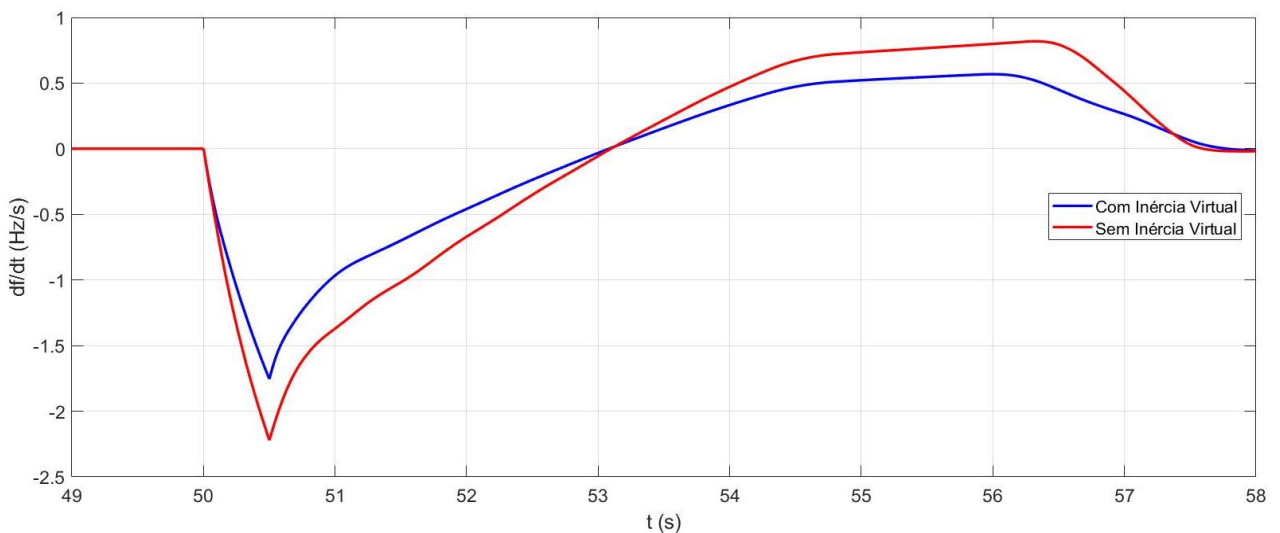


Figura 5.2.3 - Taxa de variação temporal da frequência do sistema nos cenários de teste da influência da ativação de Inércia Virtual.

Tal como foi previsto no parágrafo anterior, a ativação da inércia virtual melhorou a resposta dinâmica de frequência. Existe um aumento do ponto mínimo atingido da frequência em cerca de 0,75Hz e um melhoramento dos valores máximos e mínimos atingidos pela taxa de variação de transferência da frequência.

5.3 - Sobrevivência a cavas de tensão

De seguida são apresentados os resultantes aos cenários da **secção 4.2.3.3** que pretendem analisar a influência da capacidade de sobrevivência a cavas de tensão no comportamento dinâmico do sistema face a um defeito na rede. Como foi indicado nos **capítulos 2 e 3** anteriores, esta funcionalidade foi modelizada e parametrizada para que fosse cumprido os requisitos de injeção rápida de potência reativa e tempos mínimos de operação mediante a tensão no ponto de ligação impostos pelos *Grid Codes* portugueses. Neste cenário foi também testada a influência da variação do tempo de reposição da potência ativa, por parte dos conversores, no comportamento dinâmico do sistema face à mesma perturbação. Em particular, foi simulado um caso base onde estes tempos de reposição estão enquadrados com os estabelecidos no Código de Rede, exposto no **Capítulo 2**, e um outro caso adicional onde se dobrou os mesmos tempos de reposição por conversor. Esta modificação é conseguida graças à diminuição da restrição do bloco de gradiente falado no **Capítulo 3**.

