

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Conversão de energia de geração fotovoltaica com inércia sintética

João Pedro Graça Ramos

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Rui Esteves Araújo

23 de Setembro de 2019

Resumo

As preocupações ambientais e políticas levaram ao investimento em energia renováveis em várias nações. A integração de energia renováveis ligadas por conversores eletrônicos à rede, como eólica e fotovoltaica, aumentou nos últimos anos. A massificação das interfaces eletrônicas destes geradores contribui para a redução da inércia do sistema elétrico de energia.

A inércia é de elevada importância para a estabilidade do sistema visto mitigar os desvios de frequência em casos de perturbação e evitar o dessincronismo de geradores. Como resposta a esta necessidade, surgiu a inércia sintética aplicada às interfaces eletrônicas com o objetivo de obter uma resposta inercial através do controle de potência. Para obter essa potência recorre-se a dispositivos de armazenamento de energia ou ao funcionamento fora do ponto de máxima potência (MPP).

As interfaces eletrônicas possuem condensadores no seu barramento DC com alguma energia armazenada. Esta circunstância motivou a ideia central deste trabalho que consiste em desenvolver um algoritmo que permita que as interfaces eletrônicas tenham um comportamento equivalente ao de inércia mecânica. Com esta dissertação propõem-se uma nova solução, usar a energia distribuída nesses condensadores de modo a obter uma resposta inercial e de controle primário. Para isso recorre-se à regulação da tensão do barramento DC. Deste modo, o controle de frequência obtêm-se com potência injetada pelo condensador.

Assim, para atingir o objetivo estabelecido, a dissertação apresenta no capítulo 2 uma revisão bibliográfica que permite ao leitor uma sistematização dos métodos principais de emulação de inércia. A solução inovadora desenvolvida é apresentada de forma detalhada no capítulo 3 bem como o modelo matemático completo para a sua validação. A verificação de desempenho e discussão de resultados são apresentados no capítulo 4. Fica patente dos resultados apresentados que é possível, sem adicionar dispositivos de armazenamento e mantendo o funcionamento no MPP, obter uma solução mais barata e eficiente.

Abstract

Environmental and political concerns have led to investment in renewable energy in various nations. The integration of renewable energy with grid-connected electronic converters, such as wind and photovoltaic, has increased in recent years. The massification of the electronic interfaces of these generators contributes to the reduction of the electric power system inertia.

Inertia is of great importance for system stability as it mitigates frequency deviations in cases of disturbance and avoids generator desynchronization. In response to this need, synthetic inertia applied to electronic interfaces has emerged in order to obtain an inertial response through power control. This power is achieved by using energy storage devices or operating outside the maximum power point (MPP).

Electronic interfaces have capacitors on their DC bus with some stored energy. This circumstance motivated the central idea of this thesis which is to develop an algorithm that allows the electronic interfaces to have an equivalent mechanical inertia behavior. This dissertation proposes a new solution, using the energy distributed in these capacitors in order to obtain an inertial and primary control response. This is done by adjusting the DC bus voltage. In this way, frequency control is achieved with power injected by the capacitor.

Thus, to achieve the established objective, the dissertation presents in the chapter 2 a bibliographic review that allows the reader to systematize the main methods of inertia emulation. The innovative solution developed is presented in chapter 3 as well as the complete mathematical model for its validation. The performance check and discussion of results are presented in detail in chapter 4. It is clear from the results presented that it is possible, without adding storage devices and keeping MPP running, to obtain a cheaper and more efficient solution.

Agradecimentos

Agradeço ao Prof. Doutor Rui Esteves Araújo que demonstrou interesse desde cedo nas minhas capacidades e mostrou-se disponível para ser meu orientador nesta tese não faltando com a sua disponibilidade e ajuda sempre que necessário.

Também à FEUP por ter sido uma faculdade de excelência durante os 5 anos de percurso académico. Agradeço a todos os professores nesta presentes pois são os melhores nas diversas áreas de eletrotecnia ao qual agradeço a todos por terem me tornado um engenheiro. Em especial, um agradecimento à Prof. Doutora Maria Helena Vasconcelos por ter me introduzido ao conceito de estabilidade de frequência e mostrar-se sempre disponível para ajudar quer nas unidades curriculares quer nesta dissertação.

