



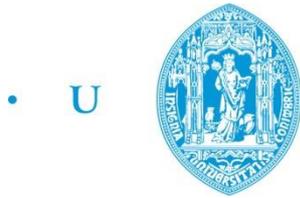
UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Daniel José Ribeiro Pereira

**ANÁLISE SIMULADA DO IMPACTO DA DISSEMINAÇÃO
DE GERAÇÃO BASEADA EM FONTES DE ENERGIA
RENOVÁVEL VARIÁVEL NA RESPOSTA INERCIAL DE
UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA DE TESTE**

**Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor
Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e apresentada ao
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**

outubro de 2020



• U • C •

FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA E DE
COMPUTADORES

Análise Simulada do Impacto da Disseminação de Geração Baseada em Fontes de Energia Renovável Variável na Resposta Inercial de um Sistema de Energia Elétrica de Teste

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores na Especialidade de Energia

Autor

Daniel José Ribeiro Pereira

Orientador

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

Presidente	Professor Doutor Mário João Simões Ferreira dos Santos Professor da Universidade de Coimbra
Vogal	Professora Doutora Dulce Helena Carvalho Coelho Professora Adjunta do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra
Orientador	Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes Professor da Universidade de Coimbra

Coimbra, outubro, 2020

AGRADECIMENTOS

O trabalho aqui realizado marca uma etapa fundamental da minha vida. Tal não seria possível sem a ajuda e apoio de todas as pessoas intervenientes na minha vida, por isso quero expressar o meu agradecimento a todas elas. Porém, existem pessoas que eu não posso deixar de citar.

Em primeiro lugar, tenho de agradecer ao meu pai, mãe, irmão e avó porque eles deram-me todo o apoio necessário para chegar a este ponto marcante da minha vida e sem eles não seria possível.

Em segundo lugar, expressar o meu profundo agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes. A realização desta dissertação só foi possível graças à sua orientação e constante disponibilidade.

Em terceiro lugar, agradecer a todos os professores do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores por todo o conhecimento que me foi por eles transmitido.

Por último, mas não menos importante, um muito obrigado a todos os meus amigos que me acompanharam durante o meu percurso académico, que me apoiaram nos bons e maus momentos, assim como em todos os momentos de convívio e descontração.

Um obrigado a esta cidade Coimbra por me dares uma das melhores etapas que vivi e me fazeres crescer como pessoa.

A todos o meu sincero obrigado.

Daniel Pereira

RESUMO

A estabilidade dos sistemas de energia elétrica é um dos requisitos fundamentais para o seu funcionamento fiável, eficiente e económico. Os sistemas de energia convencionais evoluíram para sistemas de grandes dimensões e altamente interligados, com maior produção de energia baseada em fontes de energia renovável e dispositivos de eletrónica de potência cada vez mais complexos, tendo um funcionamento de constante mudança.

Apesar das fontes de energia renovável contribuírem para a redução da poluição a nível global, a sua disseminação cada vez mais elevada, tem criado obstáculos para o adequado comportamento dos sistemas, alguns dos quais serão abordados ao longo deste documento.

Como é sabido, a inércia e a resposta inercial são duas componentes essenciais para o bom funcionamento dos sistemas, em termos de estabilidade de frequência, na ocorrência de eventos diversos. No entanto, o aumento de fontes baseadas em energia renovável (eólica e solar fotovoltaica), tem criado alguma preocupação aos operadores de sistema uma vez que têm menor inércia, disponibilizando, desta forma, menor resposta inercial, comparando com geradores convencionais (baseados em máquinas síncronas).

Pretendeu-se com este trabalho, inicialmente analisar o impacto da disseminação das fontes de energia renováveis com baixa inércia (eólica e solar fotovoltaica) na resposta do sistema, perante eventos que causem desequilíbrios entre geração e procura (perda de geração, curto-circuitos em barramentos/linhas, perda de carga). Posteriormente, utilizando as contribuições das diferentes tecnologias de geração (eólica, solar e síncrona) verificadas em 2020 e previstas para 2030 no sistema de energia elétrico português, procurou-se replicar o sistema. De forma a avaliar a sua resposta e tentar-se perceber até que ponto, o sistema atual está preparado para lidar com as alterações que vão existir com a entrada das novas normas de ligação à rede das fontes de energia renovável variável. Para tal, após ser caracterizado detalhadamente, no estado da arte, o tipo de tecnologias e requisitos regulatórios, recorreu-se à ferramenta de simulação *PowerWorld* para avaliar o impacto que as novas normas podem ter para o futuro do sistema.

Este trabalho permitiu concluir que, apesar dos elevados níveis de disseminação de fontes de energia renovável e consequente diminuição de inércia no sistema, é possível que este apresente respostas adequadas perante diversos eventos. Para além disso, também se concluiu que, apesar da inércia ser um fator importante para a estabilidade do sistema, existem outros fatores a ter em conta. Por fim, foram realizadas ações de gestão da procura para tentar melhorar a resposta do sistema perante diversos eventos.

Palavras-chave: Resposta Inercial, Fontes de Energia Renovável, Reservas Primárias, Inércia, Estabilidade de Frequência.

ABSTRACT

The stability of electrical power systems is one of the fundamental requirements for their reliable, efficient and economic operation. Conventional power systems have evolved into large, highly interconnected systems, with increased energy production based on renewable energy sources and increasingly complex power electronics devices, with constantly changing operation.

Although renewable energy sources contribute to the reduction of global pollution, their increasing dissemination has created obstacles to the proper behavior of systems, some of which will be discussed in this document.

As it is well known, inertia and the inertial response of the systems are two essential components for its proper functioning, in terms of frequency stability, in the occurrence of diverse events. However, the increase in sources based on renewable energy, for example wind and solar photovoltaic, has created some concern for system operators since they have less inertia, thus providing less inertial response to the system, compared to conventional generators (based on synchronous machines).

The purpose of this work is first, to analyze the impact of the dissemination of renewable energy sources with low inertia (wind and solar photovoltaic) in the system response to events that cause imbalances between generation and demand (loss of generation, short circuits in buss/lines, loss of load). Secondly, using the contributions of different generation technologies (wind, solar and synchronous) verified in 2020 and expected for 2030 in the Portuguese electrical power system, we tried to replicate the system. Evaluating its response and trying to understand to what extent the current system is prepared to deal with the changes that will exist with the entry of new standards for grid connection of variable renewable energy sources. To this end, after being characterized in detail, in the state of the art, the type of technologies and regulatory requirements, the PowerWorld simulation tool was used to assess the impact that the new standards may have for the future of the system.

This work allowed us to conclude that, despite the high levels of dissemination of renewable energy sources and consequent decrease of inertia in the system, it is possible that the system presents adequate responses to various events. In addition, it was also

demonstrated that, although inertia is an important factor for the stability of the system, there are other factors that must be considered. Finally, demand management actions were carried out to try to improve the system's response to various events.

Keywords Inertial Response, Renewable Energy Sources, Primary Reserves, Inertia, Frequency Stability.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo.....	iii
Abstract.....	v
Índice de Figuras.....	ix
Índice de Tabelas.....	xiii
Lista de Acrónimos.....	xv
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Estrutura do Documento.....	2
2. Estabilidade dos Sistemas de Energia Elétrica.....	3
2.1. Resposta Inercial.....	4
2.1.1. Equação de Oscilação.....	6
2.2. Métodos Utilizados para Controlo da Estabilidade do Sistema.....	10
3. Fontes de Energia Renovável.....	17
3.1. Turbinas Eólicas.....	19
3.2. Geradores Fotovoltaicos.....	20
3.3. Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias.....	21
3.4. Requisitos de Ligação às Redes.....	22
4. Caso de Estudo.....	25
4.1. Modelo <i>PowerWorld</i>	25
4.2. Impacto de Diferentes Valores de Inércia.....	27
4.3. Impacto das FERV nos SEE.....	31
4.4. Análise do Impacto nos SEE de Diferentes Tecnologias de Geração em dois Cenários Diferentes.....	36
4.5. Impacto de Ações da Gestão da Procura.....	43
5. Conclusões e Trabalhos Futuros.....	49

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
ANEXO A – Validação do Modelo	57
ANEXO B – Componentes do modelo utilizado	61
ANEXO C – Modelos PowerWorld utilizados para a modelação dos geradores de 2ª Geração	65
ANEXO D – Parametrização dos Modelos dos Geradores	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Energia armazenada em função da potência para diferentes tecnologias de geração (adaptado de [14]).	14
Figura 3.1. Participação das ER como percentagem da produção bruta de eletricidade [22].	17
Figura 3.2. Evolução da potência instalada em Portugal por tipo de tecnologia (MW) [23].	18
Figura 3.3. Tipos de Geradores eólicos [25].	19
Figura 3.4. Diagrama de blocos de ligação à rede de um sistema fotovoltaico (adaptado de [29]).	21
Figura 4.1. Modelo em <i>PowerWorld</i> do Sistema de IEEE de 39 barramentos.	26
Figura 4.2. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com <i>Horiginal</i>	28
Figura 4.3. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com $0,5H_{original}$	28
Figura 4.4. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com constante de tempo do controlador de 500ms (valor original).	29
Figura 4.5. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com constante de tempo do controlador de 100ms.	30
Figura 4.6. Valores de potência aos terminais dos geradores eólicos DFIG de 1ªGeração, após perda de geração (perda do gerador 32).	32
Figura 4.7. Valores de potência aos terminais dos geradores eólicos DFIG de 2ªGeração, após perda de geração (perda do gerador 32).	32

Figura 4.8. Resposta do sistema à perda do gerador 32, sistema com 50% de penetração de FER (DFIG 1ªGeração).....	33
Figura 4.9. Resposta do sistema à perda do gerador 32, sistema com 50% de penetração de FER (DFIG 2ªGeração).....	34
Figura 4.10. Resposta do sistema à perda do gerador 32, baseado apenas em geradores síncronos.	35
Figura 4.11. Resposta do sistema do cenário 1 à perda do barramento 2.	37
Figura 4.12. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do barramento 2.	37
Figura 4.13. Resposta do sistema do cenário 1 a um curto-circuito numa linha de transmissão.....	39
Figura 4.14. Resposta do sistema do cenário 2 a um curto-circuito numa linha de transmissão.....	40
Figura 4.15. Resposta do sistema do cenário 1 à perda da carga do barramento 4.....	41
Figura 4.16. Resposta do sistema do cenário 2 à perda da carga do barramento 4.....	41
Figura 4.17. Resposta do sistema do cenário 1 à perda do gerador 32.	42
Figura 4.18. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador 32.	43
Figura 4.19. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador 32.	44
Figura 4.20. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador, com deslastre de 360MW de carga.	45
Figura 4.21. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador, com deslastre sequencial (barramento 4, 120MW de cada vez (2,2s, 2,4s, e 2,6s)).....	46
Figura 4.22. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador, com deslastre sequencial (barramento 4, 15 e 39, 120MW de cada vez (2,2s, 2,4s, e 2,6s)).	47
Figura A.1. Resposta do sistema perante um curto-circuito no barramento 16 [35].....	58
Figura A.2. Resposta do sistema perante curto-circuito no barramento 16, sistema de teste.	59
Figura A.3. Análise da estabilidade transitória de [34], (Ângulo do rotor).	60

Figura A.4. Análise da estabilidade transitória do sistema aqui implementado (Ângulo do rotor).....	60
Figura C.1. Modelos <i>PowerWorld</i> utilizados para os diferentes tipos de geradores.....	65
Figura C.2. Modelo WTGTRQ_A.....	65
Figura C.3. Modelo REPC_A.....	66
Figura C.4. Modelo REEC_A (1).....	67
Figura C.5. Modelo REEC_A (2).....	68
Figura C.6. Modelo WTGT_A.....	69
Figura C.7. Modelo WTGAR_A.....	69
Figura C.8. Modelo WTGPT_A.....	69
Figura C.9. Modelo REGC_A.....	69
Figura C.10. Modelo REEC_B.....	70

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1 Valores totais de carga, geração e perdas do sistema.	26
Tabela A.1 Potência ativa e reativa de geradores e linhas nos diferentes softwares, comparação para validação do sistema [32] e [33].	57
Tabela B.1 Parâmetros geradores síncronos.	61
Tabela B.2 Parâmetros transformadores.	61
Tabela B.3 Parâmetros linhas de transmissão.	62
Tabela B.4 Parâmetros das cargas.	63

LISTA DE ACRÓNIMOS

- AC – Alternating Current
- BESS – Battery Energy Storage Systems
- DC – Direct Current
- DFIG – Doubly-Fed Induction Generator
- DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia
- ER – Energia Renovável
- ESS – Energy Storage System
- FCWT – Full-Converter Wind Turbine
- FER – Fontes de Energia Renovável
- FERV – Fontes de Energia Renovável Variável
- HVDC – High Voltage Direct Current
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
- MPPT – Maximum Power Point Tracking
- ORT – Operador de Rede de Transporte
- PV – Photovoltaic
- p.u. – Per unit
- RoCoF – Rate of Change of Frequency
- SEE – Sistema de Energia Elétrica
- UE – União Europeia
- UPS – Uninterruptible Power Supply

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

Os sistemas de energia têm sofrido uma enorme transformação nos últimos anos, em termos de infraestruturas e introdução de novas tecnologias de controlo. A principal transformação que se tem vindo a observar é a substituição de geradores convencionais (com base em combustíveis fósseis ou grande hídrica) por fontes mais amigas do ambiente, principalmente geradores eólico e geradores solares fotovoltaicos [1] e baseadas, no que se convencionou chamar, Fontes de Energia Renovável Variável (FERV). Esta transformação apesar de apresentar benefícios ecológicos e económicos consideráveis, tem criado vários desafios, nomeadamente o nível da estabilidade nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE).

Pretendendo-se caminhar para cenários onde exista cada vez mais FER, existe necessidade de responder aos desafios colocados, principalmente aos associados ao comportamento dos SEE perante perturbações. A maioria das unidades de geração baseadas em FERV, que se caracterizam pela sua natureza intermitente e incontrolável, ou não têm inércia (geradores fotovoltaicos), ou são desacoplados da rede (geradores eólicos) quando esta necessita, não contribuindo para a resposta inercial do SEE perante desequilíbrios de potência.

A resposta inercial é uma característica inerente ao sistema, uma vez que surge principalmente devido a fenómenos físicos de energia cinética gerada e armazenada em todas as partes rotativas dos geradores síncronos. Na ocorrência de uma perturbação, a estabilidade do sistema é posta em causa, originando variações na velocidade dos geradores e consequentemente na frequência do sistema. Então, perante um desequilíbrio pequeno o sistema vai libertar a energia cinética armazenada, encontrando um novo ponto de funcionamento, eventualmente a uma frequência ligeiramente diferente da frequência existente antes do aparecimento do evento. Quando os desequilíbrios são mais acentuados poderá haver necessidade de repor a frequência do sistema com recurso às chamadas reservas de restauração.

Um dos problemas abordados ao longo desta dissertação prende-se com a diminuição da inércia e com a diminuição da resposta inercial dos sistemas, pelo que se

pretende avaliar o impacto da disseminação de fontes de energia renovável num dado SEE perante perturbações e quais são as suas potenciais contribuições para a inércia no futuro dos SEE com a participação destas nas reservas primárias.

A análise vai ser realizada num SEE de teste que foi disponibilizado pelo IEEE (IEEE 39 *bus test system*), utilizando a ferramenta de simulação o *PowerWorld*.

1.2. Estrutura do Documento

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos. O primeiro capítulo é composto pela introdução ao tema e estruturação da dissertação. No capítulo 2 é introduzido o tema da estabilidade dos sistemas elétricos de energia, onde serão analisados os diferentes fenómenos de estabilidade, as equações necessárias para os cálculos da inércia e da resposta inercial do sistema e métodos utilizados para mitigar os problemas da estabilidade dos sistemas.

No capítulo 3 é realizada uma análise das diferentes tecnologias de geração renovável e a sua evolução ao longo dos anos, a nível de sistemas de controlo e interligação com a rede. É também apresentada a evolução das energias renováveis nos SEE ao longo dos anos bem como são expostos os novos requisitos de ligação à rede por parte deste tipo de geradores.

No capítulo 4 é inicialmente apresentado o sistema de teste utilizado para a realização das simulações da presente dissertação e devidamente validado. Posteriormente neste capítulo são analisadas as simulações realizadas, são caracterizados os impactos dos diferentes tipos de geração bem como métodos para mitigar estes impactos. Por fim, são apresentados dois cenários diferentes, sendo que num é representado o sistema atual em Portugal e no outro é representado o sistema em Portugal para o ano de 2030.

No capítulo 5, são apresentadas as conclusões retiradas deste caso de estudo assim como trabalhos futuros que poderão complementar o estudo aqui realizado.

2. ESTABILIDADE DOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os SEE são compostos por um número elevado de elementos, desde geradores, linhas de transmissão, postos de transformação até cargas diversas que estão espalhados por todo o sistema elétrico. Associando esta realidade ao facto de que todos os geradores de um sistema têm de estar sincronizados entre si e ser necessário manter o equilíbrio entre a geração e a procura no sistema, torna os SEE um dos sistemas mais complexos alguma vez criados pelo Homem [2].

Depreender a complexidade dos SEE e o seu funcionamento, permite perceber que estes estão diariamente sujeitos a diversas perturbações. Só é possível garantir que os SEE sejam ininterruptos e fiáveis se tivermos total compreensão dos eventos que os possam comprometer. Por esse motivo é importante o estudo de estabilidade associado a esses fenómenos.

A estabilidade do sistema de energia tem sido reconhecida como um problema importante para a correta operação do sistema desde os anos 20 do século passado [3]. Na medida em que os sistemas de energia evoluíram e as interconexões entre sistemas foram ficando mais complexas, com o aumento de interligações, novas unidades geradoras e novos sistemas de controlo, foram surgindo outras formas de instabilidade [4], obrigando, assim, a que tenham de ser revistos termos e definições acerca destes fenómenos.

Pode definir-se estabilidade de um SEE como sendo a sua capacidade, para uma determinada condição inicial de operação, de recuperar um estado de equilíbrio operacional após ter sido submetido a uma perturbação física, de modo a que a maior parte do sistema permaneça intacto [3]. Este estado de equilíbrio não deve ser entendido como sendo um ponto estático.

Sendo uma das grandes preocupações para o bom funcionamento de um SEE a estabilidade, é um requisito mantê-la, para que situações graves não ocorram, por exemplo o seu colapso. Pequenas perturbações, como por exemplo variações nas cargas ao longo do dia, ocorrem constantemente, e o sistema perante estas perturbações, deve ser capaz de se reajustar de modo a que, apesar destas variações, continue a operar de uma forma adequada.

Além destas perturbações, podem existir outras de maior amplitude, como por exemplo, curto-circuito numa linha de transmissão, perda de um grande gerador ou mesmo perda de grande quantidade de carga.

Perturbações severas no sistema geralmente resultam em grandes variações de frequência, fluxos de energia, tensão e outras variáveis do sistema, podendo levar à atuação de sistemas de controlo e de proteções [3]. Usualmente, problemas deste tipo de estabilidade estão associados a outros problemas, tais como má coordenação de sistemas de controlo, dispositivos de proteção, debilidade de resposta dos equipamentos e reserva de geração insuficiente [5]. Em sistemas de energia isolados, perturbações deste tipo de instabilidade podem ter consequências bastante graves levando a um possível colapso [6].

Em regime permanente os geradores síncronos existentes no sistema funcionam à mesma velocidade, ou seja, à frequência que é imposta pelos operadores de serviço. Quando existe uma perturbação, a velocidade do rotor dos geradores pode variar podendo desta forma, perder o sincronismo existente entre o binário eletromagnético e o binário mecânico, fazendo com que a relação entre os ângulos de carga varie [2]. Quando um dos geradores funciona temporariamente mais rápido que o outro, a posição angular do seu rotor em relação à máquina mais lenta estará em avanço, conduzindo desta forma a que exista uma variação na partilha de carga entre as duas máquinas em função da relação potência – ângulo de carga.

A relação existente entre potência e o ângulo de carga é altamente não linear. Ultrapassado um determinado limite, o desvio angular deixa de ser seguido pela respetiva partilha de carga, levando a que o desvio angular seja cada vez maior, originando assim um evento de instabilidade [3].

2.1. Resposta Inercial

Na ocorrência de um evento que provoque um desequilíbrio entre as potências à entrada e à saída do gerador, a velocidade de rotação das máquinas vai variar, provocando assim uma variação de frequência no sistema. Esta variação de velocidade implica uma taxa de variação da energia cinética que permita restituir o equilíbrio entre as potências. É a chamada resposta inercial do sistema. Na ocorrência de desequilíbrios proeminentes poderá

existir a necessidade de utilizar as chamadas reservas de contenção de variação da frequência e até as de restauração para a restituição da frequência do sistema. Quando ocorre um desequilíbrio de menores dimensões o sistema irá encontrar um novo ponto de funcionamento a uma frequência diferente da inicial, ou seja, a uma frequência diferente da existente antes da ocorrência do desequilíbrio.

A forma como o sistema responde a desequilíbrios é determinada de acordo com o tipo de gerador elétrico presente. No caso dos geradores síncronos, a velocidade de rotação está diretamente relacionada com a frequência do sistema. Uma vez que, à medida que a frequência diminui a rotação das máquinas síncronas acompanha essa diminuição, libertando desta forma a energia armazenada (energia cinética) atuando como um mecanismo de resposta rápida na resposta à diminuição da frequência do sistema [7]. Então, a variação da frequência e consequente velocidade de rotação das máquinas síncronas não deve ultrapassar determinados limites, podendo causar grandes oscilações e/ou possível colapso do sistema.

Pode definir-se resposta inercial como sendo a libertação/absorção de energia cinética proveniente de grandes massas rotativas existentes no sistema, a uma dada taxa, permitindo assim contribuir para o controlo da taxa de variação da frequência (*RoCoF- Rate of Change of Frequency*) [8].

A taxa de variação de frequência é inversamente proporcional à energia cinética disponível na rede, sendo considerada a maior variação de frequência que geralmente ocorre nos instantes iniciais do evento [4] [9].

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2 * \frac{1}{2} * J * \omega_s^2} * S_N, \quad (2.1)$$

Na equação 2.1, a taxa de variação de frequência ($\frac{df}{dt}$) é dada em função da energia cinética ($KE = \frac{1}{2} * J * \omega_s^2$ ($Kg.m^2$), onde J é o momento de inércia de todos os geradores em funcionamento e ω_s (rad/s) é a velocidade angular síncrona) e em função da amplitude do desequilíbrio da potência nominal do sistema (ΔP), onde S_N (MVA) é a potência nominal da máquina.