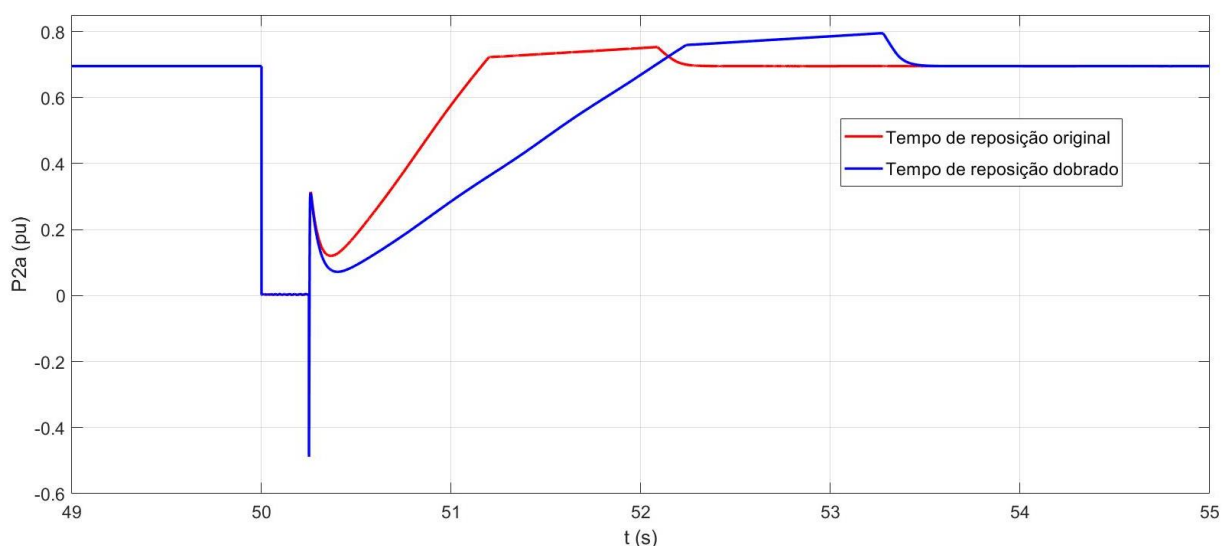


Figura 5.3.1 - Potência ativa do gerador 2a com a modelização de diferentes tempos de reposição na reposta à mesma perturbação, CC perto de 2a e 2b com uma duração de 250 ms.

Na **figura 5.3.1** está retratado o aumento dos tempos de reposição do parágrafo anterior. Na linha a vermelho está representada a resposta original, quando o tempo de reposição do conversor 2a estaria dentro dos parâmetros dos códigos de rede (≤ 1 s). Já no caso da linha a azul o tempo de reposição da potência ativa sofre um notório aumento e já não cumpre com os requisitos dos Códigos de Rede aplicados a este tipo de módulo de gerador.

Um outro acontecimento visível nesta **figura 5.3.1** será a atuação da funcionalidade de injeção rápida de corrente reativa no sistema. Desde o momento em que o defeito começa (50s) até ao momento em que é eliminado (50,25s), a produção de potência ativa deste conversor é nula. Como este gerador é um dos mais próximos do local do defeito, a diminuição de tensão no seu ponto de ligação à rede será gravemente afetada. Para contrariar esse efeito, o conversor começa a injetar corrente reativa em detrimento da componente ativa para assim poder aumentar a tensão no mesmo ponto e garantir que não sai de serviço.

São agora apresentados os resultados destes cenários relativos aos comportamentos da frequência e da sua taxa de variação temporal nas **figuras 5.3.2 e 5.3.3**, respetivamente.

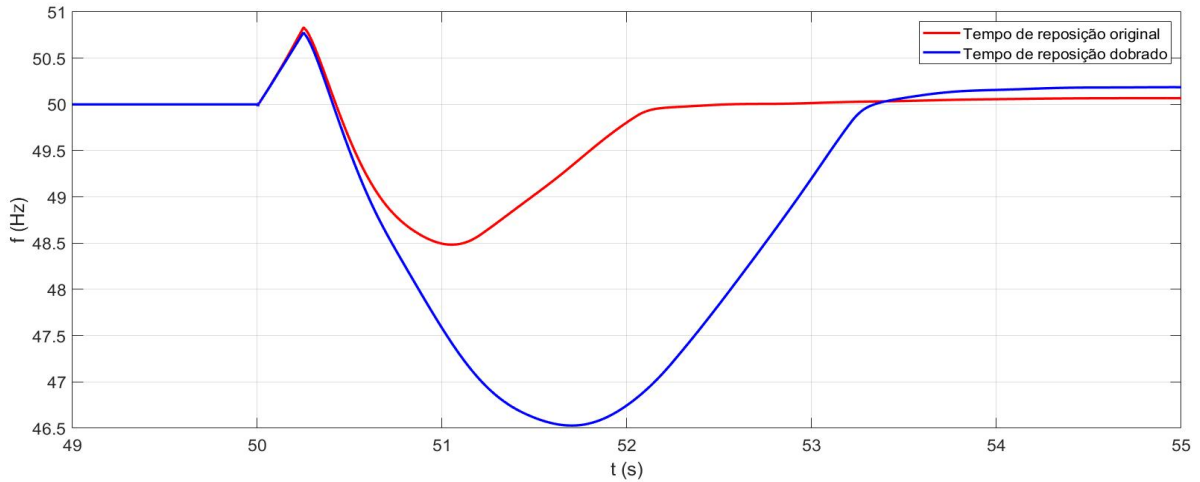


Figura 5.3.2 - Frequência do sistema nos cenários com a modelização de diferentes tempos de reposição na resposta à mesma perturbação, CC perto de 2a e 2b com uma duração de 250 ms.