Agradeço aos meu país por me terem suportado e apoiado durante estes anos assim como a toda a minha família.

À minha namorada que tem sido um apoio nos bons e maus momentos destes anos e por ter sido a ouvinte de todos os meus desabafos.

A todos os meus amigos por fazerem parte deste percurso, porque para além da ajuda académica deram momentos de diversão tão necessários nesta etapa. Serão para sempre recordados.

O meu obrigado a todos, espero que seja um orgulho para todos vocês!

João Pedro Graça Ramos

“Chop your own wood and it will warm you twice”

Henry Ford

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contexto / Motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura da Dissertação	2
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Introdução de energia renovável na rede	5
2.2	Evolução da Energia Fotovoltaica	6
2.3	Noções Básicas da Energia Fotovoltaica	8
2.3.1	Princípio de Funcionamento	8
2.3.2	Caracterização de um painel fotovoltaico	9
2.3.3	Seguidor de Potência Máxima (MPPT) e Inversor	10
2.4	Revisão do Conceito de Inércia em Sistemas Elétricos	12
2.4.1	Soluções de Inércia	13
2.5	Controlo Primário e Secundário de frequência	14
2.5.1	Controlo Primário	14
2.5.2	Controlo Secundário	16
2.6	Controlo da frequência em sistemas com elevada penetração de eólica	16
2.6.1	Inércia e controlo primário em eólicas	18
2.7	Controlo da frequência em sistemas com elevada penetração de fotovoltaica	20
2.8	<i>Synchronverters e Virtual Synchronous Generator</i>	21
2.9	Conclusões	22
3	Implementação do Modelo Completo com Emulação de Inércia	23
3.1	Introdução	23
3.2	Painéis Fotovoltaicos	25
3.3	Conversor DC/DC e MPPT	26
3.4	Condensador <i>DC Link</i> e Conversor DC/AC	27
3.5	Filtro LCL	28
3.6	Controlo de V_{DCref}	29
3.6.1	Cálculo de ΔP	29
3.6.2	Calculo de V_{DCref} em função de ΔP	30
3.7	Rede	32
3.7.1	Carga	32
3.7.2	Transformador	33
3.7.3	Fonte de Tensão	33
3.7.4	Gerador Síncrono	34
3.8	Modelo Final	35

3.9	Conclusão	36
4	Resultados e Análise	37
4.1	Inicialização	37
4.1.1	MPPT e <i>Boost Converter</i>	37
4.1.2	Barramento DC e Inversor	38
4.1.3	Gerador Síncrono	39
4.1.4	Ligação do painel fotovoltaico com a Rede	40
4.2	Perturbação sem controlo de frequência	41
4.3	Perturbação com controlo de frequência	43
4.3.1	Controlo Inercial	44
4.3.2	Controlo <i>Droop</i>	46
4.3.3	Controlo Inercial e <i>Droop</i>	48
4.3.4	Exemplo de controlo de frequência com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$	50
4.4	Resumo	52
4.5	Conclusões	54
5	Conclusões e Trabalho Futuro	57
5.1	Satisfação dos Objetivos	57
5.2	Trabalho Futuro	57
5.3	Aplicações futuras	58
	Referências	61