Nas tecnologias baseadas em energia renovável variável (FERV) não se verifica a participação na resposta inercial, ao contrário do que acontece com os geradores convencionais que têm uma resposta inercial inerente. Nas FERV, como por exemplo

geradores eólicos e geradores fotovoltaicos que utilizam elementos de eletrônica de potência para estarem conectados à rede, são necessários sistemas de controle para que estes possam responder de uma forma semelhante aos geradores convencionais [10].

Para analisar adequadamente a variação da frequência da rede, é necessário fazer uma análise da equação de oscilação uma vez que esta equação modela o comportamento dos geradores síncronos.

2.1.1. Equação de Oscilação ¹

A equação que rege o movimento do rotor de uma máquina síncrona baseia-se no princípio da dinâmica, que afirma que, o binário (de aceleração) é o produto entre o momento de inércia do rotor e a sua aceleração angular [11] (equação 2.2).

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e, \quad (2.2)$$

onde, θ_m (*rad*) é a posição angular do rotor relativamente a um eixo estacionário, t o tempo, T_a (*N.m*) é o binário de aceleração resultante da diferença entre o binário mecânico (T_m) e o binário eletromagnético (T_e).

Quando o gerador está no seu estado estacionário, o binário mecânico e o binário eletromagnético são iguais, originando desta forma um binário de aceleração nulo. Neste caso, como a aceleração das massas rotóricas é nula, a velocidade do gerador é constante, podendo ser em regime estacionário igual à velocidade de sincronismo. Como o ângulo θ_m é medido em relação a um eixo de referência estacionário no estator, esta medição é uma medição absoluta do ângulo do rotor. Consequentemente, este ângulo aumenta continuamente com o tempo mesmo que o gerador tenha uma velocidade síncrona constante. Dado que a velocidade do rotor em relação à velocidade de sincronismo é de maior interesse, é mais conveniente medir a posição angular do rotor em relação a um eixo de referência que gire à velocidade síncrona. Então, pode ser definido que

¹ Todas as deduções realizadas neste subcapítulo têm por base a obra (Grainger e Stevenson, 1994, pag. 695-702).

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m, \quad (2.3)$$

onde, ω_{sm} é a velocidade síncrona em radianos mecânicos por segundo e δ_m é o deslocamento angular do rotor em radianos mecânicos. Derivando a equação (2.3) em ordem ao tempo obtemos,

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt}, \quad (2.4)$$

e

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2}, \quad (2.5)$$

Na equação (2.4) pode verificar-se que a velocidade angular do rotor $\frac{d\theta_m}{dt}$ só é igual à velocidade síncrona quando $\frac{d\delta_m}{dt}$ é igual a zero, sendo que $\frac{d\delta_m}{dt}$ representa o desvio da velocidade do rotor em relação ao sincronismo em radianos mecânicos por segundo ao quadrado. A equação (2.4) representa a aceleração do rotor em radianos mecânicos por segundo ao quadrado.

Substituindo a equação (2.5) na equação (2.2) obtemos

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e, \quad (2.6)$$

Para a velocidade angular do rotor (ω_m), é considerado que

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (2.7)$$

A potência numa máquina síncrona é o quociente entre o binário e a velocidade angular, então multiplicando a equação (2.6) por ω_m obtém-se,

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e, \quad (2.8)$$

onde, P_a (W) é a potência de aceleração resultante da diferença entre a potência de entrada do rotor P_m e a potência elétrica P_e , desprezando as perdas rotacionais e de armadura.

O coeficiente $J\omega_m$ representa o momento angular do rotor, que à velocidade síncrona é denotado por M. Este é definido como sendo a constante de inércia expressa em joule-segundo por radiano mecânico. Embora seja utilizado a constante M, este coeficiente não é uma constante no sentido mais correto, uma vez que ω_m não é igual à velocidade síncrona em todas as condições de operação. No entanto, na prática, ω_m não difere significativamente da velocidade síncrona quando a máquina é estável, pelo que é normalmente utilizado a constante M uma vez que a potência é uma parte importante no cálculo do binário. Outra variável é convencionalmente encontrada nas características das máquinas designada por constante de inércia (H), e é definida por

$$H = \frac{\text{Energia cinética armazenada à velocidade de sincronismo}}{\text{Potência nominal da máquina}}$$

e

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{sm}^2}{S_N}, \quad (2.9)$$

onde a constante de inercia (H) é o quociente entre a energia cinética e a potência nominal e é medido em segundos (MJ/MVA).

Resolvendo a equação (2.9) em ordem a J e substituindo na equação (2.8) obtemos,

$$\frac{2H}{\omega_{sm}^2 S_N} \omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e, \quad (2.10)$$

Uma vez que em regime permanente $\omega_m \approx \omega_{sm}$ e passando as potências para p.u. (*per unit*), ou seja, dividir as potências pela potência nominal da máquina (S_N), obtém-se

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e, \quad (2.11)$$

Na equação anterior é de notar que δ_m e ω_{sm} estão expressos em unidades mecânicas, podendo ser convertidas para unidades elétricas através das seguintes equações

$$\delta = \delta_m p; \quad \omega_s = \omega_{sm} p, \quad (2.12)$$

onde p é o número de pares de polos do gerador, δ é o deslocamento angular em relação ao eixo de referência síncrono em radianos elétricos e ω_s é a velocidade de sincronismo do gerador em radianos elétricos. Substituindo na equação (2.11) obtém-se

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e, \quad (2.13)$$

A equação supramencionada é denominada de equação de oscilação, fundamental para gerir a dinâmica rotacional da máquina síncrona nos estudos de estabilidade. Tratando-se de uma equação diferencial de segunda ordem, esta ainda pode ser escrita em duas equações de primeira ordem,

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e, \quad (2.14)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s, \quad (2.15)$$

onde ω , ω_s e δ estão em radianos ou graus elétricos.

Pela análise e compreensão da equação de oscilação da máquina síncrona (equação 2.13), é possível observar que para o mesmo desequilíbrio entre a potência mecânica e a potência elétrica, uma menor constante de inércia causa uma maior aceleração do rotor. No caso da equação que permite perceber a variação de frequência no sistema (equação 2.1), percebe-se que para o mesmo desequilíbrio entre geração e procura, a variação da frequência do sistema será maior quanto menor for a sua inércia.

Estas equações são também imprescindíveis para o estudo dos problemas da estabilidade associados à existência de geração a partir de fontes de energia renovável variável, visto que estas provocam uma redução da inércia no sistema.

2.2. Métodos Utilizados para Controlo da Estabilidade do Sistema

Como referido anteriormente (subcapítulo 2.1), a inércia existente no sistema permite conter os desvios de frequência, aquando a ocorrência de um evento. Uma vez que a geração baseada nas FERV é a grande aposta para o futuro dos SEE, esta irá provocar uma diminuição da inércia. Neste subcapítulo são apresentadas as principais soluções para conter essa diminuição.

Embora a inércia desempenhe um papel importante nas diferentes formas de estabilidade do sistema de energia, verifica-se que as questões surgem principalmente em termos de controlo de frequência, uma vez que a capacidade de o sistema responder a grandes desequilíbrios diminui. Daí resultam valores de RoCoF elevados e desvios de frequência substanciais que podem levar à sua instabilidade.

Assim sendo, são propostas diferentes soluções que foram classificadas em dois grupos. Num primeiro grupo, serão apresentadas medidas de contenção de variação da frequência do sistema, isto é, de modo a que se possa fazer face a valores de RoCoF mais elevados e a desvios de frequência mais elevados. Num segundo grupo, são apresentadas medidas para a mitigação dos efeitos/impactos da variação de frequência devido à baixa inércia, isto é, aumentar a inércia do sistema através de inércia adicional proveniente de máquinas síncronas ou a existência de inércia virtual.

Medidas de Contenção

Modificações no *grid code*

No código da rede é definida a faixa de frequências que garante o funcionamento satisfatório do sistema. Este código pode ser modificado permitindo assim alargar a banda de frequência dentro da qual os geradores convencionais devem permanecer ligados ao sistema, possibilitando desta forma que a frequência possa ser mais baixa quando ocorre um desequilíbrio, como por exemplo, permitir que os geradores eólicos permaneçam ligados ao sistema aquando a ocorrência de um evento. Inicialmente esta banda mais larga apenas seria possível ser definida para novos geradores [12].

O mesmo pode ser aplicado numa alteração das configurações RoCoF dentro dos códigos de rede, onde os limites poderiam ser alargados. Para este tipo de configurações ser aplicado mais pesquisas seriam necessárias para avaliar a sua influência no equipamento da rede, mas com especial atenção para as máquinas síncronas. Com exceção dos relés RoCoF, não se prevê problemas para unidades ligadas ao conversor e de a frequência exceder os seus limites atuais. Por exemplo, os fabricantes de turbinas eólicas indicam que estas podem facilmente lidar com valores de RoCoF até 4 Hz/s [13].

O novo código de ligação às redes é apresentado mais detalhadamente no subcapítulo 3.4.

Medidas de Mitigação

Limitar a geração/carga ligada a um ponto da rede

Analisando a equação 2.1, é claro que o RoCoF é proporcional ao valor do desequilíbrio de potência. Diferentes máquinas num mesmo SEE poderão sentir de forma diferente um desequilíbrio de potência e ficar sujeitas a diferentes variações de velocidade e, portanto, de frequência. Se a injeção/absorção de potência num único ponto for limitada, limita-se também deste modo, o possível desequilíbrio de potência devido à perda de um elemento do sistema.

Na maioria dos sistemas esse limite já é existente, uma vez que o atual controlo de frequência é concebido para fazer face a um possível evento de referência específico.

Realizar esta limitação ou aumentar os limites atuais, terá um impacto elevado no despacho e no desenvolvimento futuro da rede. Podendo, por exemplo, diminuir a quantidade máxima de energia que pode ser entregue em qualquer interconexão assíncrona com uma interconexão síncrona (ligações de corrente contínua de alta tensão HVDC) ou diminuir a saída de energia de grandes geradores convencionais [14].

Operar centrais elétricas em carga parcial, incentivar centrais elétricas com inércia elevada e/ou limitar a quantidade de FERV conectada à rede

Do ponto de vista da inércia do sistema, na maioria dos casos é mais vantajoso ter várias centrais em operação com carga parcial do que ter poucas com carga máxima. Mas na maioria dos casos, tal operação entra em conflito com o despacho económico ideal [14].

De outra forma, pode-se estabelecer um limiar para a quantidade de FERV conectadas à rede, isto para que a inércia do sistema se mantenha acima do mínimo estipulado. Como não existe uma relação direta entre a inércia do sistema e quantidade de FERV ligada, então estes limites terão de ser definidos de acordo com a quantidade de potência na carga e da capacidade que cada central tem para fornecer inércia ao sistema [15].

Outra forma de se poder obter mais inércia no sistema é dar um incentivo às centrais elétricas com inércia elevada, considerando essas centrais como serviço auxiliar, ou seja, manter essas centrais em funcionamento apenas para a produção de inércia remunerando-as de acordo com sua capacidade de produção.

Estas medidas poderão colocar um ponto final às questões de inércia reduzida no sistema.

Compensadores síncronos adicionais

Os compensadores síncronos são dispositivos de controlo de tensão que englobam uma máquina síncrona de rotação livre ligada à rede de alta tensão através de um transformador elevador, aumentando intrinsecamente a inércia do sistema fornecendo desta forma energia de curto-circuito adicional ao ponto de ligação. Neste sentido, os compensadores síncronos podem ser considerados uma solução para o aumento de unidades FERV conectadas ao sistema [4]. Tipicamente um compensador síncrono tem baixa constante de inércia, mas isto pode ser compensado através do acoplamento de uma *flywheel*

ao seu veio mecânico. Esta adição permite que seja possível converter centrais elétricas existentes em compensadores síncronos [16].

Suporte de frequência por conversores: Inércia virtual e resposta rápida de frequência.

Atualmente, de acordo com a interface de ligação das FERV, muitas destas fontes não têm capacidade de responder a alterações de frequência no sistema. Assim, quando ocorre um evento que provoque uma grande variação de frequência não reagem inerentemente a qualquer alteração na frequência do sistema. No entanto, o controlo destas unidades pode ser modificado de maneira a que possam reestabelecer a ligação à frequência nominal da rede e fornecer uma potência adicional em função da frequência medida aos seus terminais. Para além desta solução, também é possível gerir as ligações HVDC de maneira a que estas possam reagir às alterações da frequência do sistema [14].

A maioria dos controladores de suporte da frequência existentes, tentam obter uma resposta de frequência equivalente à proporcionada pelas centrais convencionais, ou seja, a sua resposta inercial e ação de controlo primário. Esta resposta é designada por inércia virtual ou inércia sintética [17], atuando muito mais rapidamente do que a inércia disponibilizada pelos geradores convencionais, ou seja, proporciona uma resposta rápida de frequência.

O termo “resposta rápida de frequência”, é designado para qualquer suporte de frequência que atua de uma forma mais rápida do que as centrais elétricas convencionais. A geração através das FERV, por sua vez utiliza um *buffer* de energia e uma margem de potência para proporcionar uma resposta equivalente. Para que esta resposta equivalente seja possível, existem três formas de a realizar.

Numa primeira opção, as fontes renováveis necessitam de ser operadas num ponto de funcionamento não ótimo, isto é, limitar a sua produção de modo a que seja criada uma reserva de energia. No entanto, limitar a sua produção é indesejável, visto que o rendimento energético vai ser menor durante o seu funcionamento normal.

Por outro lado, podem ser utilizados *buffers* de energia intrinsecamente disponíveis nestas fontes. Na Figura 2.1, é possível observar uma visão geral da energia mecânica e/ou elétrica armazenada em diferentes tecnologias de geração para uma vasta gama de valores de potência.

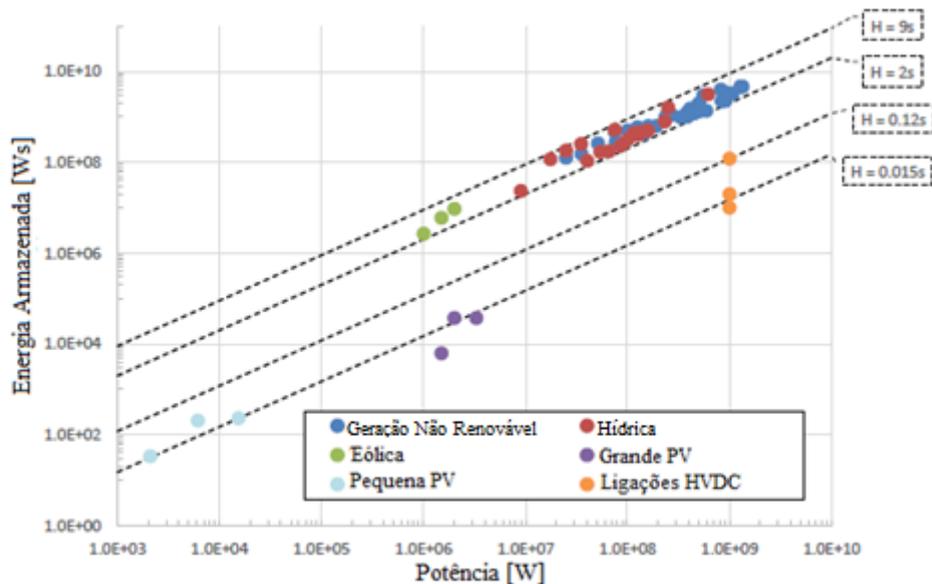


Figura 2.1. Energia armazenada em função da potência para diferentes tecnologias de geração (adaptado de [14]).

As linhas tracejadas ligam os pontos com a mesma constante de inércia, utilizadas para normalizar a energia armazenada para diferentes potências nominais.

Como mostra a Figura 2.1, a constante de inércia total dos geradores eólicos é de 4,65s, o que é comparável com os geradores convencionais. Mas, embora tenham alguma energia armazenada (energia cinética), a maior parte provém das suas massas rotativas. Como a maior parte da energia cinética provem das pás dos geradores eólicos, têm sido apresentadas diversas estratégias de controlo, sendo estas aplicadas apenas em torno da energia cinética para fornecer resposta em frequência. Desta forma, quando existe um evento no sistema, a velocidade da turbina é reduzida e parte da energia cinética é libertada para o sistema, aumentando assim a potência fornecida. Após isto a velocidade de rotação é retomada ao seu valor ótimo (dependendo da velocidade do vento) diminuindo a potência de saída.

Quanto às fontes fotovoltaicas e às ligações HVDC, a maior parte da energia disponível provem do condensador de ligação DC [18].

A utilização de sistemas de armazenamento de energia (ESS) para fornecer energia ao sistema em caso de ocorrência de um evento, também podem ser aplicadas, ajudando assim o sistema no controlo de frequência [19]. Dependendo do tipo de

armazenamento utilizado (como por exemplo, supercondensadores (em curto prazo) ou baterias de íões de lítio (ação rápida)), a resposta inercial que se obtém vai variar.

Para ligações HVDC entre duas regiões, pode ser utilizada a mesma abordagem de controlo anteriormente descrita. Mas, neste caso, a potência adicional que é fornecida é transferida de um sistema para o outro, ou seja, a resposta inercial de um sistema pode ser utilizada para suportar o outro sistema.

Finalmente, é de notar que, os conversores apesar de apresentem uma resposta inercial instantânea, nunca podem responder instantaneamente porque existem sempre imprecisões e atrasos no processo de controlo. Além disso, quase todas as unidades de geração conectadas a um conversor que são utilizadas para converter a energia produzida das FERV para a rede são concebidas para fornecer energia apenas a uma rede já energizada. Consequentemente, apenas podem suportar a inércia do sistema desde que existam máquinas síncronas aí ligadas. Em caso de se passar a ter um sistema totalmente baseado em FERV são necessárias novas abordagens de controlo, tais como um controlo através de conversores de *grid-forming* [14].

Conversores *Grid-forming*

O controlo de um conversor normal de corrente pode ser considerado como um seguidor de rede (*grid-following*) uma vez que este estima o ângulo instantâneo da tensão aos seus terminais e subsequentemente injeta na rede uma corrente com o ângulo da tensão dessa rede. Então, é necessário manter uma tensão (com uma certa amplitude e frequência) no conversor de modo a poder “seguir” facilmente a tensão da rede e injetar uma corrente controlada. Assim, um sistema de inércia zero, ou seja, sem geradores síncronos, não é viável com a existência de apenas conversores convencionais.

Os conversores *grid-forming* têm uma abordagem completamente diferente, o que permite a existência de um sistema baseado em FERV, onde os valores da amplitude e da tensão da rede são definidos por estes conversores, operando assim como uma fonte de tensão ideal, não sendo necessária uma estimativa de frequência adicional [20].

O controlo *grid-forming* ainda não foi amplamente implementado nos SEE. Este tipo de controlo está implementado, principalmente, em unidades que operam autonomamente, como por exemplo fontes de energia ininterrupta (UPS), conversores

HVDC ligados a parques eólicos *offshore* e na comunicação entre conversores paralelos dentro de *microgrids* [14].

Algumas das soluções anteriormente descritas, necessitam de ligeiras alterações nos princípios de funcionamento atuais dos SEE, enquanto outras necessitam de uma abordagem mais brusca, isto é, implicam uma completa alteração na forma como é operado o sistema. Para uma análise mais específica é obviamente necessária uma avaliação mais aprofundada da dificuldade e do custo que estas alterações implicam.

3. FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

Nos últimos anos, tem existido um crescimento substancial no que diz respeito à potência instalada de energias renováveis em todo o mundo. No ano de 2018, foi registado um crescimento de 8% de potência total instalada (181GW), relativamente ao ano de 2011, atingindo desta forma a capacidade instalada global de 2 378 GW [21].

Apesar de novas fontes de energia não renovável continuarem a ser instaladas, pelo quarto ano consecutivo existiu mais potência instalada renovável do que não renovável. O maior aumento verificou-se na energia solar fotovoltaica, representando 55% (100GW) da nova capacidade instalada, seguindo-se a energia eólica 28% (51GW) e energia hidroelétrica 11% (20GW) [21]. Desta forma, no ano de 2018 a energia renovável (ER) cresceu para 33,4% da capacidade total instalada de produção de energia a nível global.

A nível da UE (União Europeia), tem-se verificado nos últimos anos um aumento significativo da quota de ER na produção de eletricidade. No ano de 2017 as ER geraram pela primeira vez mais de 30% da eletricidade da Europa (ver Figura 3.1). Este feito foi possível devido ao enorme aumento da produção eólica, sendo que a energia eólica, solar fotovoltaica e a biomassa representaram 20,9% de toda a energia produzida na Europa [22].



Figura 3.1. Participação das ER como percentagem da produção bruta de eletricidade [22].

Verifica-se que entre 2010 e 2017 a ER na UE teve um aumento médio de 1,7% por ano. A manter-se este aumento médio, o objetivo de 27% de ER na procura final de energia da UE para 2030 rapidamente será atingida.

De acordo com os dados da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a potência total instalada de ER entre 2011 e 2020, em Portugal, aumentou cerca de 36% (10 624MW em 2011 para 14 512 em 2020). A tecnologia que registou maior crescimento em potência instalada foi a hídrica (1 800MW), seguida da geração eólica (1 080MW) e por fim a geração solar (780MW). Em termos relativos a energia solar fotovoltaica foi a tecnologia que mais cresceu passando de um valor residual para um valor de 935MW (ver Figura 3.2).

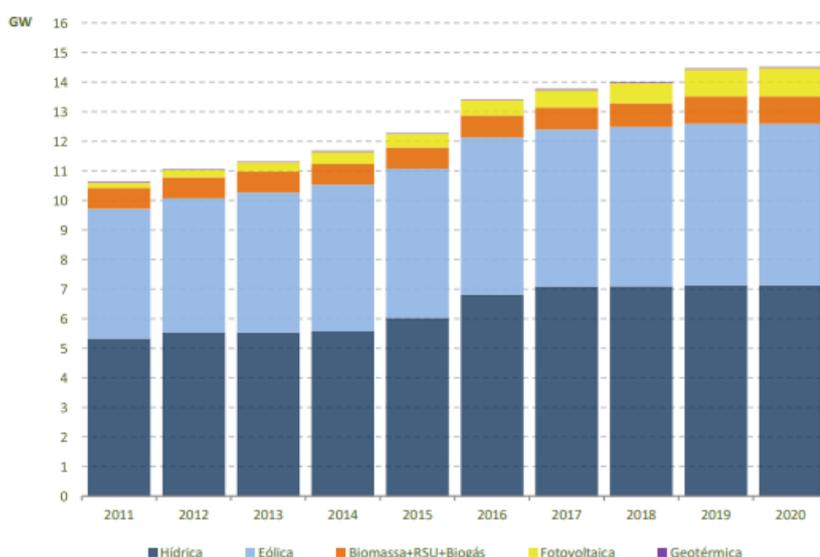


Figura 3.2. Evolução da potência instalada em Portugal por tipo de tecnologia (MW) [23].