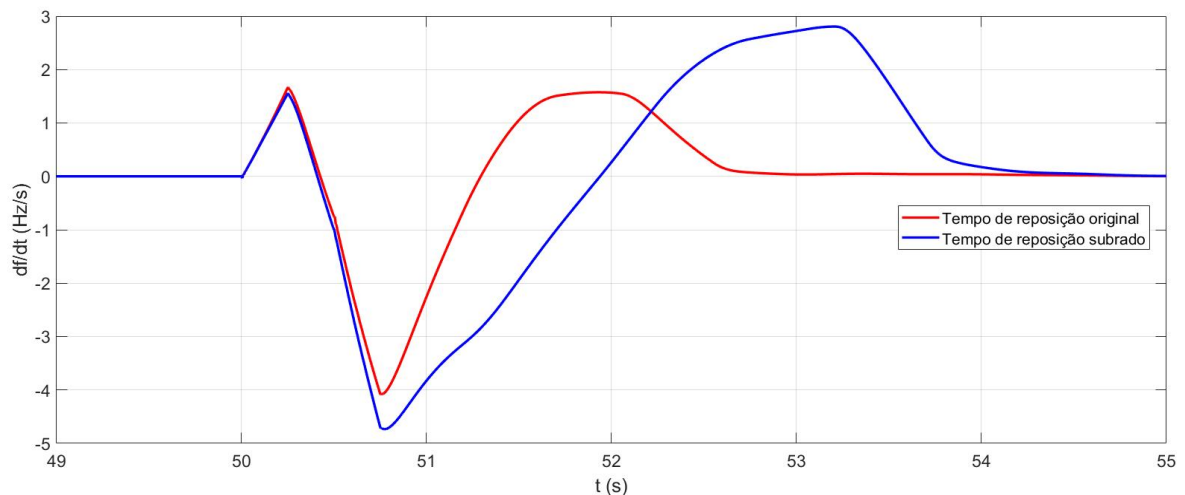


Figura 5.3.3 - Taxa de variação temporal da frequência do sistema com um intervalo de 500ms, nos cenários com a modelização de diferentes tempos de reposição na resposta à mesma perturbação, CC perto de 2a e 2b com uma duração de 250ms.

Tal como seria esperado, o aumento no tempo de reposição em cada conversor do sistema fez com que os resultados de frequência piorassem. O acréscimo na demora de fornecimento de potência ativa após a eliminação de um defeito leva a um maior consumo da energia cinética presente nas máquinas síncronas o que deteriora o comportamento dinâmico de frequência do sistema. Com isto, podemos concluir que o aumento dos tempos de reposição de potência ativa no conversor não possui benefícios para a mitigação dos desvios de frequência ocorrido aquando um defeito no sistema.

5.4 - Inércia Síncrona VS Inércia Virtual

Esta secção é dedicada à comparação entre a influência da inércia síncrona e a virtual no comportamento dinâmico do sistema face a um defeito na rede. Como foi exposto o cenário no **Capítulo 4** anterior, o sistema elétrico continua com os mesmos quatro conversores no sistema. No entanto, para as simulações desta secção haverá a introdução de um compensador síncrono no mesmo ponto de injeção do conversor 1. Esta adição pode corresponder a uma situação real onde uma central/conjunto de geradores síncronos, que inicialmente foram substituídos por sistemas produtores de base eletrónica, continuarem a estar ligados à rede, mas num ponto de funcionamento diferente. Como foi descrito no **Capítulo 2**, um compensador síncrono apenas contribui com uma produção ou consumo de potência reativa sem influenciar a componente ativa da potência do sistema elétrico.