Lista de Figuras

1.1	Esquema <i>Dual Stage</i> de produção fotovoltaica	2
2.1	Consumo energético por setor em 2016 na UE	6
2.2	Evolução do consumo de eletricidade e da população em percentagem com referência em 1950	6
2.3	Evolução do preço dos painéis PV (\$/W) nos últimos anos	7
2.4	Potência instalada acumulada	7
2.5	Curva I-V e P-V característica de determinado painel fotovoltaico em condições <i>standard</i>	9
2.6	Variação da curva I-V com a temperatura e a radiância	10
2.7	Esquema <i>Dual Stage</i> de produção fotovoltaica com os controlos representados em baixo	11
2.8	Influência do estatismo no caso de variação da frequência	15
2.9	Típica resposta de frequência de uma rede no caso de um grande gerador ser desconectado ou uma grande carga ser conectada	15
2.10	As diferentes tipologias de turbinas eólicas: velocidade constante (cima), DFIG (meio), FSC (baixo)	17
2.11	Potência gerada pelo geradores eólicos com diferentes velocidades do vento (V_{w0} e de rotação do gerador(ω_r)	18
2.12	Controlo da inércia sintética para turbinas de velocidade variável	19
2.13	Valores de inércia para diferentes níveis de penetração de renováveis	20
2.14	Resposta de frequência do sistema WECC com perda de gerador de 2,6GW	20
2.15	Exemplo da estrutura detalhada um VSG (esquerda) e do seu controlo de corrente (direita)	21
2.16	Potência ativa gerada pelo parque fotovoltaico (esquerda) e frequência da rede(direita) após a perda de um gerador no sistema	22
3.1	Modelo inicial com inversor <i>One Stage</i> do <i>Simulink</i>	23
3.2	Esquema do modelo pretendido com inversor <i>Dual-Stage</i> com controlos por baixo	24
3.3	Esquema do controlo de P_{ref}	24
3.4	Bloco <i>PV Array</i> implementado no <i>Simulink</i> (esquerda) e foto do painel <i>Trina Solar TSM-250PA05.08</i> (direita)	25
3.5	Características do painel usado para a simulação (esquerda) e curvas I-V e P-V com a temperatura de 25°C e diferentes radiâncias (direita).	25
3.6	Boost Converter e MPPT implementado em <i>Simulink</i>	26
3.7	Fluxograma do seguidor de potência máxima funcionando no modo de <i>Perturb & Observe</i>	26
3.8	Esquema de conexão do inversor com o controlo do inversor	27

3.9	Interior do Bloco de Controlo do Inversor	28
3.10	Filtro LCL em <i>Simulink</i>	28
3.11	Filtro LCL com resistência de amortecimento comum	29
3.12	Interior do Bloco de Cálculo de ΔP implementado em <i>Simulink</i>	30
3.13	Interior do Bloco de Cálculo de ΔV	31
3.14	Aplicação de V_{DCref} no bloco de controlo de inversor	32
3.15	Carga RL Paralela em <i>Simulink</i>	32
3.16	Transformador monofásico 15kV/240V em <i>Simulink</i>	33
3.17	Interior do Bloco da fonte de tensão controlável	33
3.18	Subsistema do gerador síncrono simples e perturbação	34
3.19	Regulador de velocidade do gerador síncrono	35
3.20	Esquema do controlo de P_{ref}	35
4.1	Evolução do <i>Duty Cycle</i> , tensão no painel fotovoltaico V_{pv} e tensão no barramento DC, V_{dc}	38
4.2	Evolução do <i>Duty Cycle</i> e da potência injetada pelo painel P_{pv}	38
4.3	Evolução da tensão do barramento DC, V_{DC} , e da tensão na rede, V_{Grid} , durante a inicialização (esquerda) e uma imagem aumentada de duração de 0,05s (direita)	39
4.4	Varição da potência mecânica do gerador síncrono, P_{mec} , com a frequência do próprio gerador, F_{ger}	40
4.5	Varição da potência injetada, P_{inj} , com a frequência da rede, F_{grid} , e comparação destas medidas com a potência do painel, P_{pv} , e a frequência do gerador, F_{ger}	41
4.6	Evolução da frequência da rede F_{grid} e da potência mecânica do gerador P_{mec} com uma perturbação	42
4.7	Evolução da frequência da rede F_{grid} e da potência mecânica do gerador P_{mec} com uma perturbação sem controlo secundário no regulador de velocidade	42
4.8	Evolução da frequência da rede F_{grid} com diferentes constantes de inércia, H e sem controlo <i>Droop</i>	44
4.9	Evolução da tensão no barramento DC, V_{DC} , com diferentes constantes de inércia, H e sem controlo <i>Droop</i>	44
4.10	Evolução da tensão no barramento DC, V_{DC} e da frequência da rede F_{grid} com $H = 50$ e $K_{droop} = 0$	45
4.11	Evolução da potência injetada para a rede P_{inj} e da frequência da rede F_{grid} com $H = 50$ sem controlo <i>Droop</i>	46
4.12	Evolução da frequência da rede F_{grid} com diferentes ganhos <i>Droop</i> e sem controlo inercial	47
4.13	Evolução da tensão do barramento DC, V_{DC} , com diferentes ganhos <i>Droop</i> e sem controlo inercial	47
4.14	Evolução da potência injetada pelo lado DC na rede, P_{inj} , e da frequência da rede, F_{grid} , com $H = 0$ e $K_{droop} = 2000$	48
4.15	Evolução da frequência da rede F_{grid} com diferentes ganhos <i>Droop</i> e constantes de inércia, H	49
4.16	Evolução da tensão do barramento DC, V_{DC} , com diferentes ganhos <i>Droop</i> e diferentes constantes de inércia H	49
4.17	Evolução dos sinais P_{in} e P_{droop} e da frequência da rede F_{grid} com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$	50
4.18	Evolução do sinal ΔP e das potências P_c e P_{pv} e da frequência da rede, F_{grid} , com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$	51