Com o desmantelamento previsto em Portugal de centrais de energia não renovável e com a tendência crescente para instalação de FERV num futuro próximo, poderão existir desafios respeitantes à estabilidade dos SEE. As FERV, devido às suas características, não contribuem para a inércia rotacional do sistema, podendo assim provocar impactos na sua resposta inercial na existência de desequilíbrios.

Através da análise das equações de movimento, referidas no Capítulo 2 (2.1 – 2.15), é possível verificar que a inércia está diretamente relacionada com a variação da frequência, pelo que com a diminuição da inércia vai existir um aumento da variação de frequência para um mesmo desequilíbrio de potência.

3.1. Turbinas Eólicas

A imprevisibilidade do recurso primário dos geradores eólicos (velocidade do vento) faz com que estes se diferenciem dos geradores síncronos convencionais. Para limitar a velocidade das pás da turbina quando estas são expostas a turbulência e a fortes rajadas de vento, é necessário que exista um acoplamento externo, permitindo que estas continuem em funcionamento quando ocorrem este tipo de fenómenos. Além disso, a energia produzida por estes geradores, pode ser maximizada se a sua velocidade de rotação puder variar, de modo a permitir, por exemplo, que girem a velocidades diferentes para a mesma velocidade do vento.

Os geradores eólicos foram então classificados em função da sua capacidade de controlo de velocidade, dividindo-se em quatro tipos principais [24] (ver Figura 3.3):

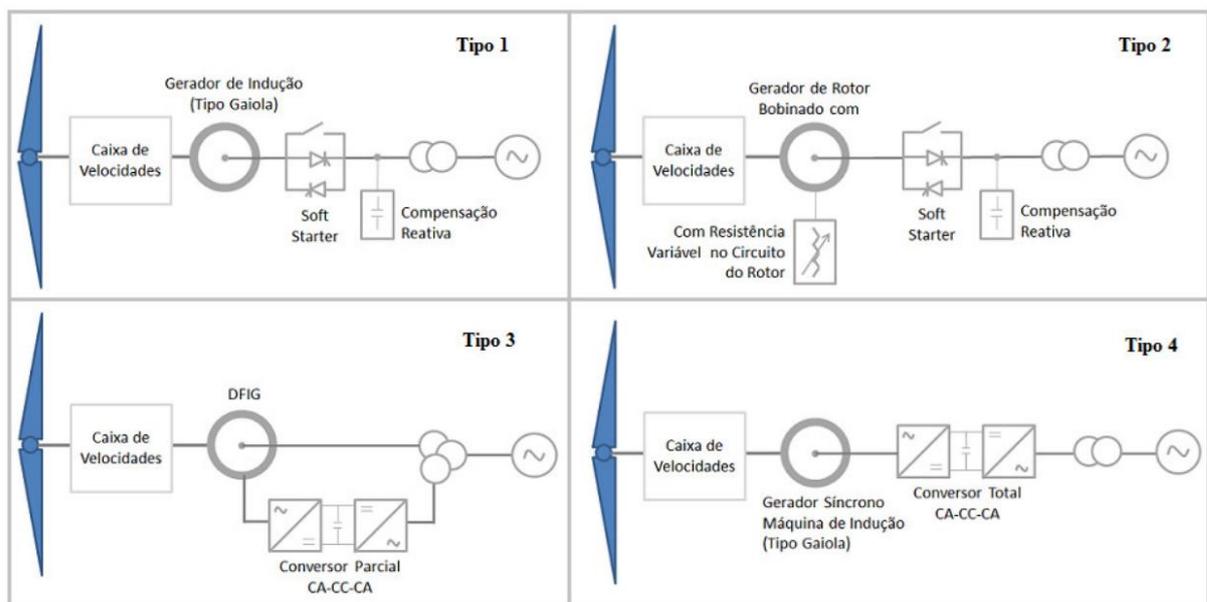


Figura 3.3. Tipos de Geradores eólicos [25].

Tipo 1: Gerador de indução com rotor em “gaiola de esquilo”.

Tipo 2: Gerador de indução com rotor bobinado com resistência variável.

Tipo 3: Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).

Tipo 4: Gerador com conversor total de frequência com velocidade variável (FCWT).

Atualmente, os tipos de geradores eólicos que maioritariamente são instalados são geradores do tipo 3 e 4, uma vez que beneficiam de sistemas de controlo de velocidade mais adequados à maximização da sua saída [26].

No caso de geradores do tipo 3 (DFIG), a diminuição da inércia relaciona-se com a capacidade que estes demonstram para funcionar em condições normais para uma vasta gama de velocidades do vento. Esta relação é conseguida mediante a aplicação de um conversor *back-to-back* que permite a operação assíncrona da máquina através do controlo de corrente do rotor. Desta forma, quando ocorre um evento, o conversor regula rapidamente a corrente, fazendo com que esta volte ao seu valor inicial, desacoplando a resposta inercial da turbina que poderia advir [27].

No caso do gerador do tipo 4, como pode ser observado a partir da Figura 3.3, é o único tipo de gerador que está totalmente desacoplado da rede, resultado da utilização dos seus conversores de potência. Desta forma, o desacoplamento existente provoca uma diminuição da inércia que está a ser disponibilizada para a rede.

3.2. Geradores Fotovoltaicos

Nos sistemas fotovoltaicos (PV) existe um processo de produção de energia elétrica que converte energia solar em energia elétrica denominado efeito fotovoltaico. Estes sistemas funcionam frequentemente no ponto de potência máxima (MPPT-*Maximum Power Point Tracking*) para gerar o máximo rendimento [28]. Uma vez que este tipo de gerador não tem massas rotativas em movimento, não é capaz de fornecer resposta inercial ao sistema. Deste modo, à medida que a penetração de PV aumenta, a capacidade de regulação de frequência e resposta inercial diminui.

Na Figura 3.4, é apresentado o modelo de ligação (em diagrama de blocos) dos sistemas PV à rede elétrica. Este modelo é composto por 3 componentes principais, uma matriz de painéis fotovoltaicos, um conversor DC-DC de ponte completa, onde a tensão de saída dos painéis é elevada para uma tensão superior e é composto por um inversor DC-AC trifásico onde ocorre a conversão do sinal DC para uma onda alternada (AC). Para a ligação à rede é utilizado um filtro para reduzir a distorção harmónica do sinal, de modo a que a onda de tensão apresente uma forma mais próxima possível da sinusoidal.

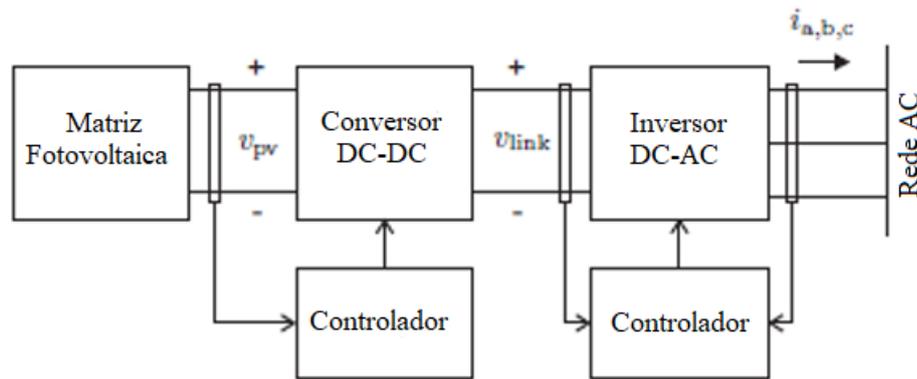


Figura 3.4. Diagrama de blocos de ligação à rede de um sistema fotovoltaico (adaptado de [29]).

3.3. Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias

O funcionamento de um sistema elétrico sem inércia é um dos maiores desafios para os seus operadores. Em sistemas com pouca inércia, pequenas perturbações conduzirão a uma deterioração significativa da estabilidade de frequência e conseqüente instabilidade do sistema. Assim, existe necessidade de novos avanços tecnológicos para preservar o perfil de frequência estável e melhorar o desempenho dinâmico do sistema. Para este fim, o Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias (BESS - *Battery Energy Storage System*) representa uma solução promissora para compensar a falta de inércia do sistema, fornecendo inércia virtual (ou sintética).

Os BESS são sistemas adequados para o controlo rápido de frequência, devido à sua velocidade e precisão na regulação da potência ativa, comparando com as unidades de geração tradicionais. Quando ocorrem flutuações rápidas, o sistema requer uma resposta rápida para recuperar a estabilidade da frequência dentro de um curto espaço de tempo. As unidades de geração tradicionais não são capazes de responder tão rapidamente a estas flutuações, então o BESS é considerado uma fonte de regulação eficaz para responder imediatamente a desvios de frequência [30].

3.4. Requisitos de Ligação às Redes

Foi criado um regulamento pela União Europeia que estabelece um *grid code* que determina os requisitos necessários para a conexão de geradores de energia ao sistema interligado, nomeadamente os geradores síncronos, módulos do parque de energia e os módulos do parque de energia *offshore* [31].

O regulamento começa por referir que os operadores de rede de transporte (ORT) devem garantir inércia no sistema, utilizando para este efeito meios que nele criem inércia, através de sistemas de controlo. Os geradores síncronos têm uma capacidade inerente de resistir ou retardar os desvios de frequência, uma característica que muitas tecnologias FER não possuem. Portanto, devem ser adotadas medidas para evitar uma maior taxa de variação de frequência durante a elevada produção de FERV. A inércia sintética pode facilitar uma maior expansão dos FERV, que não contribuem naturalmente para a inércia.

No artigo 14º ponto 5, o ORT tem de especificar em que condições é que um gerador de energia é capaz de se conectar novamente à rede após existir uma desconexão causada por uma perturbação, precisando assim de ter uma autorização prévia e de condições necessárias para se voltar a conectar ao sistema.

O artigo 15º refere que, se o atraso na ativação inicial da resposta de frequência de potência ativa for superior a dois segundos, o proprietário da instalação geradora deve fornecer provas técnicas que demonstrem o porquê de ser necessário um tempo maior. Para módulos geradores de energia sem inércia (FERV), o ORT pode especificar um tempo mais curto do que dois segundos.

No artigo 21º, foi definido que compete ao ORT avaliar e requerer que todos os parques geradores contribuam para a inércia total do sistema. Compete também ao ORT definir os parâmetros dos sistemas de controlo associados.

Assim, o principal objetivo é assegurar que os operadores do sistema estejam equipados com a capacidade de fornecer um desempenho adequado, em condições normais e quando ocorrem perturbações no sistema. Para tal devem contribuir para manter e restaurar a estabilidade do sistema [14]. Assim, os geradores baseados FERV, têm de ter capacidade para se manter ligados à rede quando ocorre um evento do lado da rede, uma vez que o seu

desligamento põe em causa a estabilidade de todo o sistema podendo levar a perda de geração renovável.

4. CASO DE ESTUDO

A partir da análise deste caso de estudo pretende-se avaliar qual o comportamento do sistema, baseado num sistema de teste do IEEE, perante diversos eventos, assim como formas de atenuar os distúrbios associados a esses eventos. Desta forma, foram simulados diversos eventos, desde perda de uma unidade geradora, falha num barramento ou linha, deslastre de cargas, entre outros, em dois cenários diferentes. Estes cenários diferem entre si no tipo de tecnologia de geração e em termos de parametrização de controladores e geradores.

4.1. Modelo *PowerWorld*

Para a realização da análise do impacto da disseminação de geração renovável (eólica e fotovoltaica) e avaliação de possíveis soluções, foi utilizado nesta dissertação, o sistema de 39 barramentos do IEEE. Este sistema tem por base o SEE do subsistema de *New England e Canada*. Este modelo é constituído por 39 barramentos, onde dez dos quais são barramentos com geração (20 kV), 19 cargas, 34 linhas de transmissão e 12 transformadores (20kV/230kV). Este sistema está representado na Figura 4.1, os parâmetros dos diferentes constituintes do sistema serão apresentados nas tabelas no Anexo B.

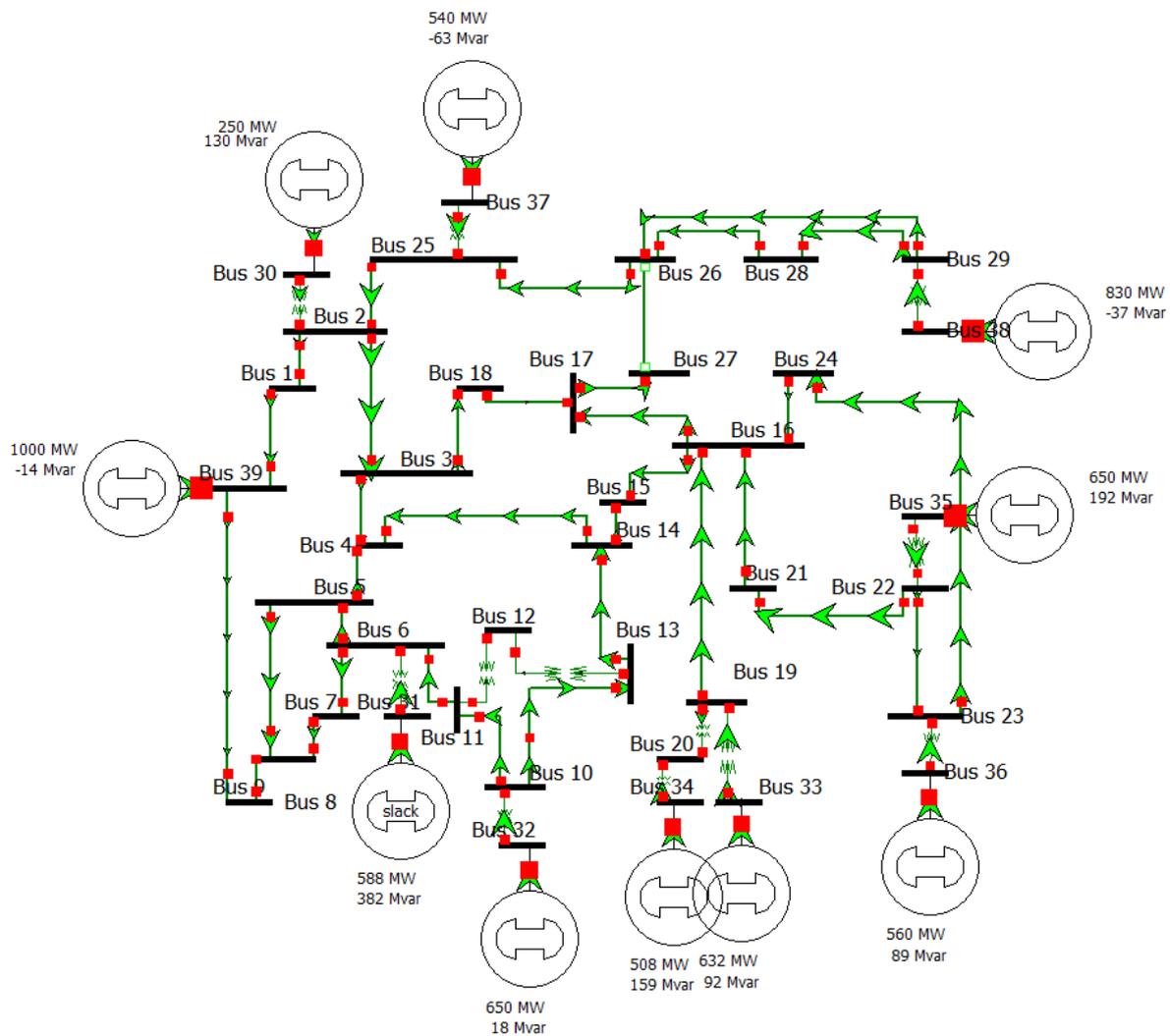


Figura 4.1. Modelo em *PowerWorld* do Sistema de IEEE de 39 barramentos.

Na Tabela 4.1 são apresentados os valores totais de carga, geração e perdas do sistema em estudo.

Load and Generation		
	MW	Mvar
Load	6149,5	1408,9
Generation	6191,3	837,3
Shunts		342,7
Losses	41,78	-228,87
Interchange	-0,0	0,0

Tabela 4.1 Valores totais de carga, geração e perdas do sistema.

Na necessidade de validar o modelo do *PowerWorld* aqui apresentado, foram realizadas comparações com outros estudos em termos de fluxo de potência e estabilidade transitória. Na tabela A.1 em anexo (Anexo A), é apresentada a comparação dos fluxos de potência com o estudo [32] em PSCAD e com o estudo [33] em PSS/E.

Para a análise da estabilidade transitória, foram realizadas diferentes simulações com diferentes eventos para comparar com o modelo apresentado anteriormente. Os resultados de estabilidade transitória foram comparados com os estudos [34] utilizando o software NEPLAN (Anexo A figuras A.3 e A.4), [35] utilizando o software MATLAB (comparação no Anexo A figuras A.1 e A.2) e [36] utilizando o software PSS/E.

Os resultados, tanto na análise do fluxo de potência como na análise transitória são semelhantes não havendo deste modo alterações significativas (Anexo A). As diferenças de valores entre os vários softwares, deve-se ao facto de estes utilizarem diferentes algoritmos para a obtenção dos valores. Posto isto, considera-se validado o modelo aqui apresentado, tanto a nível do fluxo de potência como de estabilidade transitória.

4.2. Impacto de Diferentes Valores de Inércia

Inicialmente, foi mantido o modelo original, isto é, todos os geradores presentes são geradores síncronos, apenas foi alterado o valor da constante de inércia ($H_{original}$) para $0,3H_{original}$, $0,5H_{original}$ e para $0,7H_{original}$ de modo a que os modelos só diferenciem entre si no valor da constante de inércia.

Nas figuras 4.2 ($H_{original}$) e 4.3 ($0,5H_{original}$), é possível observar o comportamento do sistema perante um evento no qual ocorre um curto-circuito fugidio no barramento 2, onde existe perda de 1 620MW de geração e 852,5MW de carga, o evento ocorreu durante 100ms e deu-se aos 2s da simulação.

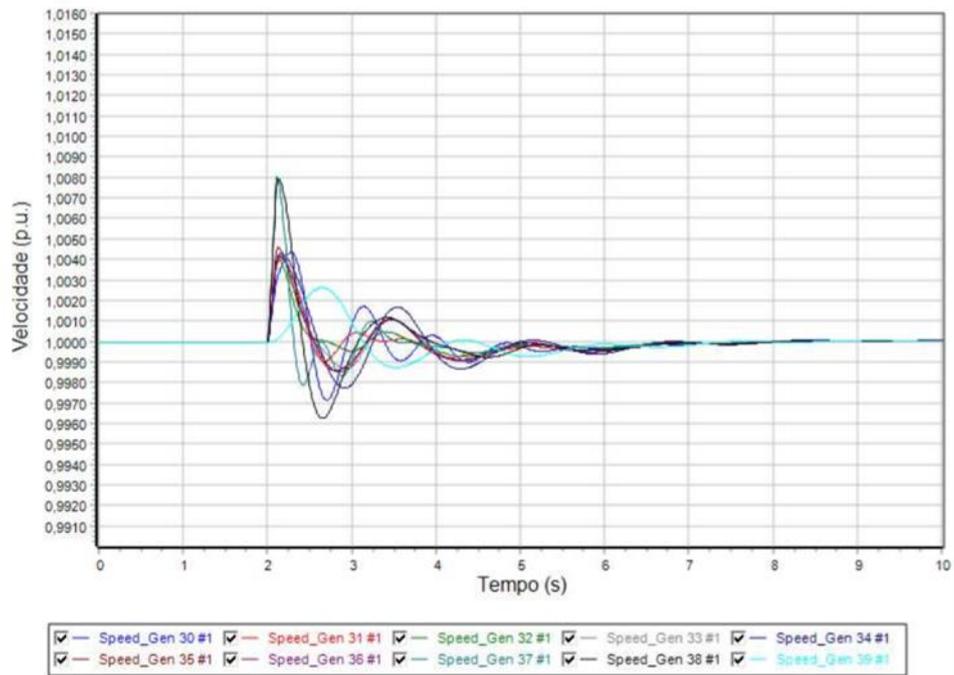


Figura 4.2. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com $H_{original}$.

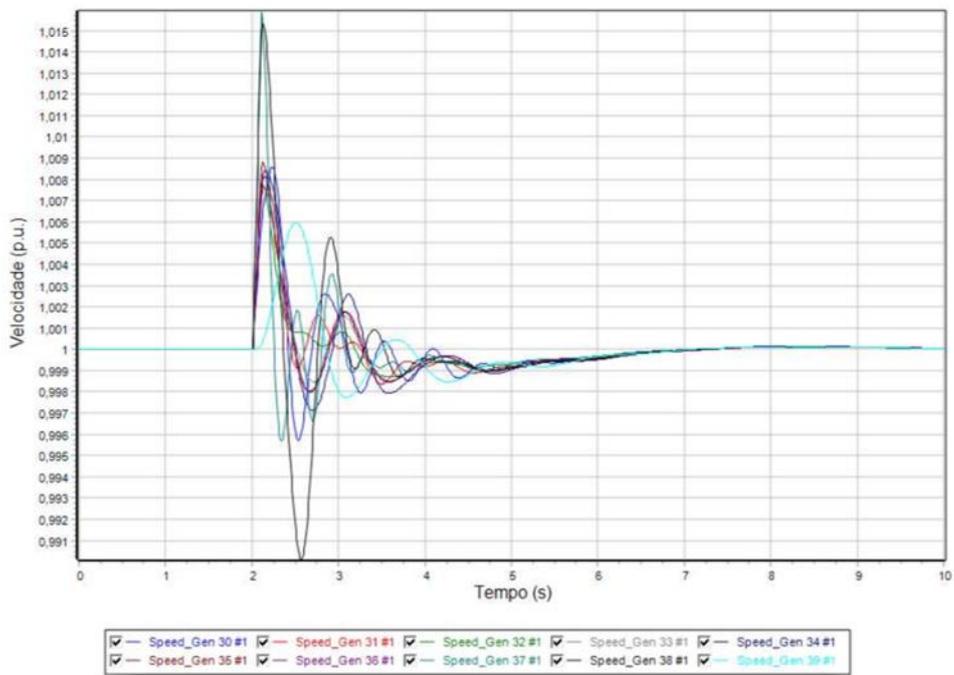


Figura 4.3. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com $0,5H_{original}$.

Através da análise dos gráficos anteriores pode-se interpretar facilmente que a inércia tem influência no comportamento das máquinas síncronas, observando-se na Figura 4.3 maiores amplitudes de oscilação de frequência relativamente à Figura 4.2. Como tal, quando existe uma diminuição da inércia a resposta do sistema vai piorar, ou seja, para o mesmo desequilíbrio entre potência mecânica e potência elétrica, uma menor constante de inércia causa uma maior aceleração do rotor (ver equação 2.13), ocorrendo assim uma instabilidade maior.