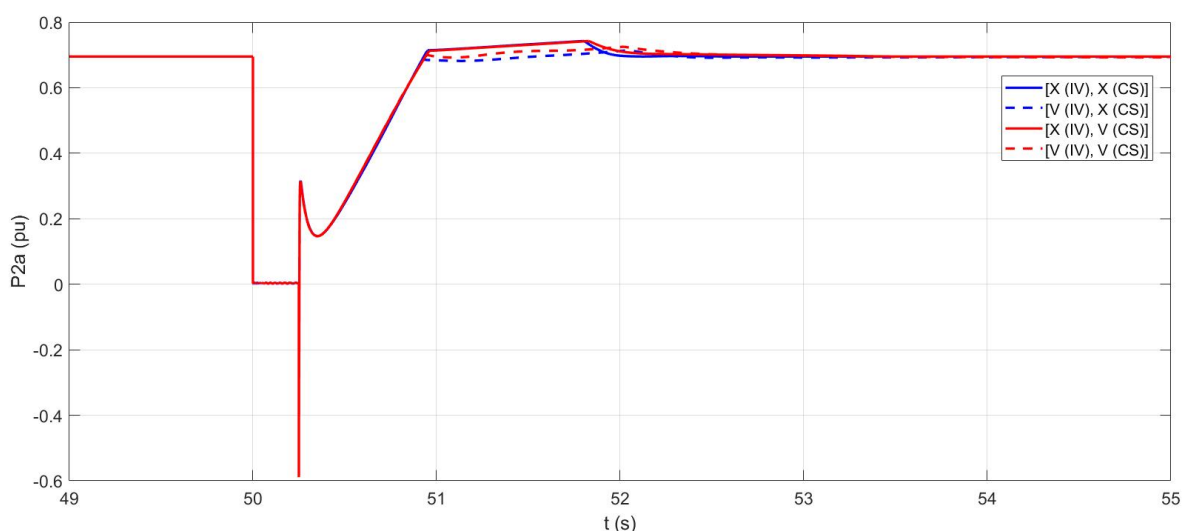


Figura 5.4.1 - Potência ativa produzida no conversor 2a quando um defeito de 250 ms perto do local de ligação à rede, em diferentes cenários de ativação da Inércia Virtual (IV) e da presença de um compensador síncrono (CS) no sistema.

A **figura 5.4.1** pretende mostrar o efeito da de cada tipo de inércia na produção ativa de um conversor que se encontra perto do local de defeito, aliás o local de defeito coincide com o local de ligação à rede do conversor. As linhas completas representam os cenários onde a funcionalidade da Inércia Virtual não está ativa [**X (IV)**] enquanto que as linhas tracejadas representam os cenários onde esta função está ativa nos diferentes conversores [**V (IV)**]. As linhas a azul representam os cenários onde não existia um compensador síncrono no sistema elétrico [**X (CS)**] enquanto que as linhas vermelhas já representam todas as situações onde existe um compensador síncrono no sistema [**V (CS)**] ligado no mesmo ponto de ligação que o conversor 1.

De notar que a adição de um compensador síncrono no sistema resultou em pouca influência na resposta do conversor 2a ao nível da sua produção de potência ativa. Uma razão evidente para este comportamento será o facto de ambos não partilharem o mesmo ponto de ligação à rede e o princípio de funcionamento de um compensador síncrono, não influenciar os diferentes fluxos de potência ativa do sistema elétrico apenas os de componente reativa.

Adicionalmente, a recorrência à funcionalidade de Inércia Sintética presentes nos conversores alterou o comportamento da produção de potência ativa do conversor 2a de forma semelhante para os casos de haver ou não compensador síncrono no sistema. Nestas situações de ativação da inércia virtual, o tempo necessário para o conversor conseguir voltar a produzir o mesmo nível de potência que estaria antes da ocorrência do defeito, aumenta. Como já foi mostrado na secção anterior (5.3), modificações nos tempos de resposta dos conversores têm impacto no comportamento dinâmico da frequência do sistema. Como forma de facilitar a compreensão dos próximos gráficos relacionados com a resposta dinâmica da frequência e da sua taxa de variação aos mesmos cenários descritos, foi adotada a mesma legenda e configuração da figura 5.4.1.