4.19	Evolução da tensão do painel, V_{pv} , da tensão do barramento DC, V_{DC} , e do <i>Duty Cycle</i> do MPPT com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$	51
4.20	V_{DCmin} com diferentes H e K_{droop}	52
4.21	V_{DCmax} com diferentes H e K_{droop}	53
4.22	$Fmin$ com diferentes H e K_{droop}	54

Lista de Tabelas

4.1	Mínimo e máximo de tensão no barramento DC, V_{DCmin} e V_{DCmax} , de todas as simulações com diferentes H e K_{droop}	52
4.2	Mínimo de frequência, $Fmin$, de todas as simulações com diferentes H e K_{droop} .	53

Abreviaturas e Símbolos

AC	<i>Alternate Current</i>
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
ALS	<i>Automatic Load Shedding</i>
BT	Baixa Tensão
DC	<i>Direct Current</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ESS	<i>Energy Storage Systems</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média Tensão
PERC	<i>Passivated Emitted Rear Contact</i>
PI	Proporcional Integrativo
PLL	Phase Locked Loop
PV	<i>Photovoltaic</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UE	União Europeia
UFLS	<i>Under Frequency Load Shedding</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto / Motivação

Desde o último século que a dependência energética da sociedade tem vindo a aumentar. Isto trouxe não só um desafio no aumento da produção de energia elétrica e na expansão da rede elétrica como também manter a continuidade de alimentação das cargas, sem prejudicar a qualidade da onda, o nível de tensão e a manutenção da frequência.

Inicialmente, o aumento da produção foi feito por centrais convencionais como centrais a carvão e centrais hídricas. As centrais hídricas apesar de serem renováveis representam um maior investimento e um tempo de construção consideravelmente lento que não acompanhava o rápido crescimento do consumo fazendo com que maior parte da produção fosse à base de combustíveis fósseis. Com as crescentes preocupações ambientais e a diminuição de preço de novas energias renováveis, como eólica e fotovoltaica, fomenta um aumento das instalações de parques eólicos e fotovoltaicos.

Esta nova produção tem por base conversores eletrónicos para ligação à rede o que as centrais convencionais não precisam pois usam geradores síncronos. Esta componente eletrónica cria uma desvantagem para esta produção pois piora a estabilidade da frequência em caso de perturbação ou defeito devido à sua falta de inércia, o que pode levar à instabilidade do sistema elétrico e até ao deslastre de cargas.

Nesta condição, a intermitência das fontes primárias e os problemas de estabilidade da frequência tornam o objetivo de 100% renovável difícil de alcançar. Nesta dissertação vai-se dar um contributo para melhorar a estabilidade da frequência aplicando controlo de frequência, inercial e primário, em produção fotovoltaica de modo a ajudar a estabilidade e garantir a continuidade de serviço. Como formas complexas deste controlo já foram desenvolvidas para grande produção esta dissertação vai-se focar numa solução mais simples e barata para ser aplicada em pequena produção.

1.2 Objetivos

Para realizar o trabalho conducente à preparação desta dissertação foram delineados objetivos para garantir um conjunto de tarefas de trabalho.

Inicialmente é necessário estudar o funcionamento das energias renováveis com conversão eletrónica, em especial a fotovoltaica. Posteriormente adquirir conhecimento acerca do estado da arte do uso de controlo de frequência, principalmente da inércia sintética, na conversão eletrónica.