Para a análise da estabilidade do sistema é necessário ter em conta outros fatores igualmente influentes, como por exemplo, o tempo de resposta dos controladores das máquinas do sistema.

Seguidamente foi simulado, para o mesmo curto-circuito no barramento 2 e num sistema com base em geradores síncronos, a diminuição do tempo de resposta dos controladores das máquinas síncronas, figuras 4.4 e 4.5. Tendo sido este valor alterado de 500ms (inicialmente predefinido) para um valor de 100ms. Com esta mudança pretende-se observar a agilidade dos controladores das máquinas síncronas para um mesmo valor de inércia no sistema ($H_{original}$).

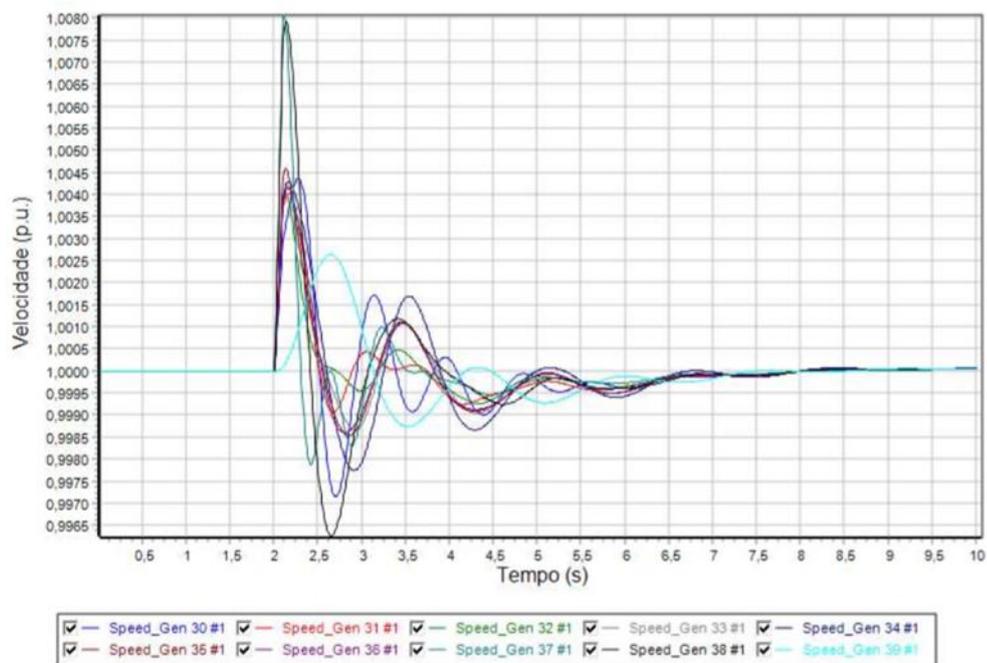


Figura 4.4. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com constante de tempo do controlador de 500ms (valor original).

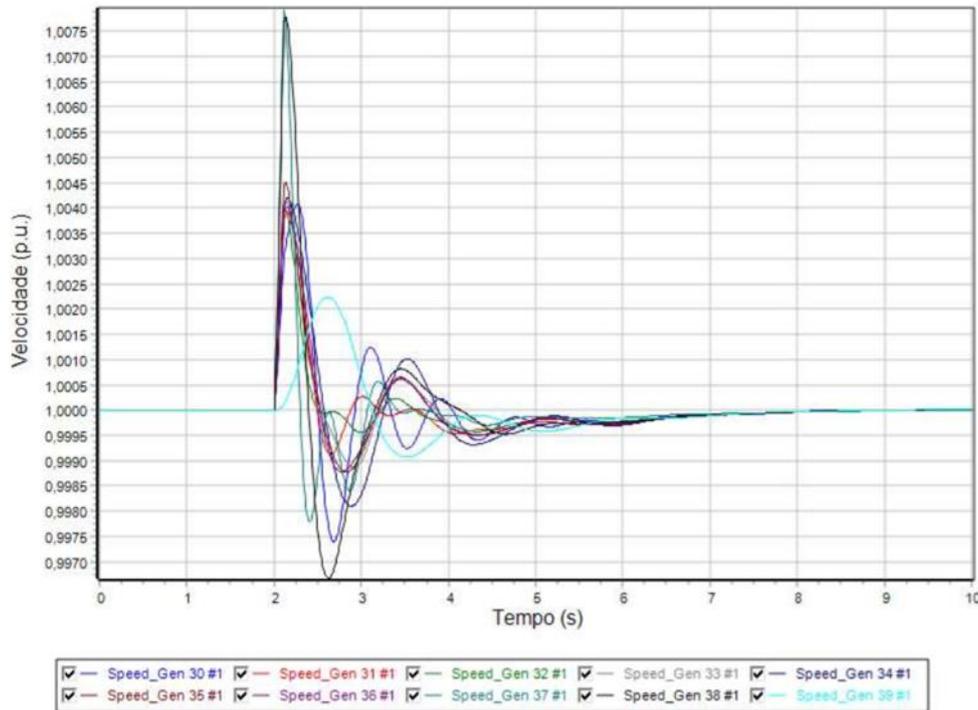


Figura 4.5. Velocidades de todas as máquinas síncronas ao longo do tempo perante um curto-circuito no barramento 2, com constante de tempo do controlador de 100ms.

Depois de analisadas as figuras 4.4 e 4.5, é possível perceber que o tempo de controlo das máquinas síncronas tem influência no tempo de estabilização da velocidade. Na Figura 4.5 é possível observar que a frequência estabilizou aos 8s de simulação enquanto na Figura 4.4 a frequência estabilizou aos 9,5s de simulação, então com a diminuição do tempo de resposta dos controladores o cenário com menor tempo (Figura 4.5) apresenta melhor resposta em termos de tempo de estabilização de frequência. É ainda possível observar que entre os 3,5s e os 8s de simulação, o cenário com uma constante de tempo inferior (Figura 4.5) apresenta um comportamento menos oscilatório. Pode então concluir-se que a constante de tempo dos controladores pode ter influência na resposta do sistema perante um evento.

4.3. Impacto das FERV nos SEE

No desenvolvimento deste trabalho foram realizadas várias simulações utilizando diferentes tipos de FERV e de parâmetros de controlo. No caso dos geradores solares fotovoltaicos foram apenas utilizados os modelos de 2ª geração, uma vez que estes apresentam uma resposta rápida e têm capacidade de contribuir para as reservas primárias do sistema.

No caso dos geradores eólicos utilizados nas simulações, foram utilizados geradores de tipo 3 (DFIG) de 1ª e 2ª geração, uma vez que os modelos de 1ª geração representam a grande maioria dos geradores eólicos instalados na UE e os de 2ª geração representam o futuro para os SEE, dado que este tipo de geradores vai ao encontro das normas estabelecidas pela comunidade europeia para o futuro das FERV.

As principais diferenças entre estes dois tipos de geradores prendem-se com o facto de os geradores de 2ª geração terem a capacidade de contribuir para as reservas primárias e alguns dos sistemas de controlo terem uma resposta mais rápida, esperando-se que estes sejam capazes de contribuir para os serviços do sistema. Uma vez que estas diferenças causam diferentes respostas dos SEE, existe a necessidade de fazer a distinção entre as gerações. Para tal, foram realizadas diferentes simulações.

Inicialmente, simulou-se a perda de um gerador (gerador 32), correspondendo a uma perda de potência para o sistema de 650MW, o evento ocorreu aos 2s de simulação. Para melhorar a visibilidade das diferenças entre os dois tipos de gerações, parametrizou-se o sistema com 50% de penetração DFIG (geradores 33, 34, 35 e 36) e 50% geradores síncronos sem controlo secundário (geradores 30, 31, 32, 37, 38 e 39).

Na Figura 4.6 está representado o caso em que o sistema é composto por geradores DFIG de 1ª geração (sem reservas), na Figura 4.7 está representado o caso em que o sistema é composto por geradores DFIG de 2ª geração, estes com capacidade de fornecer reservas primárias ao sistema, quando este é submetido a um evento.

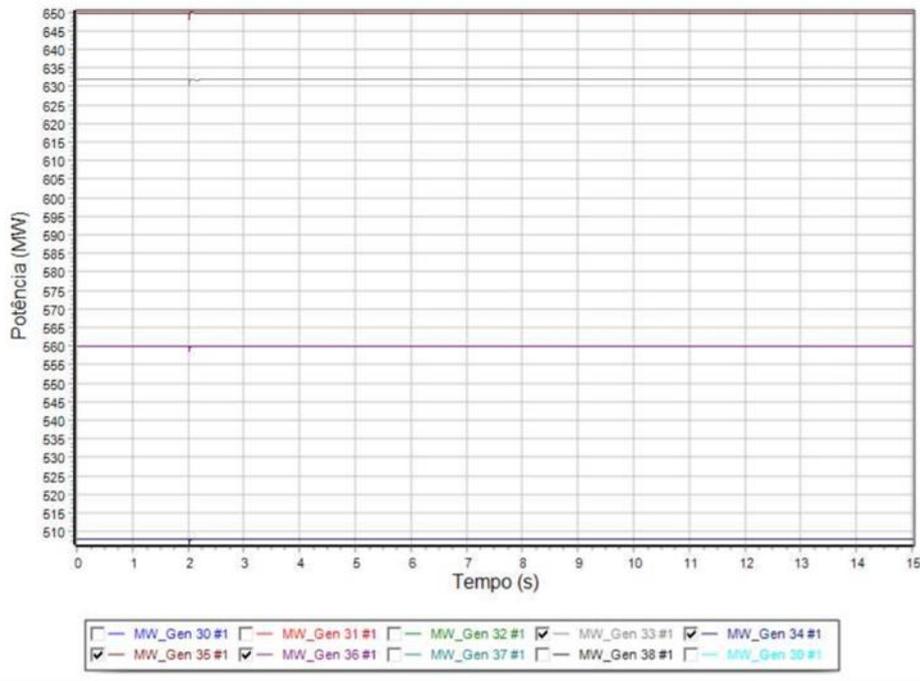


Figura 4.6. Valores de potência aos terminais dos geradores eólicos DFIG de 1ª Geração, após perda de geração (perda do gerador 32).

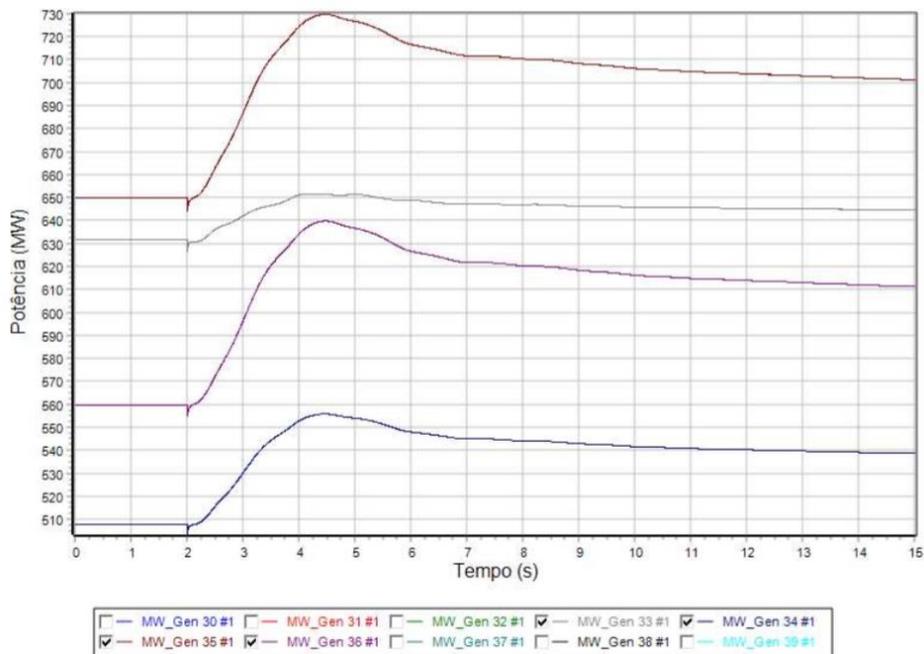


Figura 4.7. Valores de potência aos terminais dos geradores eólicos DFIG de 2ª Geração, após perda de geração (perda do gerador 32).

Como é possível verificar na Figura 4.6, os geradores de 1ª geração não contribuem para as reservas primárias do sistema, uma vez que não variam a sua potência de saída aquando de um evento. Já os geradores de 2ª geração, visto que participam nas reservas primárias do sistema, conseguem variar a sua potência de saída (Figura 4.7) em resposta ao evento de perda do gerador 32.

Para este mesmo cenário (perda do gerador 32), foi também analisado qual a influência que estes tipos de geradores representam para o sistema em termos de resposta em frequência, como se pode observar nas figuras 4.8 e 4.9. Este cenário foi também comparado com o caso em que o sistema é constituído por 100% de geradores síncronos (ver Figura 4.10).

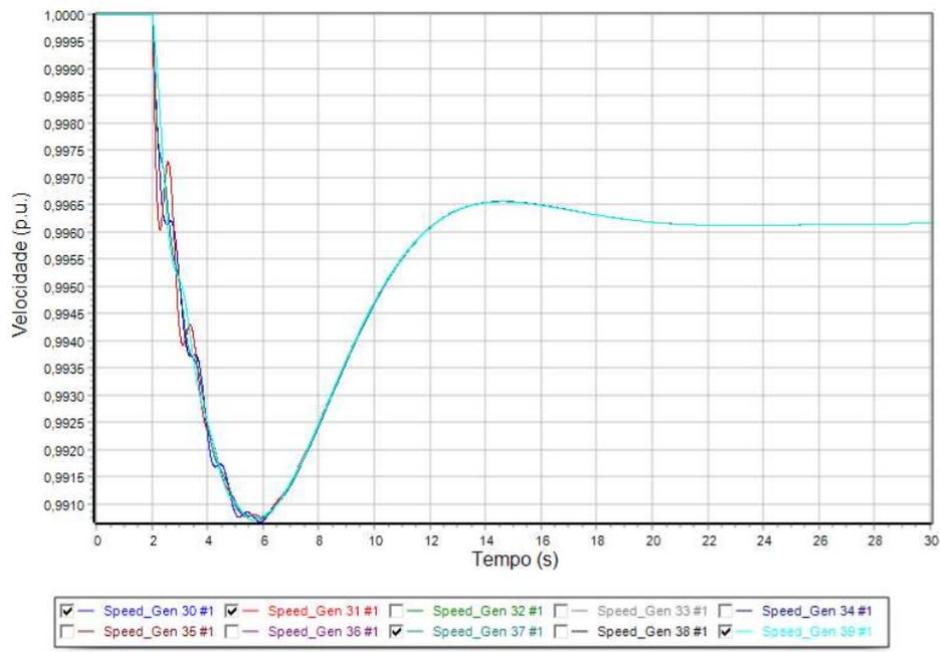


Figura 4.8. Resposta do sistema à perda do gerador 32, sistema com 50% de penetração de FER (DFIG 1ª Geração).

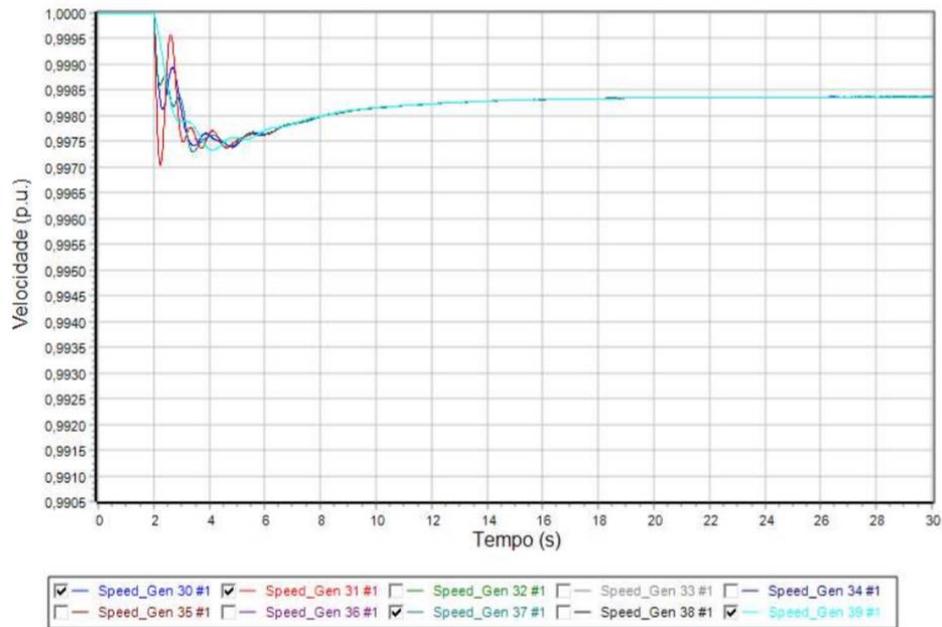


Figura 4.9. Resposta do sistema à perda do gerador 32, sistema com 50% de penetração de FER (DFIG 2ª Geração).

Analisando as figuras 4.8 e 4.9 é possível verificar notoriamente que a amplitude da oscilação da frequência, assim como o valor da frequência em regime permanente são bastante diferentes entre as duas gerações de DFIG. Esta desigualdade pode ser justificada através do facto que os geradores de 1ª geração não participam nas reservas primárias, o que vai obrigar os geradores síncronos presentes no sistema, a compensar toda a geração perdida (gerador 32 - 650MW). Como consequência, vai existir maior amplitude de oscilação da frequência e a frequência vai ter uma maior excursão em regime permanente. No caso dos geradores de 2ª geração, como participam nas reservas primárias, a amplitude da oscilação da frequência, assim como o seu valor em regime permanente vão ser muito menores.

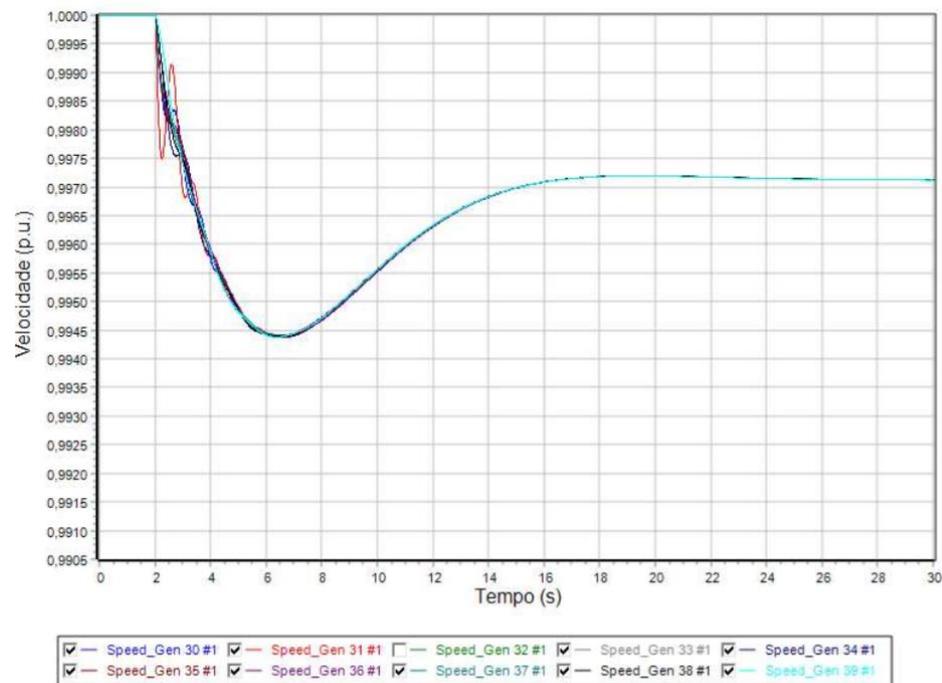


Figura 4.10. Resposta do sistema à perda do gerador 32, baseado apenas em geradores síncronos.

Comparando as figuras 4.8 e 4.10, é notório que o sistema com 50% DFIG de 1ª Geração (Figura 4.8) tem pior resposta relativamente ao sistema 100% síncrono (Figura 4.10), uma vez que este sistema se caracteriza por ter um valor de inércia bastante elevado e todas as máquinas participam na compensação do evento. Desta forma, a amplitude da oscilação da frequência e o valor da frequência em regime permanente vai ser menor.

No caso da Figura 4.9 comparativamente à Figura 4.10, é claro, que o sistema com 50% DFIG de 2ª geração tem melhor resposta do que o sistema 100% síncrono. Este facto, pode ser justificado com a rápida resposta dos geradores DFIG de 2ª geração, uma vez que estes têm uma constante de tempo de controlo de 20ms, enquanto que os geradores síncronos apresentam uma constante de tempo de controlo de 500ms. De notar que em ambos os cenários todas as máquinas participam nas reservas primárias.

4.4. Análise do Impacto nos SEE de Diferentes Tecnologias de Geração em dois Cenários Diferentes

Neste ponto são comparadas as respostas de 2 cenários diferentes a diversos eventos. Os cenários 1 e 2 foram modelados de acordo com as percentagens de produção de energia atuais (ano de 2020) e previstas futuramente (ano de 2030) para Portugal [37], respetivamente. Ou seja, procurou-se replicar no sistema em teste a situação, em termos de contribuição das diferentes tecnologias de geração (eólica, solar e síncrona), que se verifica em 2020 e, previsivelmente, em 2030 no SEE português.

No cenário 1 (Portugal 2020), o sistema é constituído por 74% de geração síncrona (4 620MW – Geradores 31, 32, 33, 35, 36, 37 e 39), 21,5% de geração eólica (1 338MW – Geradores 34 e 38) e 4,5% de geração fotovoltaica (250MW – Gerador 30). No cenário 2 (Portugal 2030), o sistema é constituído por 43% de geração síncrona (2 488MW – Geradores 30, 31, 32 e 39), 29% de geração eólica (1 878MW – Geradores 34, 37 e 38) e 28% de geração fotovoltaica (1 842MW – Geradores 33, 35 e 36).

Nas figuras 4.11 e 4.12, é apresentada a resposta do sistema a um mesmo evento nos 2 cenários apresentados previamente. São evidenciadas as velocidades de todas as máquinas síncronas presentes nos diferentes cenários, sendo que essas variações de velocidade correspondem às variações de frequência do sistema aqui analisado.

O evento analisado é um curto-circuito fugidio no barramento 2, onde existe perda de 1 620MW de geração e 852,5MW de carga, ocorrendo durante 100ms aos 2s da simulação.