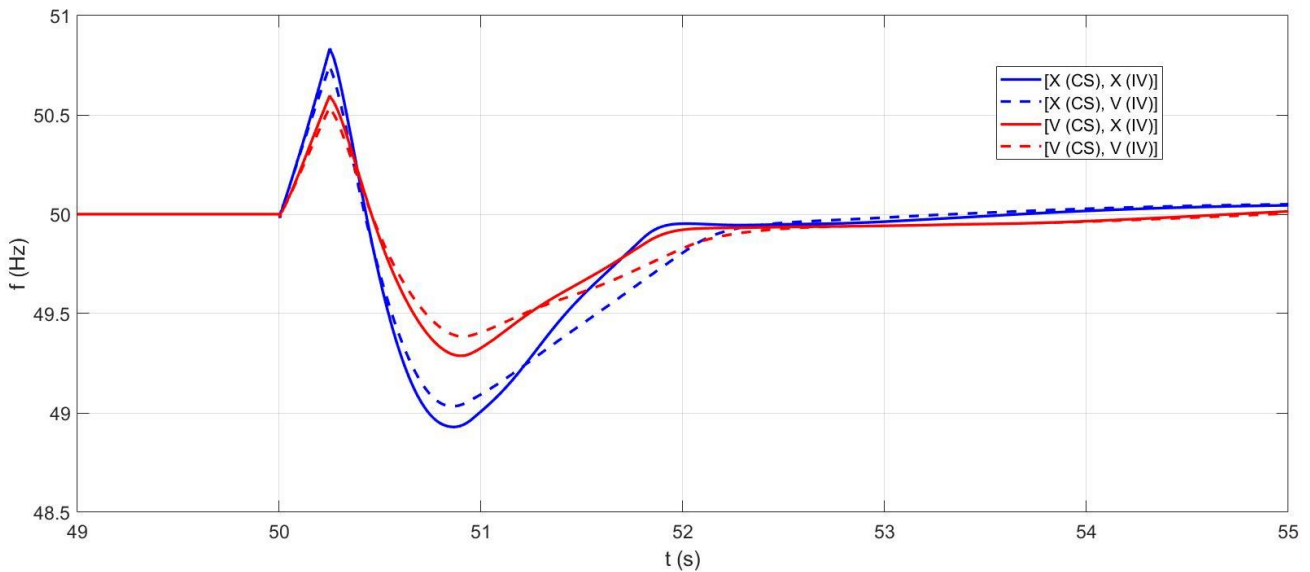


Figura 5.4.2 - Frequência do sistema aquando um defeito de 250 ms perto do local de ligação à rede, em diferentes cenários de ativação da Inércia Virtual (IV) e da presença de um compensador síncrono (CS) no sistema.

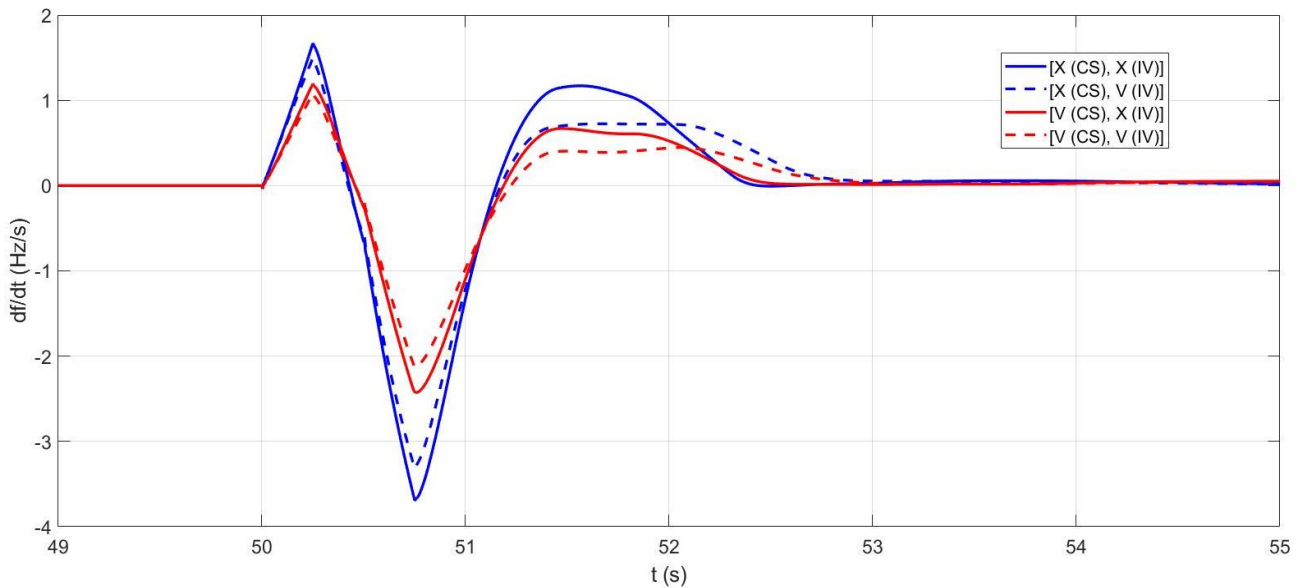


Figura 5.4.3 - Taxa de variação temporal da frequência do sistema para um intervalo de tempo de 500 ms, aquando um defeito de 250 ms perto do local de ligação à rede, em diferentes cenários de ativação da Inércia Virtual (IV) e da presença de um compensador síncrono (CS) no sistema.

Uma primeira análise pode ser feita relativamente à influência da adição do compensador síncrono ao sistema ao nível do comportamento dinâmico da frequência. O aumento da inércia síncrona, que provem desta adição, fez reduzir de forma significativa a excursão da frequência e o valor máximo e um aumento do valor mínimo atingidos pela taxa de variação temporal da frequência.

Adicionalmente, o uso da funcionalidade de Inércia Virtual associada a cada conversor não contribuiu com o mesmo efeito do caso da Inércia Síncrona. O aumento do tempo de reação dos conversores na situação pós-defeito impede uma reação efetiva de potência e, por isso, o efeito de inércia sintética não é transferido num aumento de potência na rede.

5.5 - Notas finais

Ao longo deste capítulo foi exposto os diferentes resultados obtidos para os diferentes cenários em que o sistema de estudo foi submetido. Uma primeira evolução na percentagem de potência produzida de origem renovável que origina valores para a frequência do sistema que não podem ser usados nos sistemas reais por ultrapassarem os limites pré-definidos de operação da rede.