Para realizar a futura construção de modelos será necessário aprender a utilizar a ferramenta de simulação do *MatLab, Simulink*. Posteriormente, foi necessário neste programa:

- Construir um modelo inicial em que inclua cargas, uma fonte de tensão e produção fotovoltaica sem controlo de frequência.
- Construir um modelo final que inclua um conversor *Dual-Stage* na geração fotovoltaica, como na figura 1.1, e um gerador síncrono, ambos com controlo de frequência. No caso da geração fotovoltaica, vai ser usada, para efetuar a emulação de inércia, a energia armazenada no condensador *DC Link*.

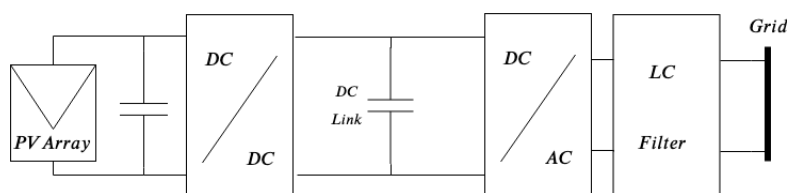


Figura 1.1: Esquema *Dual Stage* de produção fotovoltaica

As simulações dos modelos construídos vão fazer com que seja possível:

- Verificar e analisar o funcionamento normal inerente à produção fotovoltaica.
- Identificar e analisar o problema num modelo com baixo nível de estabilidade de frequência em caso de perturbação.
- Analisar os dados obtidos na simulação e verificar as melhorias na estabilidade acrescentando o controlo de frequência da produção fotovoltaica.

Com o trabalho de preparação desta dissertação foi submetido um resumo à conferência *XXI Power Systems Computation Conference (PSCC 2020)* o qual foi aceite e na presente data está a ser preparada a versão final do artigo

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação é dividida em 5 capítulos.

O capítulo 1 é a contextualização do problema a ser estudado assim como os objetivos a serem cumpridos.

O capítulo 2 é o estado da arte onde além de analisar os trabalhos feitos acerca do tema da dissertação também são apresentados alguns conceitos e bases necessários para entender o trabalho feito nesta tese.

No capítulo 3 é apresentada a construção do modelo do *Simulink* onde se irá realizar as simulações, explicando as funções de cada um dos seus blocos.

No capítulo 4 são apresentados e analisados os resultados de diferentes simulações feitas no modelo criado.

No capítulo 5 demonstram-se a satisfação dos objetivos da tese assim como propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo começa por analisar a evolução das energias renováveis, em especial a fotovoltaica. Posteriormente, faz uma introdução da energia fotovoltaica de maneira a dar a conhecer a história e princípio de funcionamento desta. Os conceitos de inércia, controlo primário e secundário são explicados no seu seguimento. Por fim são explicadas as soluções existentes de controlo de frequência em energias renováveis como eólica e fotovoltaica.

2.1 Introdução de energia renovável na rede

A utilização de energias renováveis nunca foi um tema tão discutido como na atualidade. Na realidade, a eletricidade tem cada vez mais importância nas nossas vidas assim como as preocupações ambientais, pelo que de maneira a dar resposta a esta procura foi necessário procurar alternativas à exploração energética convencional.

Com o crescimento populacional exponencial do século XX houve um crescimento superior do consumo de eletricidade mundial devido ao aumento visível da dependência energética da população, figura 2.2. Inicialmente, com o aumento do consumo, a expansão recaía na fonte de produção mais barata e mais desenvolvida, os combustíveis fósseis. Com a crise petrolífera dos anos 70 revelou que esta solução nem sempre era viável economicamente com os aumentos constantes no combustível. Acresce que estrategicamente davam poder aos países produtores de combustível de quais muitos países dependiam e indiretamente afetavam a sua economia.

Nas últimas décadas, os problemas ecológicos começaram a ganhar importância com objetivo de termos um futuro sustentável, ou seja, que as próximas gerações possam usufruir de um mundo tal como nós usufruímos. Para haver um compromisso de fazer mudanças iriam ser realizadas, vários acordos pela ONU como o Protocolo de Quioto (1997) e, no seguimento deste, o Acordo de Paris (2015). Estes acordos visavam a diminuição dos gases de efeito de estufa de maneira a retardar o aquecimento global e só são possíveis de cumprir com o aparecimento das energias renováveis e uma utilização mais eficiente da energia [1].