Com esta simulação pretende-se compreender se a diminuição da inércia no sistema é prejudicial para a sua estabilidade no futuro (uma vez que os sistemas serão constituídos por um nível mais elevado de penetração de FERV), ou se, por outro lado, um menor tempo de resposta a um evento por parte das FERV permite compensar a falta de inércia e melhorar a estabilidade do sistema.

A modelação dos geradores eólicos e solares fotovoltaicos assim como os seus controladores são apresentados no Anexo D. Estes geradores apresentam diferentes valores de inércia (DFIG $H=3,5s$; PV $H=0$) [38], e apresentam constantes de tempo de controlo de 20ms, valores estes muito inferiores aos valores das máquinas síncronas (500ms).

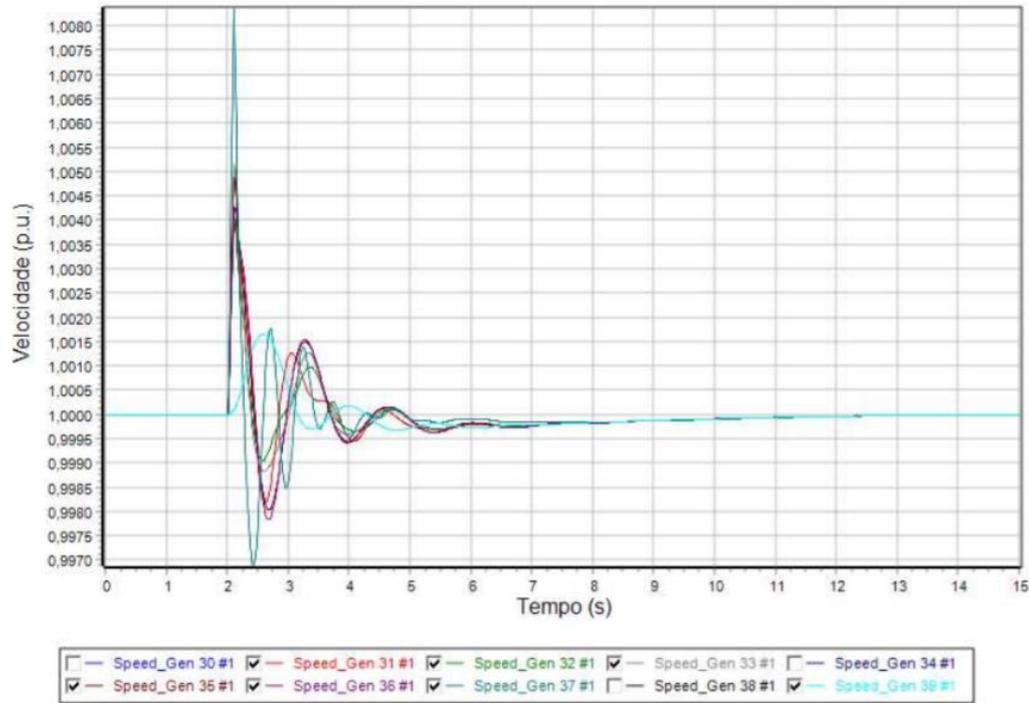


Figura 4.11. Resposta do sistema do cenário 1 à perda do barramento 2.

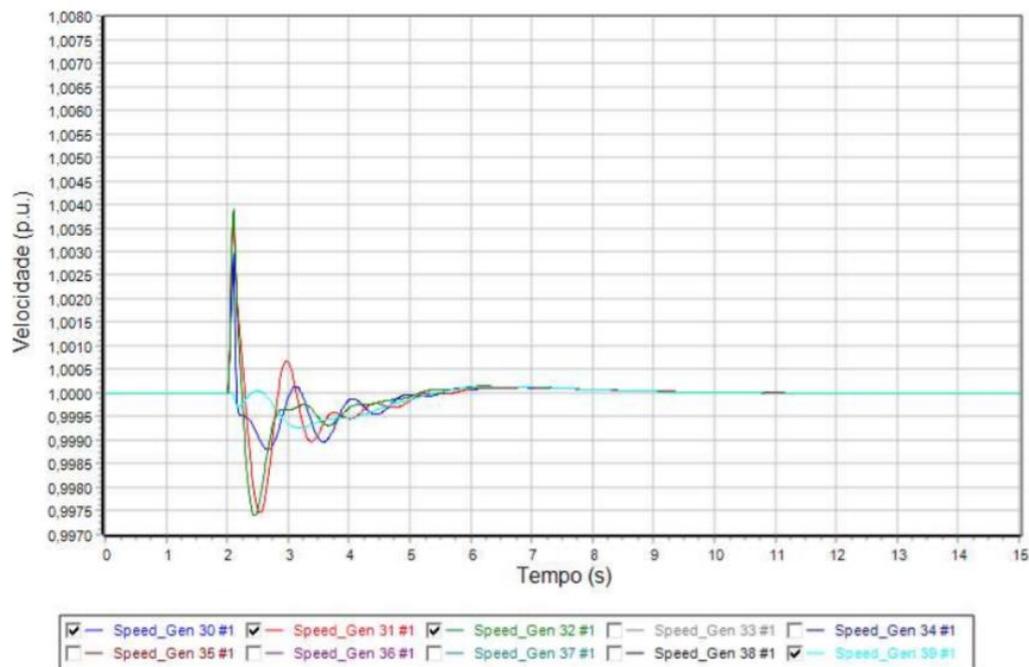


Figura 4.12. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do barramento 2.

Nas figuras 4.11 e 4.12 pode verificar-se que apesar de os dois cenários serem diferentes, o sistema foi capaz de responder de forma a manter a estabilidade em ambos os casos, retornando assim o valor da frequência em regime permanente, após o evento, ao seu valor original.

Como foi provado no subcapítulo 4.2, a análise do SEE não pode ser restringida apenas ao nível da inércia existente no sistema. Deste modo, a análise das figuras 4.11 e 4.12 deve ter em conta outros fatores igualmente importantes, nomeadamente os tempos de resposta dos sistemas de controlo. Assim, é possível verificar que o cenário 1 estabiliza aos 12,5s de simulação enquanto o cenário 2 estabiliza o valor de frequência aos 11s de simulação. É ainda possível observar que a amplitude de oscilação de frequência no caso do cenário 2 foi bastante melhor comparativamente ao cenário 1.

Os geradores eólicos DFIG, assim como os geradores solares fotovoltaicos, interagem com a rede unicamente através dos elementos de eletrónica de potência que os constituem, permitindo desta forma tempos de resposta muito mais rápidos. A constante de tempo do controlador deste tipo de geradores é de 20ms o que comparado com o valor das máquinas síncronas (500ms) é muito inferior. Assim, através das figuras 4.4 e 4.5 é facilmente perceptível que um menor tempo de controlo beneficia a resposta do sistema, o que influencia o tempo de estabilização da frequência.

Atualmente em Portugal, os geradores eólicos não contribuem para as reservas primárias do sistema, posto isto, o cenário 1 é constituído por modelos de geradores eólicos DFIG de 1ª Geração. Enquanto que futuramente, este tipo de geradores vai ser obrigado, segundo [26], a contribuir para as reservas primárias do sistema, então os modelos utilizados para o cenário 2 são de geradores DFIG de 2ª Geração.

Analisando as figuras 4.11 e 4.12, é possível verificar que a Figura 4.12 (cenário 2) apresenta uma amplitude de oscilação da frequência inferior e que o tempo de estabilização da frequência é ligeiramente inferior. Apesar do cenário 2 apresentar menos inércia, uma vez que existem menos máquinas síncronas no sistema, a resposta do sistema ao mesmo evento é bastante melhor. Este resultado, deve-se ao facto de os geradores eólicos no cenário 2 contribuírem para as reservas primárias. Apesar do aumento da penetração de FERV no sistema e existir diminuição de inércia, como é sabido as FERV têm um tempo de resposta muito inferior às máquinas síncronas.

Desta análise é possível concluir que a inércia tem um papel fundamental para a resposta do sistema perante um evento em que exista desequilíbrio entre geração e procura, mas que, apesar de se prever que com a diminuição da inércia o sistema tenha pior desempenho, este facto pode ser compensado pela rápida resposta dos sistemas de controlo das FERV.

O sistema, apesar de apresentar sempre a mesma modelação, responde de forma diferente para eventos diferentes. Uma vez que se pretende comparar as diferenças entre os dois cenários e saber o que o futuro nos reserva em termos de estabilidade, foram realizadas simulações de diversos eventos.

Um dos eventos mais frequente no sistema é o curto-circuito numa linha de transmissão, pelo que se realizou a simulação com um curto-circuito fugidio com reposição na linha com maior fluxo de potência do sistema (linha que liga o barramento 22 ao barramento 21). Este curto-circuito ocorreu aos 2s de simulação e teve uma duração de 100ms, foi realizado para os dois cenários anteriormente descritos e pode ser observado nas figuras 4.13 e 4.14.

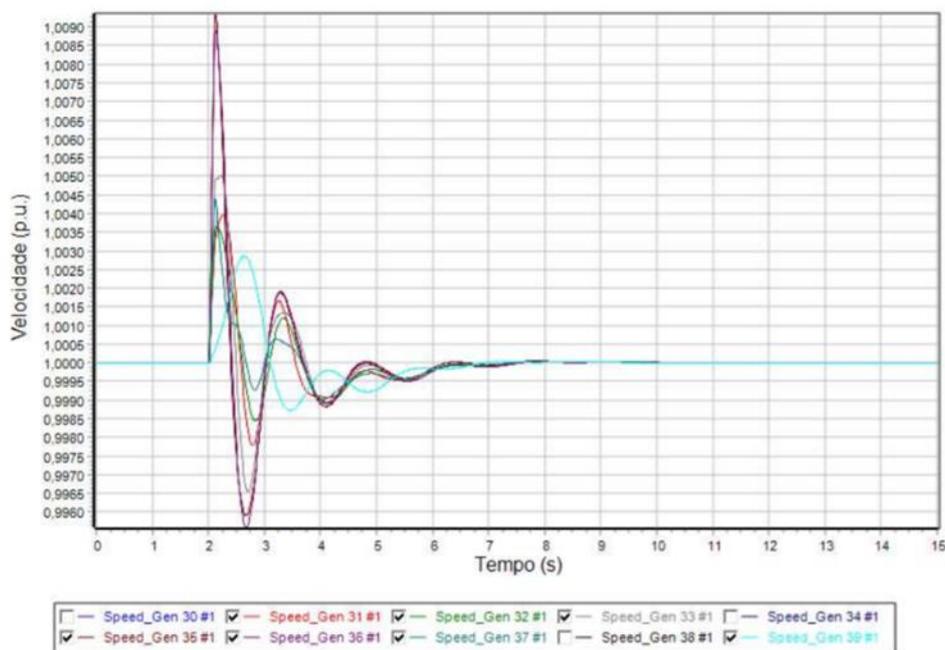


Figura 4.13. Resposta do sistema do cenário 1 a um curto-circuito numa linha de transmissão.

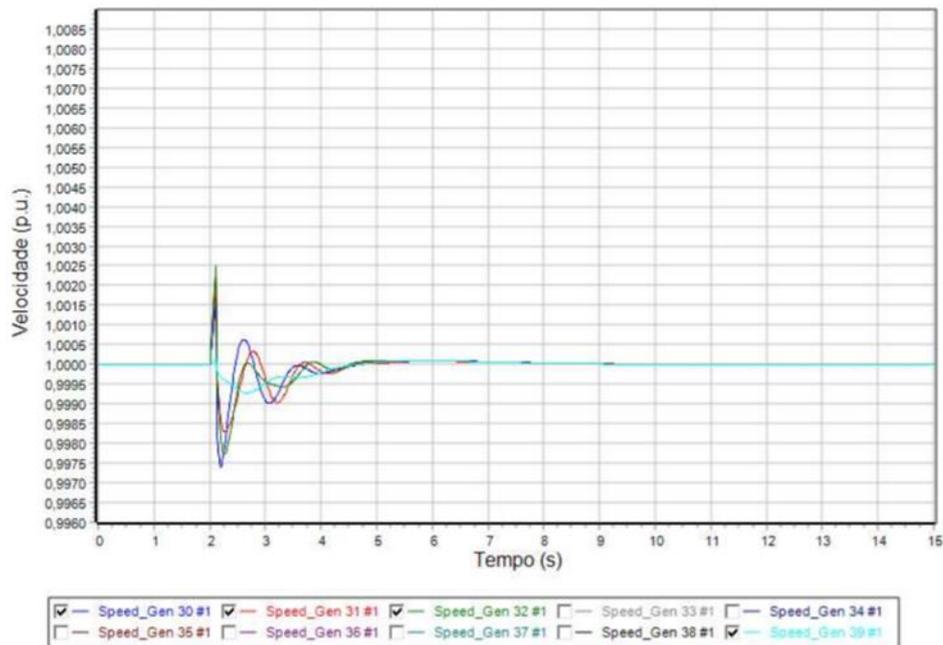


Figura 4.14. Resposta do sistema do cenário 2 a um curto-circuito numa linha de transmissão.

Apesar de esta linha representar a linha com maior fluxo de potência do sistema, é possível observar que em ambos os cenários, a frequência do sistema voltou ao seu valor inicial.

Comparando as figuras 4.13 e 4.14, apesar de o cenário 2 (Figura 4.14) apresentar menos inércia, uma vez que tem menos máquinas síncronas no sistema, exhibe uma resposta muito melhor tanto ao nível de amplitude das oscilações de frequência como no tempo de estabilização da frequência, comparativamente à Figura 4.13. Esta melhoria deve-se ao facto de que no cenário 2 todas as máquinas contribuem para as reservas primárias do sistema e, apesar de este cenário ter menos inércia (menos máquinas síncronas), os tempos de resposta das máquinas existentes (geradores eólicos e fotovoltaicos) são muito menores.

O evento mais frequente no sistema é a perda de carga, uma vez que ao longo do dia cargas estão sendo ligadas e desligadas várias vezes, podendo por vezes ser desligados vários MW de potência no mesmo instante. Posto isto, o evento simulado a seguir (figuras 4.15 e 4.16) é a perda de uma carga nos dois cenários diferentes, representando uma perda de 500MW, tendo o evento ocorrido aos 2s de simulação no barramento 4.

Pretendeu-se, com estas simulações, avaliar o comportamento do sistema em teste (IEEE 39 barramentos) nas mesmas condições, em termos de contribuição de solar, eólica e síncrona, que as do sistema português em 2030.

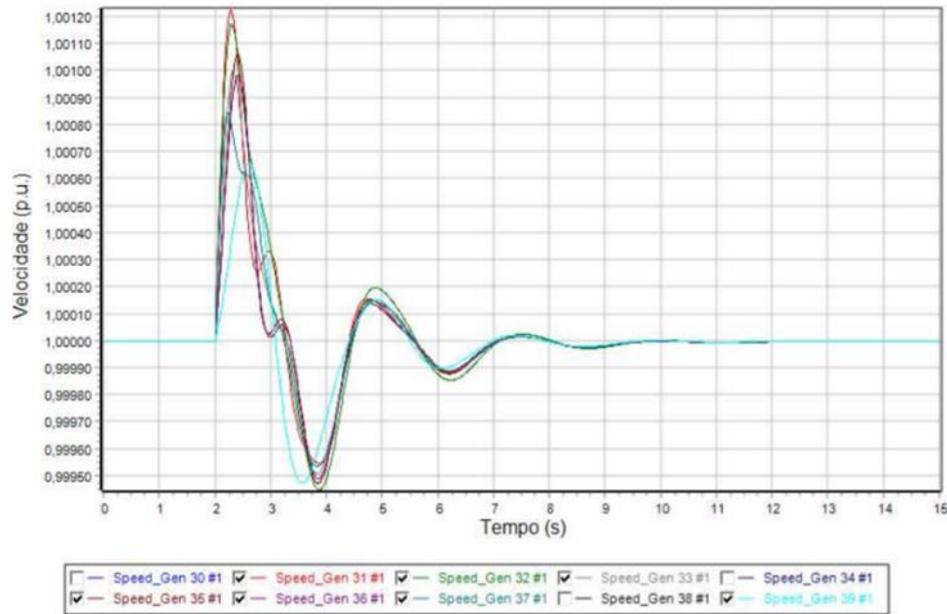


Figura 4.15. Resposta do sistema do cenário 1 à perda da carga do barramento 4.

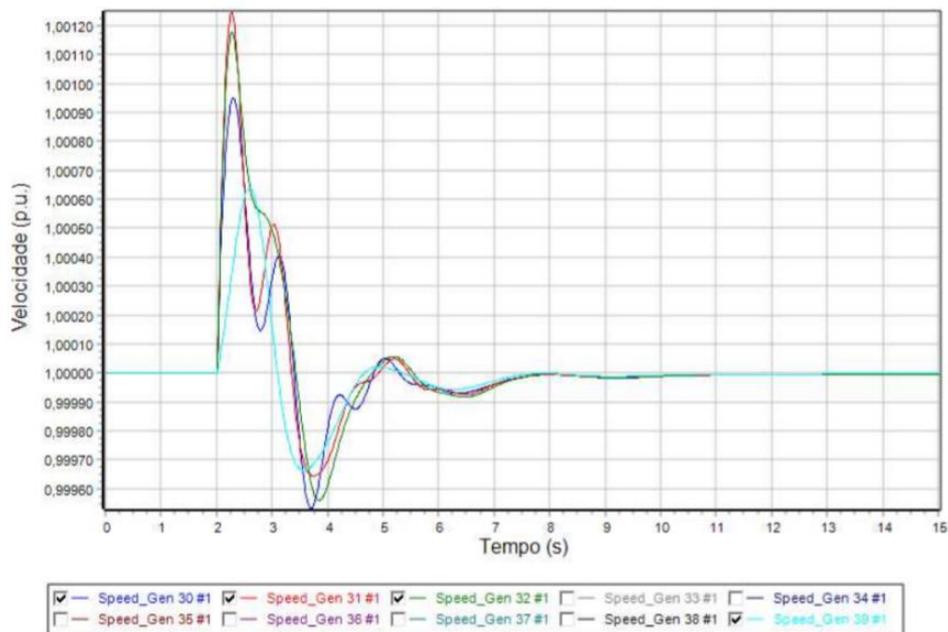


Figura 4.16. Resposta do sistema do cenário 2 à perda da carga do barramento 4.

Em ambos os cenários o sistema teve um comportamento eficaz, visto que se observa que a frequência, após o evento, voltou a estabilizar no seu valor inicial. Comparando as figuras 4.15 e 4.16, é possível perceber que a resposta do sistema foi

ligeiramente melhor no cenário futuro (Figura 4.16). Pode-se observar que dos 4,5s até ao 11s de simulação o cenário 2 apresenta menores amplitudes de oscilação de frequência, o que se deve ao facto da existência de maior quantidade de geradores baseados nas FERV, visto que têm um tempo de controlo inferior ao das máquinas síncronas. É ainda de notar que ao segundo 3 de simulação as amplitudes de oscilação de frequência foram um pouco diferentes, o que pode ser justificado pelo facto de o cenário 2 apresentar menor inércia.

De notar que é no segundo 6 da simulação que se observa maior diferença na amplitude de oscilação da frequência. Este resultado pode dever-se ao facto de o cenário 2 ser constituído por uma grande quantidade de geradores baseados nas FERV. Posto isto, é possível concluir que o cenário futuro consegue lidar com um deslastre de carga de, pelo menos, 500MW.

A perda de uma unidade geradora constitui um outro evento que origina variações abruptas da frequência no sistema. Foi por isso analisada a perda do gerador 32 (650MW), para os dois cenários anteriormente apresentados, figuras 4.17 e 4.18.

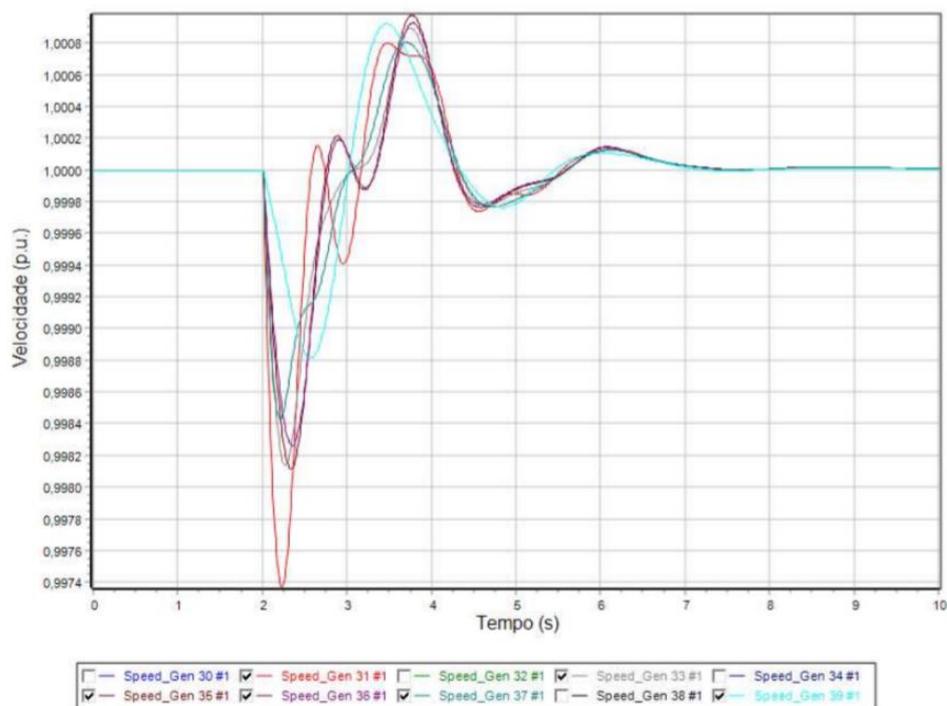


Figura 4.17. Resposta do sistema do cenário 1 à perda do gerador 32.