Com o objetivo de contornar o problema da perda de inércia síncrona foi adicionada as três funcionalidades de controlo ao conversor para que a operação de um sistema com grande penetração de renovável fosse possível.

Foi realizada uma série de simulações que pretendiam conseguir determinar a eficiência destas funcionalidades e confirmar o seu correto funcionamento aquando a simulação de uma perturbação no sistema.

Por fim são expostos os resultados relativos à comparação entre o uso individual ou conjunto de soluções tecnológicas que visam melhorar o comportamento dinâmico de redes com forte penetração de fontes renováveis. A comparação entre o uso de compensadores síncronos ou do algoritmo de Inércia Virtual em prol da melhoria do comportamento dinâmico da rede face a diferentes possíveis perturbações.

Capítulo 6

Conclusões e trabalho futuro

6.1 - Conclusões

O atual crescimento da penetração de energia de origem renovável nos sistemas elétricos de energia tem colocado imensos desafios na garantia de níveis adequados de resposta perante a necessidade de garantia de equilíbrio permanente entre a produção e consumo, o que se reflete na capacidade de controlo da frequência do sistema. O objetivo da descarbonização da economia é um caminho progressivo para a sustentabilidade do meio ambiente e que pode ser alcançado. Continua ainda a ser necessário o desenvolvimento e a pesquisa de tecnologias e formas de contornar todos os problemas de estabilidade que são conhecidos. No entanto não existiu melhor altura na história do ser humano para a partilha de informação entre várias comunidades que podem possuir esse objetivo comum de sustentabilidade. Um dos principais objetivos desta dissertação é o de poder contribuir para que seja possível atingir um ponto de total sustentabilidade a nível de consumo de energia.

O sistema elétrico de estudo desta dissertação baseou-se num produtor que foi sofrendo uma progressiva transformação ao nível da origem da energia produzida. Foi possível observar-se que à medida que se adicionava mais fontes de energia renovável, através do modelo de conversor utilizado, a resposta de frequência do sistema torna-se progressivamente degradada, exigindo medidas complementares para a garantia do balanço permanente entre produção e consumo.

No que toca aos resultados associados à saída de uma máquina de serviço, foi possível identificar a importância das máquinas síncronas no suporte deste tipo de perturbação. Considerando uma situação em que a produção ligada à rede a partir de conversores eletrónicos não detém funcionalidades de resposta à frequência, à medida aumentam o seu número o substituem as máquinas síncronas convencionais, as restantes deste último tipo vêm a sua responsabilidade aumentar ao nível da complementação e suporte ao sistema em casos de perturbações. Este processo de substituição das máquinas síncronas foi levado ao limite até não haver reserva suficiente por parte das máquinas síncronas de suportar a perturbação em questão.

De seguida, estes conversores passaram a possuir a capacidade de variar a sua produção de potência ativa mediante o comportamento da frequência do sistema. Esta mudança tornou possível a simulação de novos cenários de maior penetração de energia renovável. No entanto, para que esta nova função representasse corretamente a ação de um sistema conjunto de

inversor mais gerador de fonte renovável e cumprisse os requisitos obrigatórios expostos no **Capítulo 2** relativo aos Códigos de Rede, seria necessário definir limitações.

Em título de exemplo, uma primeira limitação estará relacionada com a quantidade máxima de potência ativa que o conversor poderá variar, a sua reserva. Visto que o conversor pretende simular o comportamento de uma fonte de energia renovável, não seria correto admitir que uma central eólica poderia rapidamente variar a sua produção em 50%.

Uma outra limitação esteve relacionada com o tempo de resposta do conversor face à perturbação. Estes tempos de resposta devem seguir as indicações impostas pelas autoridades competentes que, no caso em questão, estarão descritas nos Códigos de Rede exposto no **Capítulo 2**. A implementação destas duas restrições provocou uma degradação dos resultados obtidos ao nível do comportamento dinâmico da frequência do sistema, mas os resultados poderão ser mais viáveis e próximos dos de um sistema elétrico real.

A escolha deste tempo de resposta dos conversores é de bastante importância uma vez que, como aconteceu nos casos apresentados na **secção 5.1** nas últimas simulações, o comportamento típico de uma inércia síncrona que a função IV pretende que o conversor possua não é conseguimos devido a elevados tempos de resposta por parte do conversor.

Posteriormente foi feita a análise a um dos requisitos impostos a qualquer novo ou já implementado produtor da rede elétrica, a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Para análise do comportamento desta função foi necessário modificar a perturbação e passou-se a simular um curto-circuito num ponto da rede elétrica. A ocorrência do defeito provocaria um abaixamento das tensões do sistema e, para contrariar este comportamento, os conversores possuíam a capacidade de injeção rápida de corrente reativa para a rede de forma a aumentar os níveis de tensão. Tal como no caso da análise ao modo sensível à frequência, foi necessário colocar limitações nesta funcionalidade para melhor representar o comportamento real e, novamente, estar de acordo com os requisitos obrigatórios.