O consumo energético dos transportes que usam combustíveis fósseis ainda representam uma parte significativa do consumo energético mundial (ver figura 2.1). Prevê-se que na próxima década vai haver um aumento acima do habitual devido à substituição destes transportes por mobilidade elétrica consequência do automóvel elétrico a preços acessíveis no mercado. Todo este esforço para utilizar eletricidade apenas é recompensado se esta energia tiver um baixo impacto para o ambiente e principalmente se for economicamente viável sendo importante uma expansão planeada da produção e da rede.

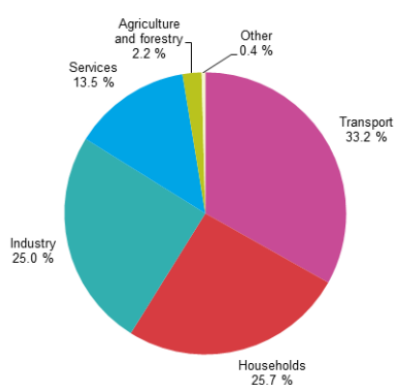


Figura 2.1: Consumo energético por setor em 2016 na UE [2]

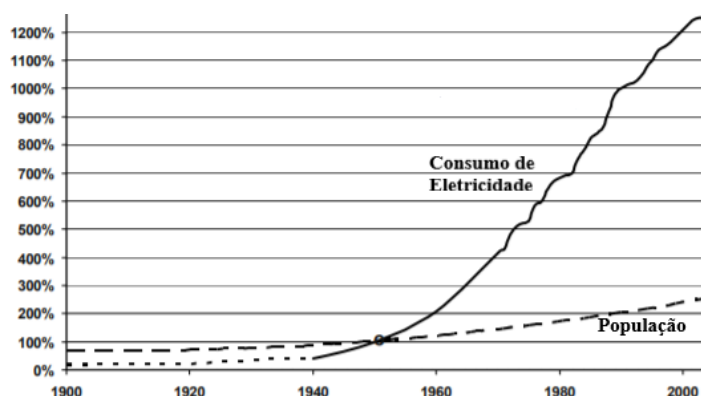


Figura 2.2: Evolução do consumo de eletricidade e da população em percentagem com referência em 1950 [3]

2.2 Evolução da Energia Fotovoltaica

Inicialmente as centrais hídricas eram a única fonte de energia renovável utilizada, mas com os avanços nas outras fontes o panorama modificou-se. Na verdade é ainda muito utilizada, mas tem algumas desvantagens, tais como o custo elevado de uma barragem ou o tempo de planeamento e de construção. A evolução tecnológica das técnicas de conversão de energia permitiu que outros recursos fossem viáveis como é o caso das turbinas eólicas e dos painéis fotovoltaicos. Na última década os painéis fotovoltaicos começaram a ganhar força devido à diminuição de preço, figura 2.3. Acresce a ausência de partes móveis ou rotativas que é uma vantagem a nível de manutenção e fiabilidade assim como a previsibilidade de produção e produção nas horas de maior necessidade destacando esta fonte das referidas anteriormente.

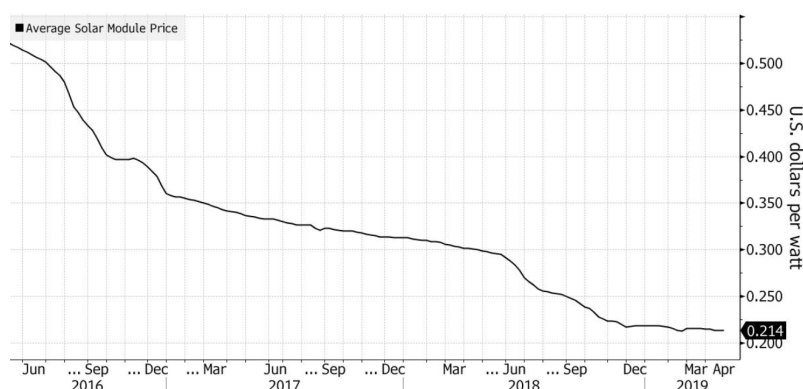


Figura 2.3: Diminuição do preço dos painéis PV nos últimos anos [4]

O painel fotovoltaico tem um conjunto vasto de aplicações que vai desde relógios ou calculadoras até grandes centrais fotovoltaicas ou indústria espacial. Esta versatilidade e facilidade de utilização e de instalação faz com que esta tecnologia seja das energias renováveis com maior crescimento dos últimos anos.