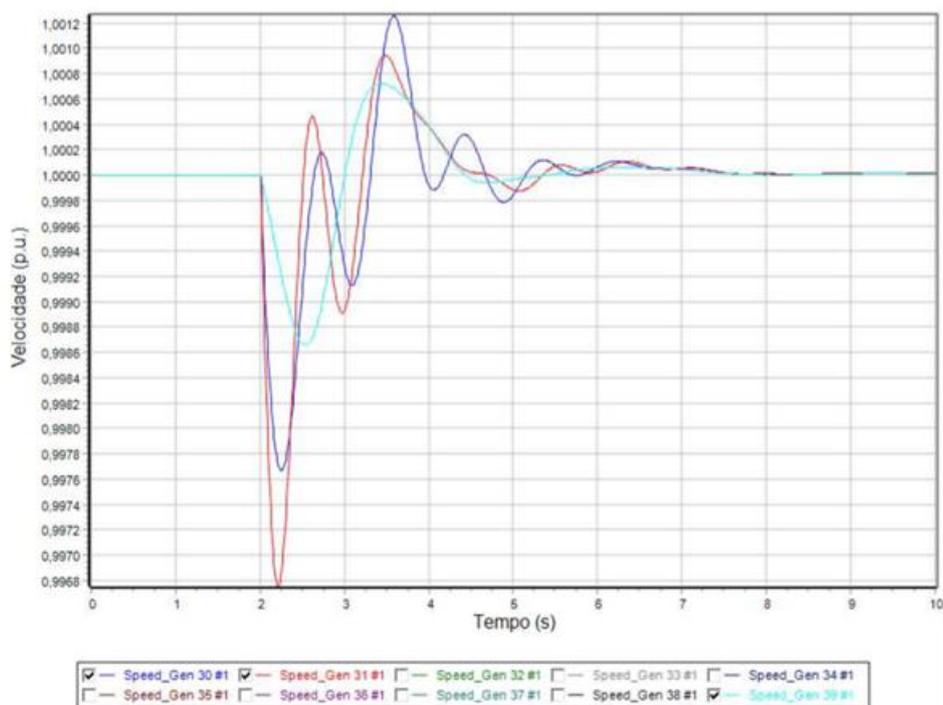


Figura 4.18. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador 32.

Da análise das figuras 4.17 e 4.18, pode-se constatar que o cenário futuro apresenta um comportamento mais oscilatório, o que indica que a menor inércia existente no sistema pode trazer certos problemas para a sua estabilização. Apesar de o sistema futuro apresentar um comportamento mais oscilatório, neste caso perante a perda de 650MW de geração, o sistema consegue voltar ao ponto de funcionamento original e apresenta amplitudes de oscilação e tempo de estabilização de frequência idênticos ao cenário 1.

4.5. Impacto de Ações da Gestão da Procura

Como foi referido anteriormente, são vários os eventos que ocorrem nos SEE, pelo que para mitigar estes eventos que provocam fenómenos transitórios, recorreu-se a ações da gestão da procura. Desta forma, pretendemos analisar os impactos que a gestão da procura pode ter (benéficos ou prejudiciais) para o sistema do futuro (Portugal 2030- cenário 2).

De seguida será apresentado o caso em que temos o cenário 2 e será comparada a resposta do sistema perante a perda do gerador 32 (650MW), sem (Figura 4.19) e com

(Figura 4.20) ação da gestão da procura. Em ambos os casos todas as máquinas presentes no sistema contribuem para o controlo primário, sendo o controlo secundário assegurado apenas pelas máquinas síncronas.

No caso da Figura 4.20, foi realizado, 500ms após a perda do gerador, um deslastre de carga de 360MW no barramento 4.

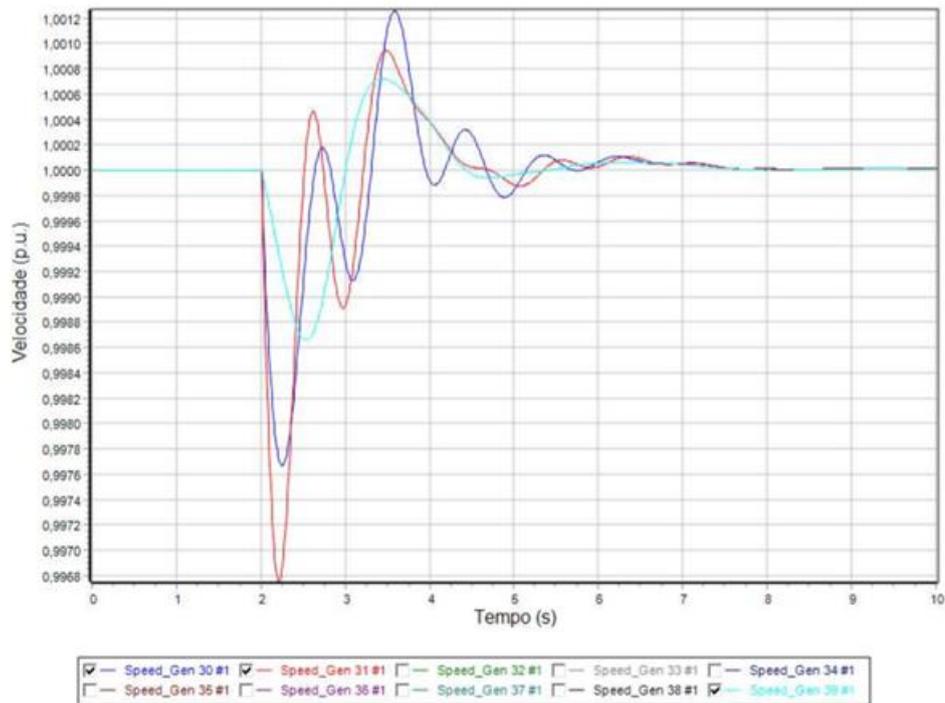


Figura 4.19. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador 32.

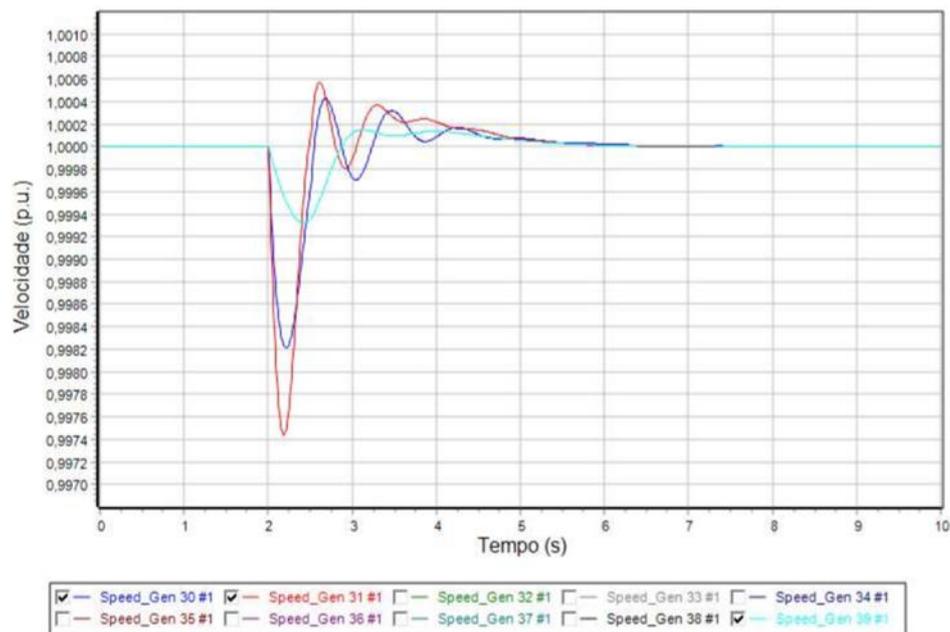


Figura 4.20. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador, com deslastre de 360MW de carga.

Pode-se observar que as ações da gestão da procura têm um impacto nitidamente benéfico no comportamento do sistema, a amplitude das oscilações foi claramente melhor, assim como o tempo de estabilização de frequência, permitindo que o valor da frequência estabilize mais rapidamente.

À semelhança das simulações anteriores, foi estudado o comportamento do sistema perante o mesmo evento (perda do gerador 32) desta vez com deslastre sequencial de carga, ou seja, deslastre de 120MW em três momentos diferentes (2,2s, 2,4s e 2,6s) no mesmo barramento das simulações anteriores (barramento 4), perfazendo um total de 360MW, Figura 4.21. Posteriormente foi também analisado o comportamento do sistema quando este deslastre sequencial ocorreu em diferentes barramentos (barramentos – 4, 15 e 39).

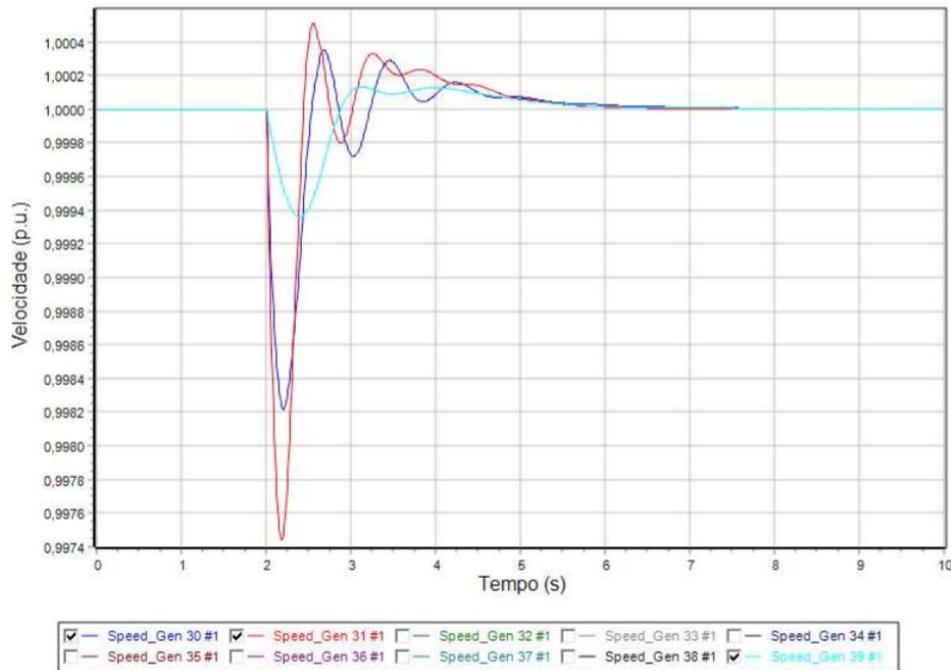


Figura 4.21. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador, com deslastre sequencial (barramento 4, 120MW de cada vez (2,2s, 2,4s, e 2,6s)).

Comparando as figuras 4.20 e 4.21, o sistema com deslastre sequencial (Figura 4.21) apresenta ligeiras melhorias, diminuindo a amplitude da oscilação de frequência, mas o tempo de estabilização de frequência manteve-se inalterado.

Deve-se ter em conta que nem sempre existe carga disponível no mesmo barramento para participar nas ações da gestão da procura, ou seja, a maior parte das vezes estas cargas só estão disponíveis em diferentes barramentos dos SEE. Foi, por isso, analisado o mesmo evento (perda do gerador 32), mas desta vez o deslastre sequencial ocorreu em barramentos diferentes, sendo realizado nos mesmos instantes que a simulação anterior (ver Figura 4.22).

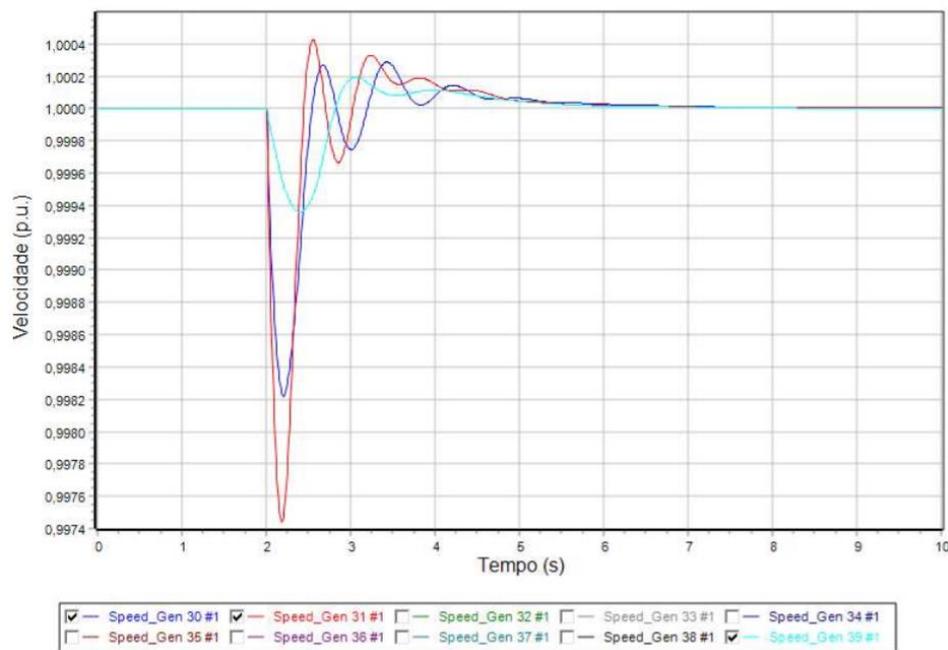


Figura 4.22. Resposta do sistema do cenário 2 à perda do gerador, com deslastre sequencial (barramento 4, 15 e 39, 120MW de cada vez (2,2s, 2,4s, e 2,6s)).

Analisando as figuras 4.21 e 4.22, pode-se verificar que existe uma ligeira melhoria tanto a nível da amplitude da oscilação da frequência com no tempo que esta demora a estabilizar. Posto isto é possível, neste caso, o sistema ter uma melhor reação quando o deslastre ocorre em barramentos diferentes.

Com a análise das simulações anteriormente apresentadas, é possível concluir que a gestão da procura, nomeadamente o deslastre de carga, pode trazer benefícios para a estabilidade dos SEE no futuro. No entanto, é necessário ter em conta que estas ações da procura devem ser realizadas em função das diferentes tecnologias de geração que constituem o sistema, dos controladores envolvidos, assim como do tipo de eventos que ocorrem, uma vez que diferentes eventos provocam diferentes respostas por parte dos geradores.

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação foi desenvolvido um trabalho direcionado à análise do impacto da disseminação de geração baseada em fontes de energia renovável, eólica e solar fotovoltaica, com baixa inércia, perante diversos eventos na resposta dos sistemas de energia. Para tal, foi utilizado o sistema IEEE de 39 barramentos com recurso ao *software* de simulação *PowerWorld*.

Neste sistema, foram realizadas várias simulações onde foram modelados e parametrizados os geradores aí representados, de modo a permitir realizar diversas análises comparativas. Este sistema, inicialmente composto só por geradores síncronos, foi primeiramente analisado para diferentes eventos e diferentes parametrizações, de modo a verificar quais as variáveis que têm mais influência na estabilidade de frequência aquando a ocorrência de eventos (resposta inercial, inércia, tempos de resposta dos controladores e dos geradores). Permiteu ainda analisar, de forma global, qual a influência na resposta em frequência do sistema na presença dos diferentes tipos de geradores em estudo. Posteriormente, a partir do modelo original foram criados dois cenários (Portugal 2020 e Portugal 2030), no qual foi possível verificar o que o novo código de ligação à rede influencia o sistema em Portugal para o ano de 2030.

Este trabalho permitiu concluir que, apesar da inércia ser um elemento fundamental para os SEE, a análise da estabilidade da frequência do sistema, não pode ser focada apenas neste elemento, numa vez que existem outros fatores a ter em conta, nomeadamente, os tempos de resposta dos geradores e controladores, entre outros. Comprova-se ainda que, com a inserção de geradores conectados à rede através de componentes de eletrónica de potência (geradores eólicos e solares fotovoltaicos), a inércia do sistema diminui, mas, por outro lado, este tipo de geradores pode contribuir para fazer face a essa diminuição, uma vez que apresentam uma resposta muito mais rápida do que os geradores síncronos convencionais. De facto, aquando de uma presença significativa da 1ª geração deste tipo de geração no sistema, este parece ter um comportamento mais instável (frequência com maior amplitude de oscilação) quando comparado quer com a situação 100% síncrona quer com a situação em que a geração não síncrona é de 2ª geração.

Menos inércia faz com que o sistema seja mais instável, todavia com a possibilidade de as DFIG participarem na resposta primária, como os seus tempo de resposta são menores do que os da geração síncrona, então, apesar de o sistema (com DFIG e quando comparado com o 100% síncrono) começar com taxas de variação mais elevadas (RoCoF), acaba por ter menores desvios de frequência e estabilizar mais rapidamente.

Foi ainda possível concluir que, os geradores de 2ª Geração, que já estão de acordo com o novo código de ligação à rede, apresentam melhor resposta dos SEE aquando da ocorrência de um evento, comparativamente a geradores de 1ª Geração. No entanto, é necessário ter em conta os restantes geradores do sistema, visto que podem alterar o seu comportamento consoante o tipo de evento.

Por último, ao analisar a influência que as ações da gestão da procura podem ter no sistema, concluiu-se que ao existir deslastre de carga em certos instantes de tempo, e em função do tipo de eventos, o sistema pode beneficiar destas ações.

Para dar continuidade a este estudo, sugere-se o estudo de um sistema como o português em que estão a ocorrer grandes alterações na disseminação de geração e analisar o impacto dessas alterações na resposta do sistema.

Será de interesse analisar o sistema com inclusão de sistemas de armazenamento de energia, uma vez que os SEE no futuro têm défice de inércia e estes sistemas de armazenamento podem adicionar uma maior rapidez na resposta a determinados eventos, podendo desta forma contribuir para a estabilidade do SEE.

Apesar dos vários eventos aqui simulados e diferentes parametrizações, seria de interesse analisar estes ou outros eventos em diferentes locais do sistema bem como diferentes amplitudes dos eventos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. M. Alhejaj e F. M. Gonzalez-Longatt, "Impact of inertia emulation control of grid-scale BESS on power system frequency response," 2016 International Conference for Students on Applied Engineering (ICSAE), Newcastle upon Tyne, 2016, pp. 254-258.
- [2] F. M. Barbosa, "Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia", Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, 2013
- [3] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
- [4] P. Kundur, "Power System Stability and Control", Electrical Power Research Institute, 1994.
- [5] B. Sabeeh e C. K. Gan, "Power System Frequency Stability and Control: Survey", International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973-4562 Volume 11, Number 8 (2016) pp 5688-5695.
- [6] S. Corsi e C. Sabelli, "General Blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03:28:00", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.
- [7] D. Gautam, L. Goel, R. Ayyanar, V. Vittal e T. Harbour, "Control strategy to mitigate the impact of reduced inertia due to doubly fed induction generators on large power systems," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011.
- [8] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper e O. Gomis-Bellmunt, "Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 34, June 2014, Pages 551-564.

- [9] A. Ulbig, T. S. Borsche e G. Andersson, “Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation”, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, IFAC Proceedings Volumes Volume 47, Issue 3, 2014, Pages 7290-7297.
- [10] B. Fox, L. Bryans, D. Flynn, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O’Malley, R. Watson e O. Anaya-Lara, “Wind Power Integration: connection and system operational aspects”, London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2014.
- [11] W. Stevenson e J. Grainger, “Power System Analysis”. New York, US: McGraw-Hill, 1994.
- [12] Y. Yang, P. Enjeti, F. Blaabjerg e H. Wang, "Suggested grid code modifications to ensure wide-scale adoption of photovoltaic energy in distributed power generation systems," 2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Lake Buena Vista, FL, 2013.
- [13] Eirgrid, System Operator for Northern Ireland (SONI), “DS3 Joint Grid Code Working Group Position Paper on ROCOF,” Eirgrid, SONI, Technical Report, 2012.
- [14] P. Tielens, P. Henneaux e S. Cole, “Penetration of Renewables and Reduction of Synchronous Inertia in the European Power System – Analysis and Solutions”, asset, 2018.
- [15] P. Pachanapan, A. Dyško, O. Anaya-Lara e K. L. Lo, "Harmonic mitigation in distribution networks with high penetration of converter-connected DG," 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, 2011.
- [16] “Converting Existing Synchronous Generators into Synchronous Condensers”, [online] disponível em: <https://www.power-eng.com/articles/print/volume-115/issue-10/features/converting-existing-synchronous-generators-into-synchronous-condensers.html>, [acedido em 12/04/2020]

- [17] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, Y. Mitani, D. Turschner and H. Beck, "Enhanced Virtual Inertia Control Based on Derivative Technique to Emulate Simultaneous Inertia and Damping Properties for Microgrid Frequency Regulation," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 14422-14433, 2019.
- [18] E. Orum, L. Haarla, M. Kuivaniemi, M. Laasonen, A. Jerko, I. Stenklov, F. Wik, K. Elkington, R. Eriksson, N. Modi e S. P., "Future system inertia 2," Nordic system operators, Technical Report, 2018.
- [19] G. Delille, B. Francois e G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931-939, Oct. 2012.
- [20] D. Han, J. Fang, J. Yu, Y. Tang e V. Debusschere, "Small-Signal Modeling, Stability Analysis, and Controller Design of Grid-Friendly Power Converters with Virtual Inertia and Grid-Forming Capability", 2019, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*.
- [21] "Renewables 2019 Global Status Report" [online] disponível em: https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_01/chapter_01/ [acedido em 07/09/2020].
- [22] Agora Energiewende and Sandbag (2018): *The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of Current Developments*.
- [23] Direção Geral de Energia e Geologia, "renováveis", estatísticas rápidas – nº 188, julho de 2020.
- [24] R. A. Walling and M. L. Reichard, "Short circuit behavior of wind turbine generators," 2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, Austin, TX, 2009.
- [25] J. M. V. S Reis (2013), "Comportamento dos Geradores Eólicos Síncronos com Conversores Diante de Curto-Circuitos no Sistema". Tese de Mestrado em Engenharia Elétrica. COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- [26] J. Aho et al., "A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control," 2012 American Control Conference (ACC), Montreal, QC, 2012.
- [27] M. Kayikci and J. V. Milanovic, "Dynamic Contribution of DFIG-Based Wind Plants to System Frequency Disturbances," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, pp. 859-867, May 2009.
- [28] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan and T. Yang, "A New Frequency Regulation Strategy for Photovoltaic Systems Without Energy Storage," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 4, no. 4, pp. 985-993, Oct. 2013.
- [29] M. G. Villalva, T.G. de Siqueira, M. F. Espindola e E. Ruppert, "Modeling and Control of a Three-Phase Isolated Grid-Connected Converter for Photovoltaic Applications", Revista Controle & Automação, Vol.22 no.3, Maio e Junho 2011.
- [30] S. Chen, T. Zhang, H.B. Gooi, R. Masiello, and W. Katzenstein, "Penetration rate and effectiveness studies of aggregated BESS for frequency regulation". IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 167-177, 2016.
- [31] Jornal Oficial da União 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", 2016.
- [32] Manitoba HVDC Research Centre, "IEEE 39 Bus System", 2014.
- [33] "IEEE 39 BUS System Benchmarks PSS-E" [online] disponível em: http://psdyn.ece.wisc.edu/IEEE_benchmarks [acedido em 23/09/2020].
- [34] O. G. Mrehel, A. S. Shamek and M. D. Hamouda, "Power system transient stability investigation in the presence of photovoltaic generation," 2016 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), Sousse, 2016.