Finalmente foram exploradas duas soluções tecnológicas que têm como objetivo ajudar a resolver os problemas de estabilidade presentes em sistemas elétricos com elevado nível de energia renovável. O uso de compensadores síncronos provou ser uma boa solução para a melhoria do comportamento dinâmico da frequência. O reaproveitamento do tempo de vida das máquinas síncronas para ajudar no balanço de potência reativa e no controlo de tensão fez também diminuir os desvios de frequência após uma perturbação.

Já a inércia virtual acabou por contribuir de forma contrária, ao provocar um aumento nos tempos de resposta dos conversores face à mesma perturbação. Num cenário onde estão implementadas as duas funções, a utilização de inércia virtual tem uma contribuição negativa ao nível da estabilidade do sistema.

Finalmente, de forma a juntar toda a informação obtida durante a realização deste projeto, a operação de um sistema elétrico fortemente dominado por sistemas de produção de base eletrónica é possível garantindo a existência de uma inércia síncrona mínima. Esta terá a responsabilidade de contribuir para o suporte permanente do balanço entre consumo e produção de energia, ou seja, regulação da frequência do sistema.

6.2 - Próximos trabalhos a desenvolver

Durante a realização deste projeto foi possível confirmar diferentes conclusões já enunciadas em outros artigos/documentações, mas também a formulação de novas. A análise do comportamento na rede de estudo face a diferentes perturbações em vários cenários permitiu afirmar que é possível a operação de uma rede com grande influência de energia renovável.

No entanto, alguns pontos deste projeto foram alvos de aproximações ou ignorados, o que pode influenciar de forma direta ou indireta os resultados expostos. Uma sugestão para trabalhos futuros estaria no processo de aproximação do comportamento em ambiente de simulação ao de um sistema real.

Alguns destes pontos foram usados por forma de conveniência como o facto de que todas as máquinas síncronas estarem modelizadas da mesma forma e controladas pelo mesmo modelo de regulador de velocidade e sistema de excitação apesar de estarem distribuídas em vários pontos do sistema e de serem de diferentes dimensões. Num sistema real existem vários tipos de geradores de energia eléctrica e por isso, o aumento da variedade de máquinas no sistema produtor poderá ser um tópico de exploração futuro. O mesmo pode ser dito para os geradores de energia renovável. Muitos dos parâmetros escolhidos foram adaptados pensando no comportamento de parques eólicos ignorando todas as outras tecnologias já implementadas nos sistemas eléctricos em particular a solar.

Outro ponto de exploração adicional será ao nível nas cargas da rede. Ao longo de toda a dissertação, o valor de carga que o sistema produtor tinha responsabilidade de alimentar não variou. A utilização de diferentes cenários de carga ou até de diagramas de carga seria uma outra sugestão de análise.

A implementação de outros níveis de tensão na rede, passando até para o nível da distribuição em casos limites. Este ponto aumentaria bastante a complexidade e necessidade de computação do trabalho com apenas o número de possíveis caminhos das linhas de distribuição. No entanto, a aproximação entre o comportamento real e o da simulação seria ainda mais precisa.

Uma última sugestão seria a exploração de outras soluções que permitem aumentar a estabilidade de um sistema eléctricos com forte penetração de energia renovável. Uma das soluções pensadas foi o uso de inversores *Grid-forming* cuja definição e funcionamento foi exposto no **Capítulo 2** desta dissertação. A independência em relação à tensão da rede por parte desta tecnologia é um tema bastante cobiçado e já implementado para aumentar a estabilidade de um sistema eléctrico com forte penetração de energia renovável.