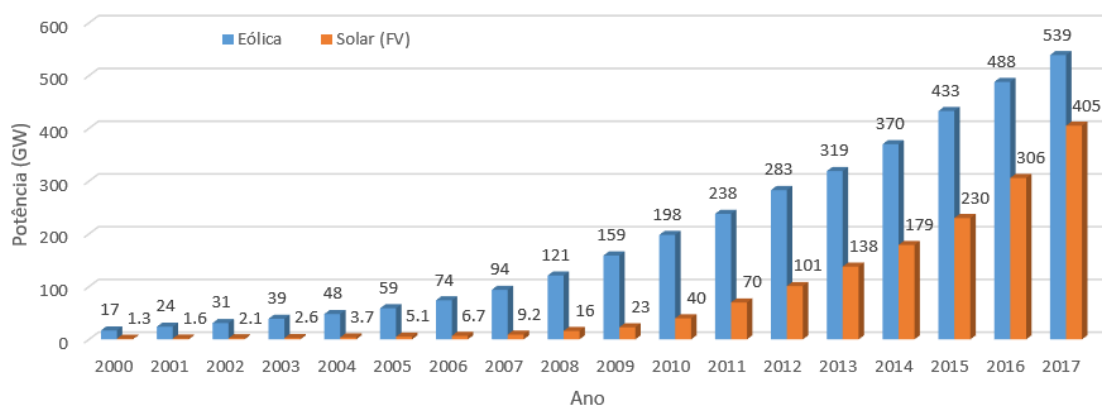


Figura 2.4: Potência instalada acumulada [5][6]

Em 2017, foi instalada tanta potência em um ano (99,1GW) como o total de potência instalada até 2012 (100,1GW). Em apenas 10 anos a energia fotovoltaica instalada passou de 9,2GW em 2007 para 404,5GW em 2017 representando um crescimento de 4200%. Cerca de 53% dos 99,1GW instalados em 2017 foram instalados na China sendo o país com maior crescimento e tendo cerca de 32% da potência instalada no Mundo. Com este crescimento prevê-se que em 2020 a potência em fotovoltaico já ultrapassará a eólica e em 2022 já haverá mais de 1 Terawatt em painéis fotovoltaicos instalados [6].

2.3 Noções Básicas da Energia Fotovoltaica

2.3.1 Princípio de Funcionamento

O efeito fotovoltaico é experimentado por alguns metais que tem capacidade de produzir corrente elétrica quando expostos à luz e foi descoberto por um físico francês, Alexandre Becquerel, em 1839. Com os anos foi descoberto que alguns dos metais que usufruíam dessa característica seriam o selênio e o cádmio. Em 1921, Albert Einstein ganhou um Prêmio Nobel com os seus trabalhos de explicação do efeito fotovoltaico, validando assim a descoberta de Becquerel. Na década de 1950 começa a ser utilizado silício em células fotovoltaicas pelo *AT&T Labs* com rendimentos de 6% sendo até hoje o material mais utilizado na produção de painéis fotovoltaicos.

Um átomo de silício tem 14 elétrons sendo que na sua camada mais exterior, chamada banda de valência, existem 4 elétrons. Um cristal de silício é constituído por átomos alinhados em teia cada um com quatro ligações covalentes com os átomos vizinhos. Em cada ligação covalente um átomo partilha um elétron de valência com o átomo vizinho. Com a partilha de 4 elétrons a banda de valência, que pode conter até 8 elétrons fica cheia ficando o átomo num estado mais estável.

Quando um fóton atinge um elétron da banda de valência este move-se para a banda de condução deixando uma lacuna e ficando com uma carga positiva. Caso usassem cristais de silício puros não produziria energia elétrica pois os elétrons na banda de condução acabariam por se recombinar com lacunas. Para haver corrente elétrica é necessário criar um campo elétrico, ou seja, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula que é conseguido através de dopagem do silício.