- [35] I. Hiskens, “IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls”, 2013.
- [36] G. Bhatt and S. Afflulla, "Analysis of large scale PV penetration impact on IEEE 39-Bus power system," 2017 IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, 2017.
- [37] Associação Portuguesa de Energias Renováveis, “Impacto da eletricidade de origem renovável”, Agosto 2020.
- [38] T. Ackermann, “Wind Power in Power Systems”, Stockholm, Sweden: John Wiley & Sons, Ltd, 2005.

ANEXO A – VALIDAÇÃO DO MODELO

Tabela A.1 Potência ativa e reativa de geradores e linhas nos diferentes softwares, comparação para validação do sistema [32] e [33].

	Barramento		PSS/E [33]		PSCAD [32]		PowerWorld	
			P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
GERADORES	30		250	83,2	248,3	80,8	250	83,21
	31		571,3	363,9	570,2	364,5	571,28	363,94
	32		650	1,5	648,9	2	650	1,53
	33		632	69,7	630,3	76,7	632	69,67
	34		508	148,8	504,7	152,2	508	148,79
	35		650	167	649,7	164,2	650	167,04
	36		560	75,4	559	79,2	560	75,45
	37		540	35,3	539,7	31,2	540	-35,35
	38		830	0,5	829,3	5,9	830	-0,47
	39		1000	36,5	998,8	38,1	1000	-36,49
	De	Para						
LINHAS	1	2	116,4	47	117,5	48,3	-116,3	-47
	1	39	116,2	47	117,6	48,3	116,3	47
	2	3	364,7	-13,5	365,1	-13,6	364,7	-13,5
	2	25	235,7	-111,1	234,9	-105,7	-231,5	111,1
	3	4	75,2	-29,5	76,6	-26,7	75,2	-29,5
	3	18	34,1	-24,5	35	-21,6	-34,1	24,5
	4	5	163,5	104,2	162,5	-101,5	-163,5	-115,1
	4	14	261,3	-37,5	261,2	-37,7	-261,3	37,5
	5	6	482,8	-8,8	482,1	-11,4	-482,8	8,9
	5	8	318,1	117,3	319,2	117,5	319	117,3
	6	7	425,7	123	425,7	122,5	426,8	126
	6	11	347,9	-157,3	347,8	-158,9	-347,9	157,3
	7	8	191,8	38,9	191,9	38,6	191,9	38,9
	8	9	12,1	7,2	11,9	7,4	-12,1	-7,2
	9	39	12,1	35,1	11,9	34,9	-12,1	35,1
	10	11	349,8	113,9	350,1	113,3	350,3	-113,9
	10	13	299,4	28	298,9	26,3	299,7	28
	13	14	292,2	-5,1	291,6	-9,2	292,9	-5,1
	14	15	30,3	51,3	29,2	-47,5	30,4	51,3
	15	16	290,4	62,6	290,9	66,1	-289,7	-62,6
	16	17	203,8	-48,3	202,8	-49,3	204,1	-59,6
	16	19	454,5	4,3	451,7	6,6	-451,5	-1,7
	16	21	329,7	-51,1	329,5	-52,9	-329,7	51,1
	16	24	42,7	73,6	43	72,9	-42,7	-73,6
17	18	192,1	-29,8	193,3	27,1	192,3	-29,8	
17	27	11,5	-18,6	9,4	-13,4	11,5	-18,6	
21	22	604,6	68,8	607	66,6	-604,6	-49,9	
22	23	42,7	39,7	43,9	34,5	42,7	39,7	

	23	24	351,3	25,8	351,7	26,5	353,8	-26,1
	25	26	78,4	-24,4	76,5	-27,9	78,6	-24,4
	26	27	270,4	58,5	271,6	45,2	270,4	41,7
	26	28	141,5	-67,2	143	-64,8	-140,7	-11,5
	26	29	192,2	-78,8	195,1	-76,8	-190,3	-15,3
	28	29	349,1	-39,6	349	-37,2	-347,5	39,7

As figuras A.1 (estudo realizado em [35]) e A.2 (retirado do sistema em estudo), representam a resposta de todos os geradores existentes no sistema (sistema 100% síncrono) perante um curto-circuito no barramento 16. É possível verificar que as respostas em ambos os casos são idênticas, o que comprova a validação do modelo a nível da estabilidade transitória.

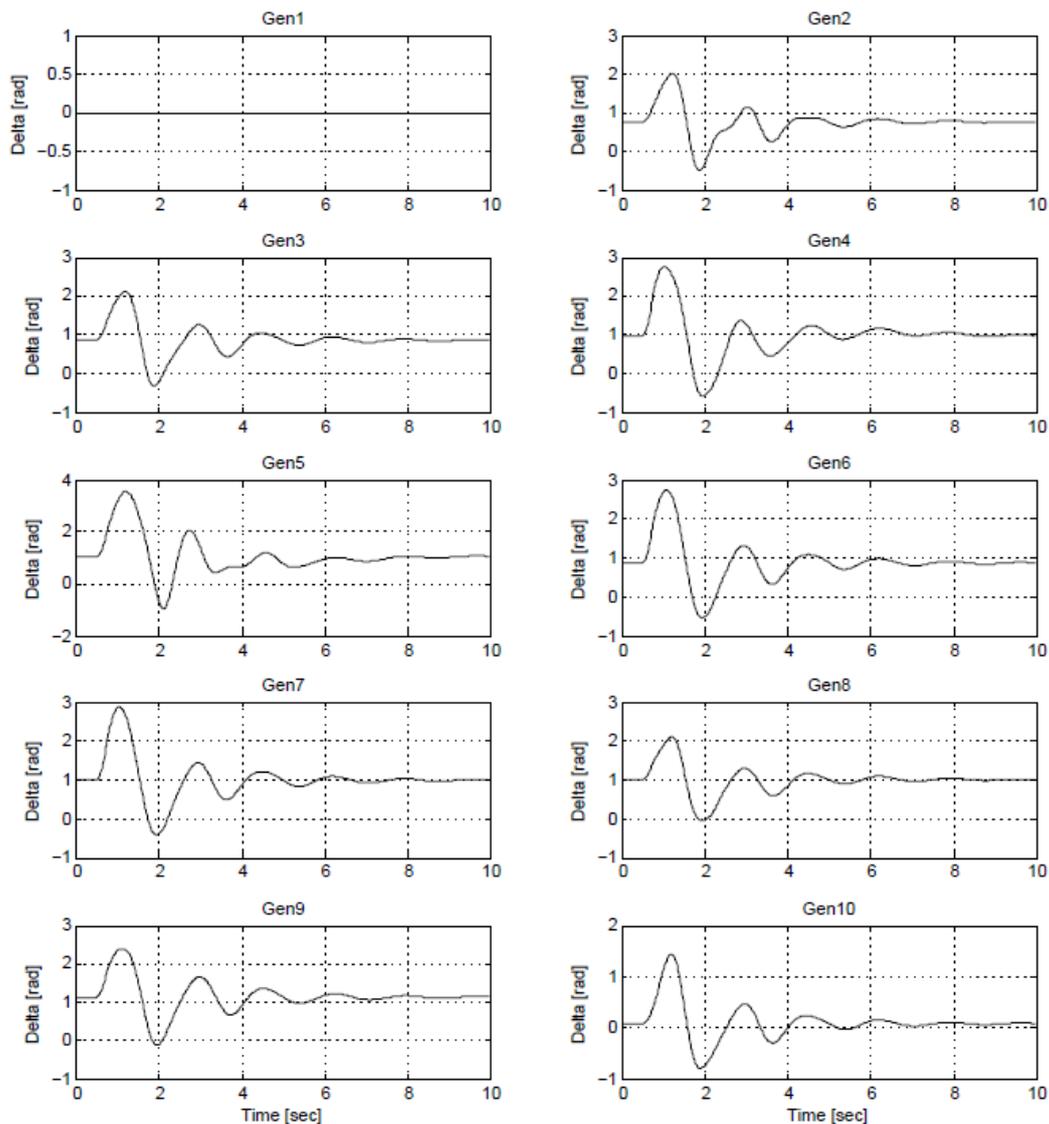


Figura A.1. Resposta do sistema perante um curto-circuito no barramento 16 [35]

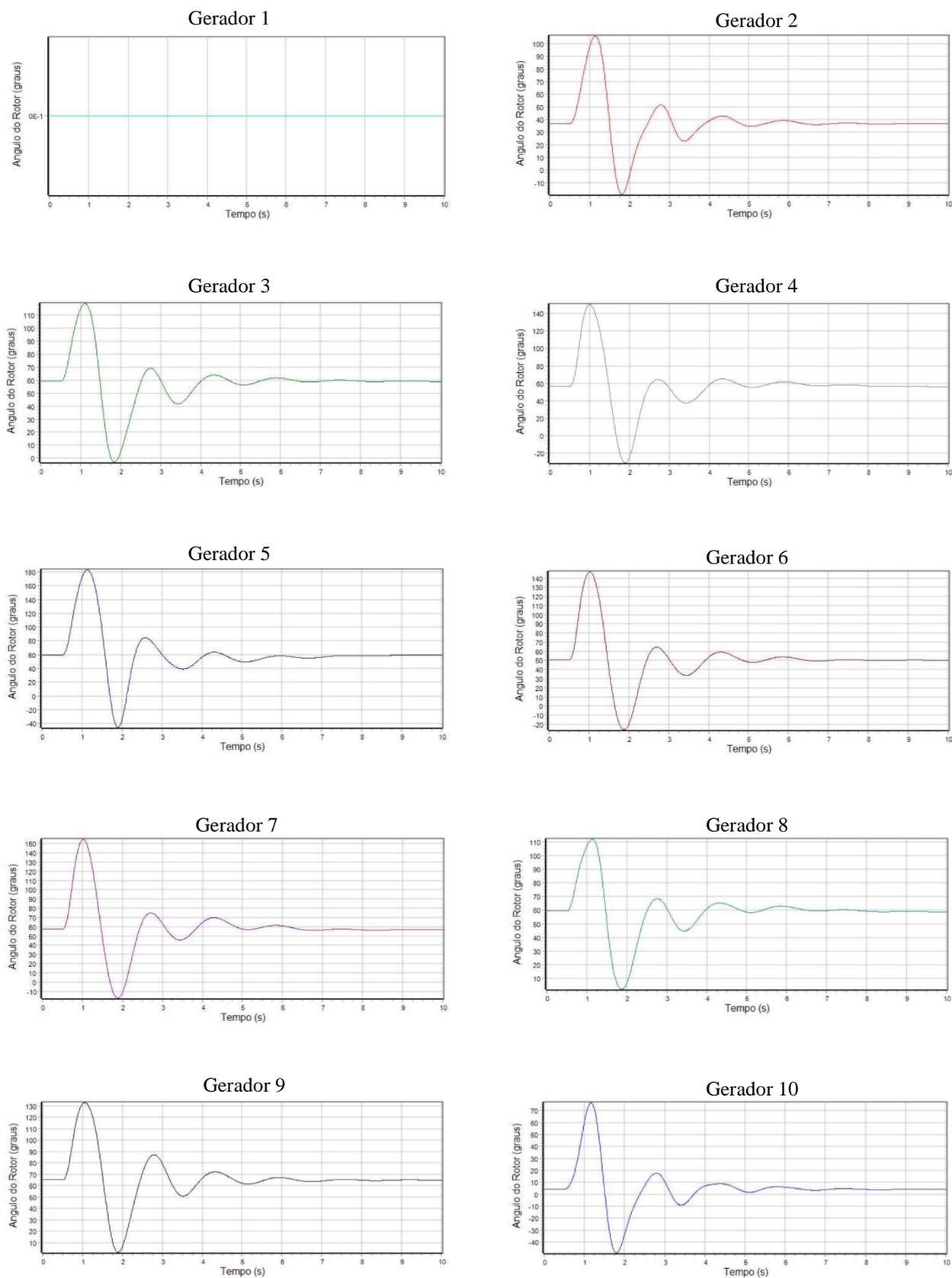


Figura A.2. Resposta do sistema perante curto-circuito no barramento 16, sistema de teste.

Nas figuras 4.2 (estudo realizado em [34]) e 4.3 (retirado do modelo em estudo), foi simulado a perda do barramento 16, aos 2 segundo de simulação, com reposição, este evento teve a duração de 100ms.

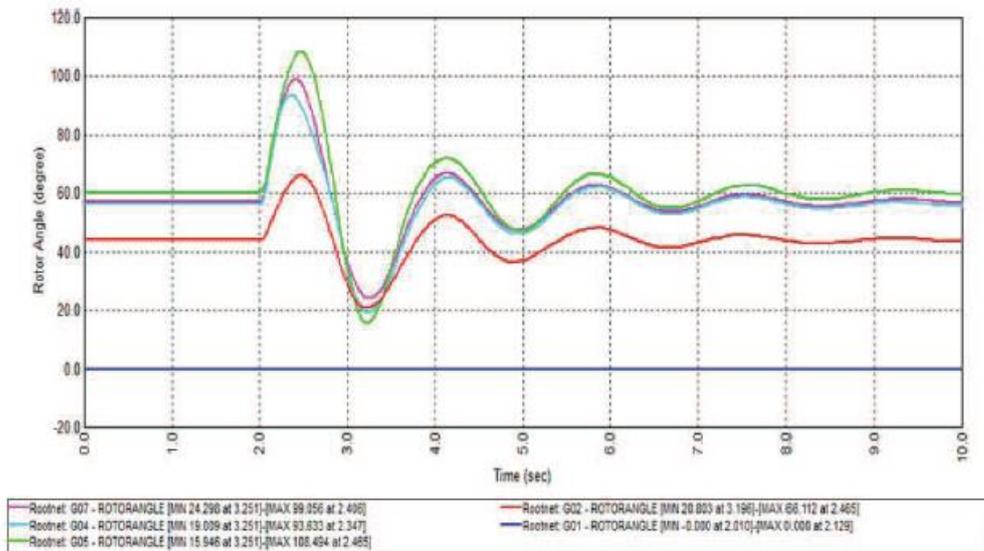


Figura A.3. Análise da estabilidade transitória de [34], (Ângulo do rotor).

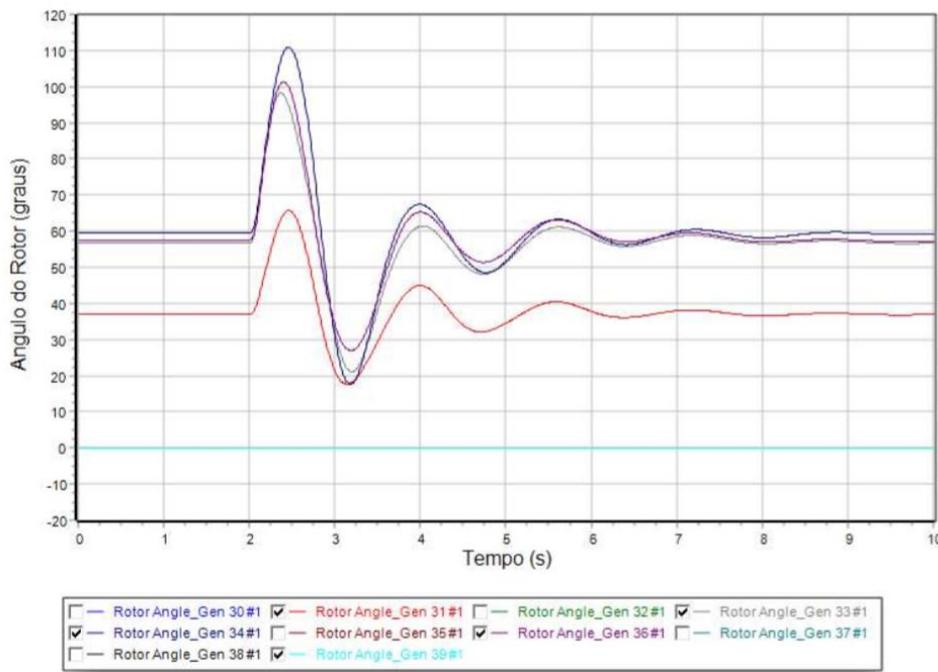


Figura A.4. Análise da estabilidade transitória do sistema aqui implementado (Ângulo do rotor).

ANEXO B – COMPONENTES DO MODELO UTILIZADO

Geradores

O sistema é composto por 10 geradores, originalmente todos síncronos, representados pelo modelo GENROU do *PowerWorld*. Todos eles apresentam valores de inércia, resistência, constantes de tempo e reatâncias diferentes e estão representados na tabela seguinte.

Tabela B.1 Parâmetros geradores síncronos.

Gerador	Barramento	H	Ra	Xd	Xq	X'd	X'q	Xl	T'd0	T'q0
1	39	500	0	0,02	0,019	0,006	0,008	0,003	7	0,7
2	31	30,3	0	0,295	0,282	0,07	0,17	0,035	6,56	1,5
3	32	35,8	0	0,2495	0,237	0,0531	0,0876	0,0304	5,7	1,5
4	33	28,6	0	0,262	0,258	0,0436	0,166	0,0295	5,69	1,5
5	34	26	0	0,67	0,62	0,132	0,166	0,054	5,4	0,44
6	35	34,8	0	0,254	0,241	0,05	0,0814	0,0224	7,3	0,4
7	36	26,4	0	0,259	0,292	0,049	0,186	0,0322	5,66	1,5
8	37	24,3	0	0,29	0,28	0,057	0,0911	0,028	6,7	0,41
9	38	34,5	0	0,2106	0,205	0,057	0,0587	0,0298	4,79	1,96
10	30	42	0	0,1	0,069	0,031	0,05	0,0125	10,2	0,02

Transformadores

Os transformadores existentes no sistema são representados por dois valores diferentes, o da resistência e o da reatância que correspondem aos enrolamentos do primário e do secundário de cada máquina, respetivamente. Estes valores são apresentados na tabela seguinte.

Tabela B.2 Parâmetros transformadores.

Transformadores			
De	Para	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)
2	30	0	0,0181
31	6	0	0,025
10	32	0	0,02
12	11	0,0016	0,0435
12	13	0,0016	0,0435
19	20	0,0007	0,0138

19	33	0,0007	0,0142
20	34	0,0009	0,018
22	35	0	0,0143
23	36	0,0005	0,0272
25	37	0,0006	0,0232
29	38	0,0008	0,0156

Linhas de transmissão

O sistema é também composto por 34 linhas de transmissão. Estas linhas têm diferentes comprimentos, diferentes valores de resistência, reatância e susceptância. Os valores são apresentados na tabela seguinte no sistema em unidades p.u..

Tabela B.3 Parâmetros linhas de transmissão.

Linhas de Transmissão									
De	Para	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Susceptância (p.u.)	De	Para	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Susceptância (p.u.)
1	2	0,0035	0,411	0,6987	13	14	0,0009	0,0101	0,1723
1	39	0,001	0,25	0,75	14	15	0,0018	0,0217	0,366
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	15	16	0,0009	0,0094	0,171
2	25	0,007	0,0086	0,146	16	17	0,0007	0,0089	0,1342
3	4	0,0013	0,213	0,2214	16	19	0,0016	0,0195	0,304
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	16	21	0,0008	0,0135	0,2548
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	16	24	0,0003	0,0059	0,068
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	17	18	0,0007	0,0082	0,1319
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	17	27	0,0013	0,0173	0,3216
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	21	22	0,0008	0,014	0,2565
6	7	0,0006	0,0092	0,113	22	23	0,0006	0,0096	0,1846
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	23	24	0,0022	0,035	0,361
7	8	0,0004	0,0046	0,078	25	26	0,0032	0,0323	0,513
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	26	27	0,0014	0,0147	0,2396
9	39	0,001	0,025	1,2	26	28	0,0043	0,0474	0,7802
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	26	29	0,0057	0,0625	1,029
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	28	29	0,0014	0,0151	0,249

Cargas

As cargas utilizadas são de impedância constante, o que significa que estas dependem da tensão aplicada. Na tabela seguinte são apresentados os valores de potência ativa e reativa de cada carga para o valor de tensão inicial.

Tabela B.4 Parâmetros das cargas.

Cargas		
Barramento	MW	MVAr
3	322	2,4
4	500	184
7	233,8	84
8	522	176
12	7,5	88
15	320	153
16	329,4	32,3
18	158	30
20	680	103
21	274	115
23	247,5	84,6
24	308,6	-92,2
25	224	47,2
26	139	17
27	281	75,5
28	206	27,6
29	283,5	26,9
31	9,2	4,6
39	1104	250

ANEXO C – MODELOS POWERWORLD UTILIZADOS PARA A MODELAÇÃO DOS GERADORES DE 2ª GERAÇÃO

In PowerWorld Simulator you use the following combination of models to model the various types of renewable generator models. Below we will provide examples of modeling the second generation Type 3 and 4 models and the Solar PV models.

Type	Type 1	Type 2	1 st Gen Type 3	2 nd Gen Type 3	1 st Gen Type 4	2 nd Gen Solar PV Type 4
Machine	wt1g,WT1G1	wt2g,WT2G1	wt3g	regc_a	wt4g	regc_a regc_a
Exciter		wt2e,WT2E1	wt3e	reec_a	wt4e	reec_a reec_b
Governor	wt1t,WT12T1	wt2t,WT12T1	wt3t	wtgt_a	wt4t	wtgt_a
Stabilizer	wt1p,WT12A1	wt2p,WT12A1	wt3p	wtgpt_a		
Other\Aerodynamics				wtgar_a		
Other\Pref Controller				wtgrq_a		
Other\Plant Controller				repc_a		repc_a repc_a

Figura C.1. Modelos *PowerWorld* utilizados para os diferentes tipos de geradores.

Modelos geradores eólicos DFIG 2ª Geração

Parameter	Description	Typical Range of Values	Units
Kip	Integral gain	N/A	pu/pu
Kpp	Proportional gain	N/A	pu/pu
Tp	Power measurement lag time constant	0.05 to 0.1	s
T _{oref}	Speed reference time constant	30 to 60	s
Temax	Maximum torque	1.1 to 1.2	pu
Temin	Minimum torque	0	pu
Tflag	1 - for power error, and 0 – for speed error	0	N/A
p1	User-define pairs of points, function f(Pe)	0.2	pu
spd1		0.58	pu
p2		0.4	pu
spd2		0.72	pu
p3		0.6	pu
spd3		0.86	pu
p4		0.8	pu
spd4		1.0	pu

Figura C.2. Modelo WTGTRQ_A.