Referências

- [1] R. F. M. and Ordem dos Engenheiros, “1945: no fim da Guerra, uma Linha de Rumo para o País.” [Online]. Available: <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-deinformacao/dossiers/historias-da-engenharia/1945-no-fim-da-guerra-uma-linha-de-rumo-para-opais>.
- [2] “DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia.” .
- [3] APREN, “APREN - Potência.” [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>.
- [4] Governo de Portugal, “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030,” vol. 2030, no. Pnec 2030, 2019.
- [5] P. Concorrencial *et al.*, “Procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público para energia solar fotovoltaica.”
- [6] APREN, “APREN - Produção.” [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. [Accessed: 05-Feb-2020].
- [7] Comissão Europeia, “A European Green Deal.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en. [Accessed: 05-Feb-2020].
- [8] Eurostat, “Estatísticas das energias renováveis - Statistics Explained.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/pt.
- [9] Comissão Europeia, “Causes of climate change - Ação climática - European Commission.” .
- [10] (Conselho da União Europeia) CEU, “Regulamento (Ue) 2018/1999 Do Parlamento Europeu E Do Conselho,” *J. Of. da União Eur.*, vol. L352/22, no. 2, pp. 22-61, 2013.
- [11] Portugal Energia, “Política energética.” [Online]. Available: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/>.
- [12] MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO, “Decreto-Lei n.º 215-A/2012 de 8 de outubro.” [Online]. Available: <https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2017/12/DL215A2012.pdf>.
- [13] B. Hartmann, I. Vokony, and I. Táci, “Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and marketisation of services,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, no. 12, pp. 1-14, 2019.
- [14] “EU-SysFlex.” [Online]. Available: <https://eu-sysflex.com/>. [Accessed: 07-Feb-2020].
- [15] “State - of - the - Art Literature Review of System Scarcities at High Levels of Renewable Generation,” no. 773505, pp. 1-114, 2020.
- [16] Eirgrid Group, “Home page.” [Online]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/>.
- [17] National Grid ESO, “PLC.” [Online]. Available: <https://investors.nationalgrid.com/news-and-reports/reports/2016-17/plc>.
- [18] E. Nycander and L. Söder, “Review of European Grid Codes for Wind Farms and Their Implications for Wind Power Curtailments,” *17th Int. Wind Integr. Work.*, no. October, pp. 1-7, 2018.
- [19] S. Eftekharnjad, V. Vittal, B. Keel, and G. T. Heydet, “Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, 2013.
- [20] R. A. Verzijlbergh and L. J. De Vries, “How Renewable Energy is Reshaping Europe’s Electricity Market Design,” 2018.
- [21] D2, “EU-SysFlex Scenarios and Network Sensitivities,” no. 773505, 2018.
- [22] Emissions-EUETS, “Frequency Containment Reserve (FCR).” [Online]. Available: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/793-frequency-containment-reserve>.
- [23] Senfal, “What is Frequency Containment Reserve?” .
- [24] ENTSO-E, “Frequency Containment Reserves (FCR).” [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/#overview-of-the-procurement-principles-of-the-fcr-cooperation.

- [25] Emissions-EUETS, "Frequency Restoration Reserve (FRR)." [Online]. Available: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/794-frequency-restoration-reserve-frr>.
- [26] T. Ackermann, T. Prevost, V. Vittal, A. J. Roscoe, J. Matevosyan, and N. Miller, "Paving the Way," *Philos. Soc. Sci.*, vol. 18, no. 1, pp. 61-70, 2017.
- [27] E. Membros *et al.*, "Ambiente e ação climática," 2020.
- [28] Comissão Europeia, "REGULAMENTO (UE) 2016/ 631 DA COMISSÃO - de 14 de abril de 2016 - que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede," no. 2, 2016.
- [29] DGEG, "Despacho No 7 tipo A B C D." 2018.
- [30] A. B. Attya, J. L. Dominguez-Garcia, and O. Anaya-Lara, "A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. June 2017, pp. 2071-2087, 2018.
- [31] S. Xie, X. Wang, C. Qu, X. Wang, and J. Guo, "Impacts of different wind speed simulation methods on conditional reliability indices," *Int. Trans. Electr. energy Syst.*, vol. 20, no. January 2014, pp. 1-6, 2013.
- [32] J. Matevosyan *et al.*, "Grid-forming inverters: Are they the key for high renewable penetration?," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 6, pp. 89-98, 2019.
- [33] Q. C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1259-1267, 2011.
- [34] H. P. Beck *et al.*, "Virtual synchronous machine," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 2, pp. 1-6, 2018.
- [35] National Grid ESO, "Results of the Stability Pathfinder Phase 1 GB 2020 Tender," p. 654611, 2020.
- [36] J. F. Mora, *Maquinas eléctricas*, 5ª. Mc Graw Hill.
- [37] MathWorks, "Documentation - Synchronous Machine." [Online]. Available: <http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/synchronousmachine.html>.
- [38] MathWorks, "Synchronous Machine." [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/synchronousmachine.html>.
- [39] MathWorks, "Documentation - Excitation System." [Online]. Available: <http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/excitationsystem.html>.
- [40] NEPLAN AG, "Turbine-Governor Models, Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool," p. 98, 2013.
- [41] N. Fulgêncio, C. Moreira, L. Carvalho, and J. Peças Lopes, "Aggregated dynamic model of active distribution networks for large voltage disturbances," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 178, no. April 2019, p. 106006, 2020.
- [42] P. P. Beires, C. L. Moreira, J. P. Lopes, and A. G. Figueira, "Defining connection requirements for autonomous power systems," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 1, pp. 3-12, 2020.
- [43] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "Virtual inertia: Current trends and future directions," *Appl. Sci.*, vol. 7, no. 7, pp. 1-29, 2017.