Parameter	Description	Typical Range of Values	Units
Mbase	Model MVA base	N/A	MVA
Tfilt	Voltage or reactive power measurement filter time constant	0.01 – 0.05	s
Kp	Proportional gain	N/A	pu/pu
Ki	Integral gain	N/A	pu/pu
Tft	Lead time constant	N/A	s
Tfv	Lag time constant	N/A	s
RefFlag	1 – for voltage control or 0 – for reactive power control	N/A	N/A
Vfrz	Voltage below which plant control integrator state (s2) is frozen	0 – 0.7	pu
Rc	Line drop compensation resistance	0	Pu
Xc	Current compensation constant (to emulate droop or line drop compensation)	-0.05 – 0.05	pu
Kc	Gain on reactive current compensation	N/A	pu
VcompFlag	Selection of droop (0) or line drop compensation (1)	N/A	N/A
emax	Maximum error limit		pu
emin	Minimum error limit		pu
dbd	Deadband in control	0	pu
Qmax	Maximum Q control output		pu
Qmin	Minimum Q control output		pu
Kpg	Proportional gain for power control		pu/pu
Kig	Integral gain for power control		pu/pu
tp	Lag time constant on Pgen measurement		s
fdbd1	Deadband downside		pu
fdbd2	Deadband upside		pu
femax	Maximum error limit		pu
femin	Minimum error limit		pu
Pmax	Maximum Power		pu
Pmin	Minimum Power		pu
Tlag	Lag time constant on Pref feedback		s
Ddn	Downside droop	20	pu/pu
Dup	Upside droop	0	pu/pu
Pgen_ref	Initial power reference	From powerflow	pu
Freq_ref	Frequency reference	1.0	pu
vbus	The bus number in powerflow from which Vreg, Freq is picked up (i.e. the voltage being regulated and frequency being controlled; it can be the terminal of the aggregated WTG model or the point of interconnection)	N/A	N/A
branch	The branch (actual definition depends on software program) from which I _{branch} , Q _{branch} and P _{branch} is being measured.	N/A	N/A
Freq_flag	Flag to turn on (1) or off (0) the active power control loop within the plant controller	0	N/A

Figura C.3. Modelo REPC_A.

Parameter	Description	Typical Range of Values	Units
MBASE	Model MVA base	N/A	MVA
Vdip	The voltage below which the reactive current injection (Iqinj) logic is activated (i.e. voltage_dip = 1)	0.85 – 0.9	pu
Vup	The voltage above which the reactive current injection (Iqinj) logic is activated (i.e. voltage_dip = 1)	>1.1	pu
Trv	Filter time constant for voltage measurement	0.01 – 0.02	s
Pmin	Minimum power reference	0	pu
Imax	Maximum allowable total converter current limit	1.1 – 1.3	pu
PfFlag	Power factor flag (1 – power factor control, 0 – Q control, which can be commanded by an external signal)	N/A	N/A
VFlag	Voltage control flag (1 – Q control, 0 – voltage control)	N/A	N/A
QFlag	Reactive power control flag (1 – voltage/Q control, 0 – constant pf or Q control)	N/A	N/A
Pqflag	P/Q priority selection on current limit flag	N/A	N/A

VDL1			
vq1		N/A	pu
Iq1		N/A	pu
vq2		N/A	pu
Iq2		N/A	pu
vq3		N/A	pu
Iq3		N/A	pu
vq4		N/A	pu
Iq4		N/A	pu

VDL2			
vp1		N/A	pu
Ip1		N/A	pu
vp2		N/A	pu
Ip2		N/A	pu
vp3		N/A	pu
Ip3		N/A	pu
vp4		N/A	pu
Ip4		N/A	pu

Figura C.4. Modelo REEC_A (1).

Parameter	Description	Typical Range of Values	Units
dbd1	Deadband in voltage error when voltage dip logic is activated (for overvoltage – thus overvoltage response can be disabled by setting this to a large number e.g. 999)	-0.1 – 0	pu
dbd2	Deadband in voltage error when voltage dip logic is activated (for undervoltage)	0 – 0.1	pu
Kqv	Gain for reactive current injection during voltage dip (and overvoltage) conditions	0 – 10	pu/pu
lqh1	Maximum limit of reactive current injection (I_{qinj})	1 – 1.1	pu
lql1	Minimum limit of reactive current injection (I_{qinj})	-1.1 – 1	pu
Vref _o	The reference voltage from which the voltage error is calculated. <i>This is set by the user. If the user does not specify a value it is initialized by the model to equal to the initial terminal voltage.</i>	0.95 – 1.05	pu
lqfrz	Value at which I_{qinj} is held for $Thld$ seconds following a voltage dip if $Thld > 0$	-0.1 – 0.1	pu
Thld	Time delay for which the state of the reactive current injection is held after <i>voltage_dip</i> returns to zero: <ol style="list-style-type: none"> If $Thld > 0$, then once <i>voltage_dip</i> goes back to 0 I_{qinj} is held at I_{qfrz} for $Thld$ seconds. If $Thld < 0$, then once <i>voltage_dip</i> goes back to 0 I_{qinj} remains in its current injection state (i.e. $I_{qinj} = (V_{refo} - V_t) \times K_{qv}$) for $Thld$ seconds. If $Thld = 0$ then I_{qinj} goes back to zero immediately after the <i>voltage_dip</i> is turned off. 	-1 – 1	s
Thld2	Time delay for which the active current limit (I_{pmax}) is held after <i>voltage_dip</i> returns to zero for $Thld2$ seconds at its value during the voltage dip.	0	s
pfaref	Power factor angle. <i>This parameter is initialized by the model based on the initial powerflow solution (i.e. initial P and Q of the model).</i>	N/A	rad
Tp	Filter time constant for electrical power measurement	0.01 – 0.1	s
Qmax	Reactive power limit maximum	0.4 – 1.0	pu
Qmin	Reactive power limit minimum	-1.0 – -0.4	pu
Vmax	Voltage control maximum	1.05 – 1.1	pu
Vmin	Voltage control minimum	0.9 – 0.95	pu
Kqp	Proportional gain	N/A	pu
Kqi	Integral gain	N/A	pu
Kvp	Proportional gain	N/A	pu
Kvi	Integral gain	N/A	pu
Vref _i	User-define reference/bias on the inner-loop voltage control (default value is zero)	N/A	pu
Tiq	Time constant on lag delay	0.01 – 0.02	s
dPmax	Ramp rate on power reference	N/A	pu/s
dPmin	Ramp rate on power reference	N/A	pu/s
Pmax	Maximum power reference	1	pu

Figura C.5. Modelo REEC_A (2).

Parameter	Description	Typical Range of Values	Units
Mbase	Model MVA base	N/A	MVA
Ht	Turbine inertia	N/A	MWs/MVA
Hg	Generator inertia	N/A	MWs/MVA
Dshaft	Damping coefficient	N/A	pu
Kshaft	Spring constant	N/A	pu

Figura C.6. Modelo WTGT_A.

Parameter	Description	Typical Range of Values	Units
Ka	Aero-dynamic gain factor	0.007	pu/degrees
θ_0	Initial pitch angle	0	degrees

Figura C.7. Modelo WTGAR_A.

Parameter	Description	Typical Range of Values	Units
Kiw	Pitch-control integral gain	N/A	pu/pu
Kpw	Pitch-control proportional gain	N/A	pu/pu
Kic	Pitch-compensation integral gain	N/A	pu/pu
Kpc	Pitch-compensation proportional gain	N/A	pu/pu
Koc	Proportional gain	N/A	pu/pu
T θ	Pitch time constant	0.3	s
θ_{max}	Maximum pitch angle	27 – 30	degrees
θ_{min}	Minimum pitch angle	0	degrees
d θ_{max}	Maximum pitch angle rate	5 to 10	degrees/s
d θ_{min}	Minimum pitch angle rate	-10 to -5	degrees/s

Figura C.8. Modelo WTGPT_A.

REGC_A Input Parameters		
Name	Description	Typical Values
Tftr	Terminal voltage filter (for LVPL) time constant (s)	0.01 to 0.02
Lvpl1	LVPL gain breakpoint (pu current on mbase / pu voltage)	1.1 to 1.3
Zerox	LVPL zero crossing (pu voltage)	0.4
Brkpt	LVPL breakpoint (pu voltage)	0.9
Lvplsw	Enable (1) or disable (0) low voltage power logic	-
rrpwr	Active current up-ramp rate limit on voltage recovery (pu/s)	10.0
Tg	Inverter current regulator lag time constant (s)	0.02
Volim	Voltage limit for high voltage clamp logic (pu)	1.2
Iolim	Current limit for high voltage clamp logic (pu on mbase)	-1.0 to -1.5
Khv	High voltage clamp logic acceleration factor	0.7
lvnt0	Low voltage active current management breakpoint (pu)	0.4
lvnt1	Low voltage active current management breakpoint (pu)	0.8
Iqmax	Maximum rate-of-change of reactive current (pu/s)	999.9
Iqmin	Minimum rate-of-change of reactive current (pu/s)	-999.9

Figura C.9. Modelo REGC_A.

Modelo geradores fotovoltaicos

REEC B Input Parameters		
Name	Description	Typical Values
Pfflag	Constant Q (0) or PF (1) local control	-
Vflag	Local Q (0) or voltage control (1)	-
Qflag	Bypass (0) or engage (1) inner voltage regulator loop	-
Pqflag	Priority to reactive current (0) or active current (1)	-
Trv	Terminal bus voltage filter time constant (s)	0.01 to 0.02
Vdip	Low voltage condition trigger voltage (pu)	0.0 to 0.9
Vup	High voltage condition trigger voltage (pu)	1.1 to 1.3
Vref0	Reference voltage for reactive current injection (pu)	0.95 to 1.05
dbd1	Overvoltage deadband for reactive current injection (pu)	-0.1 to 0.0
dbd2	Undervoltage deadband for reactive current injection (pu)	0.0 to 0.1
Kqv	Reactive current injection gain (pu/pu)	0.0 to 10.0
Iqhl	Maximum reactive current injection (pu on mbase)	1.0 to 1.1
Iqll	Minimum reactive current injection (pu on mbase)	-1.1 to -1.0
Tp	Active power filter time constant (s)	0.01 to 0.02
Qmax	Maximum reactive power when Vflag = 1 (pu on mbase)	-
Qmin	Minimum reactive power when Vflag = 1 (pu on mbase)	-
Kqp	Local Q regulator proportional gain (pu/pu)	-
Kqi	Local Q regulator integral gain (pu/pu-s)	-
Vmax	Maximum voltage at inverter terminal bus (pu)	1.05 to 1.15
Vmin	Minimum voltage at inverter terminal bus (pu)	0.85 to 0.95
Kvp	Local voltage regulator proportional gain (pu/pu)	-
Kvi	Local voltage regulator integral gain (pu/pu-s)	-
Tiq	Reactive current regulator lag time constant (s)	0.01 to 0.02
Tpord	Inverter power order lag time constant (s)	-
Pmax	Maximum active power (pu on mbase)	1.0
Pmin	Minimum active power (pu on mbase)	0.0
dPmax	Active power up-ramp limit (pu/s on mbase)	-
dPmin	Active power down-ramp limit (pu/s on mbase)	-
Imax	Maximum apparent current (pu on mbase)	1.0 to 1.3

Figura C.10. Modelo REEC_B

ANEXO D – PARAMETRIZAÇÃO DOS MODELOS DOS GERADORES

Máquinas síncronas

Machine Model – GENROU

Este modelo foi parametrizado de acordo com os valores da tabela B.1.

Exciters – EXST1_GE

Todos os geradores foram parametrizados como a figura abaixo.

Tr	0,01000	Ka	200,00000	Kf	0,00000	VaMin	-5,00000
ViMax	999,0000	Ta	0,01500	Tf	0,00000	Xe	0,00000
ViMin	-999,000	Vrmax	999,0000	Tc1	0,00000	Ilr	0,00000
Tc	1,00000	Vrmin	-999,000	Tb1	0,00000	Klr	0,00000
Tb	10,00000	Kc	0,00000	VaMax	5,00000		

Governors – TGOV1

Todos os geradores, à exceção do gerador 34, foram parametrizados de acordo com a figura abaixo.

R	0,05000	T3	7,50000
T1	0,50000	Dt	0,00000
Vmax	10,00000	Trate	1000,000
Vmin	0,00000		
T2	2,50000		

Gerador 34

R	0,05000	T3	7,50000
T1	0,50000	Dt	0,00000
Vmax	6,00000	Trate	600,000
Vmin	0,00000		
T2	2,50000		

Stabilizers – IEEEEST

Gerador 30

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,50000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	1,00000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,05000	Ks	1,00000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	3,00000	Lsmax	0,20000		

Gerador 31

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,10000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	5,00000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,40000	Ks	0,50000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	1,00000	Lsmax	0,20000		

Gerador 32

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,20000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	3,00000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,20000	Ks	0,50000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	2,00000	Lsmax	0,20000		

Gerador 33

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,30000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	1,00000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,10000	Ks	2,00000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	1,00000	Lsmax	0,20000		

Gerador 34

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,10000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	1,50000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,20000	Ks	1,00000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	1,00000	Lsmax	0,20000		

Gerador 35

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,10000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	0,50000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,10000	Ks	4,00000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	0,50000	Lsmax	0,20000		

Gerador 36

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,10000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	0,20000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,02000	Ks	7,50000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	0,50000	Lsmax	0,20000		

Gerador 37

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,10000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	1,00000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,20000	Ks	2,00000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	1,00000	Lsmax	0,20000		

Gerador 38

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,10000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	1,00000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,50000	Ks	2,00000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	2,00000	Lsmax	0,20000		

Gerador 39

Ics	1	A5	0,00000	T4	0,50000	Lsmin	-0,20000
A1	0,00000	A6	0,00000	T5	10,00000	Vcu	0,00000
A2	0,00000	T1	5,00000	T6	10,00000	Vd	0,00000
A3	0,00000	T2	0,60000	Ks	1,00000	Tdelay	0,00000
A4	0,00000	T3	3,00000	Lsmax	0,20000		

Other Models – LCFB1_PTI, utilizado quando existe controlo de secundário

Type	1	Kp	5,00000
FrequencyBiasFlag	1	Ki	10,00000
PowerControlFlag	0	Tpelec	1,00000
db	0,00000	Irmx	0,07000
emax	0,10000		
Fb	1,00000		

Modelos DFIG 1ª Geração

Machine Model – WT3G

Lpp	0,80000	LVPL1	1,22000	Khv	0,70000
LVPLSW	1,00000	VLim	1,20000	Td	0,02000
rrpwr	5,00000	LVPnt1	0,80000	T_LVPL	0,02000
brkpt	0,90000	LVPnt0	0,40000		
zerox	0,50000	Iolim	-1,30000		

Exciters – WT3E

varfig	0	Ipmax	1,10000	Qmax	0,43600	Fn	1,00000
vltfig	1	Wpmin	0,69000	Qmin	-0,43600	Kiv	5,00000
Tfp	5,00000	WP20	0,78000	Vmax	1,10000	Kpv	18,00000
Kpp	3,00000	WP40	0,98000	Vmin	0,90000	Tv	0,05000
Kip	0,60000	WP60	1,12000	XIqmax	1,45000	Tc	0,15000
Tpwr	0,05000	PWP	0,74000	XIqmin	0,50000	MWCap	0,00000
Pmax	1,12000	WP100	1,20000	Tp	0,05000		
Pmin	0,04000	Kqi	0,10000	Xc	0,00000		
RPMax	0,45000	Kqv	40,00000	Tr	0,02000		

Governors – WT3T

VW	1,00000	Kaero	0,00700	Freq1	1,80000
H	3,50000	Theta2	21,98000	DShaft	1,50000
Damp	0,00000	Hfrac	0,87500		

Stabilizers – WT3P

Kpp	150,00000	Kic	30,00000	Pirat	10,00000
Kip	25,00000	Pimax	27,00000	Tpi	0,30000
Kpc	3,00000	Pimin	0,00000	Pset	1,00000

Modelos DFIG 2ª Geração

Machine Models – REGC_A

LVPLSW	1	LVPL1	1,22000	Tg	0,02000	Qmin	-1,30000
rrpwr	10,00000	VLim	1,20000	Tftr	0,02000	Khv	0,70000
brkpt	0,90000	LVpnt1	0,80000	Iqrmax	0,00000	Xe	0,00000
zerox	0,50000	LVpnt0	0,40000	Iqrmin	0,00000		

Exciters – REEC_A

PfFlag	1	Iqh1	1,10000	Kqp	0,00000	Imax	1,30000	vp2	0,00000
VFlag	0	Iql1	-1,10000	Kqi	0,10000	vq1	0,00000	lp2	0,00000
QFlag	0	Vref0	0,00000	Kvp	18,00000	lq1	0,00000	vp3	0,00000
Pqflag	1	Iqfrz	0,00000	Kvi	5,00000	vq2	0,00000	lp3	0,00000
Pflag	0	Thld	0,00000	Vref1	0,00000	lq2	0,00000	vp4	0,00000
Vdip	0,85000	Thld2	0,50000	Tiq	0,02000	vq3	0,00000	lp4	0,00000
Vup	1,15000	Tp	0,00000	dPmax	99,00000	lq3	0,00000	MVABase	0,00000
Trv	0,02000	Qmax	0,43600	dPmin	-99,00000	vq4	0,00000		
dbd1	0,00000	Qmin	-0,43600	Pmax	1,00000	lq4	0,00000		
dbd2	0,00000	Vmax	1,10000	Pmin	0,00000	vp1	0,00000		
kqv	5,00000	Vmin	0,90000	Tpord	0,00000	lp1	0,00000		

Governors – WTGT_A

Ht	3,50000	KShaft	0,36670
Hg	0,00000	MWCap	0,00000
DShaft	1,50000	W0	1,00000

Stabilizers – WTGP_A

Tp	0,30000	Kic	30,00000	RThetaMax	10,00000
Kpp	150,00000	ThetaMin	0,00000	Kcc	0,00000
Kip	25,00000	ThetaMax	27,00000	MVABase	0,00000
Kpc	3,00000	RThetaMin	-10,00000		

Other Models – REPC_A, WTGAR_A e WTGTRQ_A

REPC_A

RefFlag	1,00000	Vfrz	0,70000	Qmin	-1,00000	Pmax	2,00000
VcompFlag	1,00000	Rc	0,00000	Kpg	10,00000	Pmin	0,00000
Freqflag	1,00000	Xc	0,00000	Kig	10,00000	Tlag	3,00000
Tfiltr	0,05000	Kc	1,00000	Tp	0,00000	Ddn	20,00000
Kp	10,00000	emax	1,00000	fdbd1	0,00000	Dup	20,00000
Ki	10,00000	emin	-1,00000	fdbd2	0,00000	MVABase	0,00000
Tft	0,00000	dbd	0,00000	femax	1,00000	PUflag	1,00000
Tfv	3,00000	Qmax	1,00000	femin	-1,00000		

WTGAR_A

Ka	0,00700
Theta	0,00000
MVABase	0,00000

WTGTRQ_A

Flag	1	Temin	0,00000	Speed3	0,86000
Kip	1,00000	P1	0,20000	P4	0,80000
Kpp	0,50000	Speed1	0,58000	Speed4	1,00000
Tp	0,00000	P2	0,40000	MVABase	0,00000
Twref	60,00000	Speed2	0,72000		
Temax	1,00200	P3	0,60000		

Modelos geradores fotovoltaicos

Machine Model – REGC_A

LVPLSW	<input type="text" value="1"/>	LVPL1	<input type="text" value="1,22000"/>	Tg	<input type="text" value="0,02000"/>	Qmin	<input type="text" value="-1,30000"/>
rrpwr	<input type="text" value="10,00000"/>	VLim	<input type="text" value="1,20000"/>	Tftr	<input type="text" value="0,02000"/>	Khv	<input type="text" value="0,70000"/>
brkpt	<input type="text" value="0,90000"/>	LVPnt1	<input type="text" value="0,80000"/>	Iqrmax	<input type="text" value="0,00000"/>	Xe	<input type="text" value="0,00000"/>
zerox	<input type="text" value="0,50000"/>	LVPnt0	<input type="text" value="0,40000"/>	Iqrmin	<input type="text" value="0,00000"/>		

Exciters – REEC_B

PFlag	<input type="text" value="0"/>	dbd2	<input type="text" value="0,00000"/>	Vmax	<input type="text" value="1,10000"/>	dPmin	<input type="text" value="-99,00000"/>
VFlag	<input type="text" value="0"/>	kqv	<input type="text" value="5,00000"/>	Vmin	<input type="text" value="0,90000"/>	Pmax	<input type="text" value="1,00000"/>
QFlag	<input type="text" value="0"/>	Iqh1	<input type="text" value="1,10000"/>	Kqp	<input type="text" value="0,00000"/>	Pmin	<input type="text" value="0,00000"/>
Pqflag	<input type="text" value="0"/>	Iql1	<input type="text" value="-1,10000"/>	Kqi	<input type="text" value="0,10000"/>	Tpord	<input type="text" value="0,00000"/>
Vdip	<input type="text" value="0,85000"/>	Vref0	<input type="text" value="0,00000"/>	Kvp	<input type="text" value="18,00000"/>	Imax	<input type="text" value="1,30000"/>
Vup	<input type="text" value="1,15000"/>	Tp	<input type="text" value="0,00000"/>	Kvi	<input type="text" value="5,00000"/>	MVABase	<input type="text" value="0,00000"/>
Trv	<input type="text" value="0,02000"/>	Qmax	<input type="text" value="0,43600"/>	Tiq	<input type="text" value="0,02000"/>		
dbd1	<input type="text" value="0,00000"/>	Qmin	<input type="text" value="-0,43600"/>	dPmax	<input type="text" value="99,00000"/>		

Other Models – REPC_A

Refflag	<input type="text" value="1,00000"/>	Vfrz	<input type="text" value="0,70000"/>	Qmin	<input type="text" value="-1,00000"/>	Pmax	<input type="text" value="2,00000"/>
VcompFlag	<input type="text" value="1,00000"/>	Rc	<input type="text" value="0,00000"/>	Kpg	<input type="text" value="10,00000"/>	Pmin	<input type="text" value="0,00000"/>
Freqflag	<input type="text" value="1,00000"/>	Xc	<input type="text" value="0,00000"/>	Kig	<input type="text" value="10,00000"/>	Tlag	<input type="text" value="3,00000"/>
Tftr	<input type="text" value="0,05000"/>	Kc	<input type="text" value="1,00000"/>	Tp	<input type="text" value="0,00000"/>	Ddn	<input type="text" value="20,00000"/>
Kp	<input type="text" value="10,00000"/>	emax	<input type="text" value="1,00000"/>	fdbd1	<input type="text" value="0,00000"/>	Dup	<input type="text" value="20,00000"/>
Ki	<input type="text" value="10,00000"/>	emin	<input type="text" value="-1,00000"/>	fdbd2	<input type="text" value="0,00000"/>	MVABase	<input type="text" value="0,00000"/>
Tft	<input type="text" value="0,00000"/>	dbd	<input type="text" value="0,00000"/>	femax	<input type="text" value="1,00000"/>	PUflag	<input type="text" value="1,00000"/>
Tfv	<input type="text" value="3,00000"/>	Qmax	<input type="text" value="1,00000"/>	femin	<input type="text" value="-1,00000"/>		