A dopagem do silício trata-se de introduzir elementos estranhos de maneira a mudar as suas propriedades elétricas. O boro é um dopante usado na região chamada do tipo p. O boro cria 4 ligações covalentes com o silício mas como só tem 3 elétrons de valência existe uma ligação com apenas um elétron tendo as outras ligações dois. Esse elétron em falta cria uma lacuna comportando-se como carga positiva. O fósforo é usado na região n e tem 5 elétrons de valência. Este cria 4 ligações covalentes com o silício e deixa um elétron livre que viaja através do material ficando esta região com uma carga negativa.

A região entre os dois materiais é chamada de junção p-n onde se cria um campo elétrico que separa as duas cargas. Os elétrons excitados por fótons que os movem para a banda de condução são acelerados para um terminal negativo e as lacunas são enviadas para o terminal positivo. Ao ligar os dois terminais fecha-se um circuito através de uma carga onde circulará uma corrente elétrica unidirecional (DC) [7].

Este é o princípio básicos de funcionamento das células fotovoltaicas mas com os tempos foram criadas modificações de maneira a melhorar o rendimento destas células. Em Maio de 2018 foram anunciados rendimentos de 23,95% pela *JinkoSolar* sendo neste momento o recordista de rendimento fotovoltaico. Estes rendimentos são obtidos utilizando a tecnologia PERC¹ de células de silício mono cristalino que não aumentam muito o preço e aumentam até 1% o rendimento do painel [6]. Estes valores são obtidos em laboratório em que são controlados as condições ambiente

¹Passivated Emitted Rear Contact

e sem degradação temporal dos mesmos, condições que têm influências negativas no rendimento dos painéis [8].

2.3.2 Caracterização de um painel fotovoltaico

O fabricante do painel elabora dois gráficos principais que caracterizam o comportamento do painel: curva I-V (corrente - tensão) e curva P-V (potência - tensão).

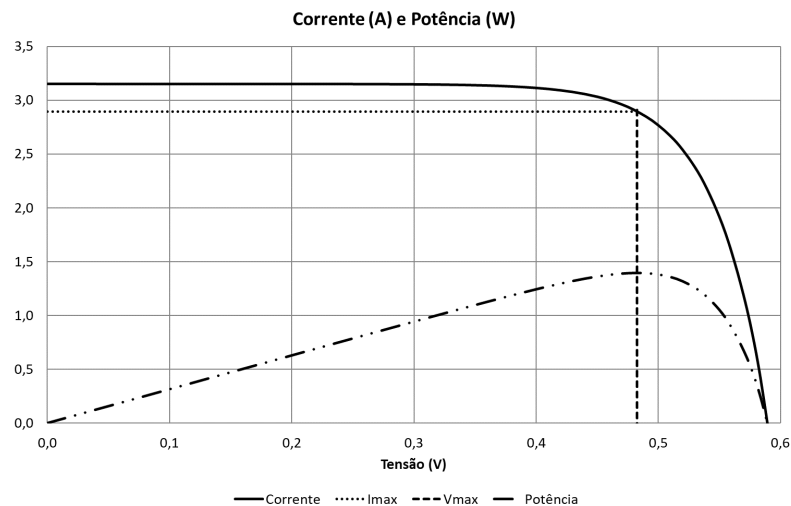


Figura 2.5: Curva I-V e P-V característica de determinado painel fotovoltaico em condições *standard* (25°C e $1000\text{W}/\text{m}^2$) [7]

Para analisar o gráfico da figura 2.5 é preciso começar por identificar pontos importantes como: corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, ponto de máxima potência. A corrente curto circuito é a interseção com o eixo das ordenadas visto que esse ponto ocorre a tensão zero. A tensão em circuito aberto é a tensão em que a curva interseca o eixo das abcissas ou seja a corrente é zero. O ponto de máxima potência é o ponto em que a multiplicação da corrente com a tensão é máxima e está localizada no joelho da curva I-V. Vai ser mostrado mais tarde que também pode ser importante ter o valor de corrente e de tensão do ponto de máxima potência.

Habitualmente, estas curvas são obtidas com uma temperatura de $25^{\circ}\text{C}/298\text{K}$ e $1000\text{W}/\text{m}^2$ de radiação. A título ilustrativo a figura 2.6 mostra a variação da temperatura e radiação no funcionamento do painel. De salientar que estas vão influenciar as grandezas elétricas da célula.

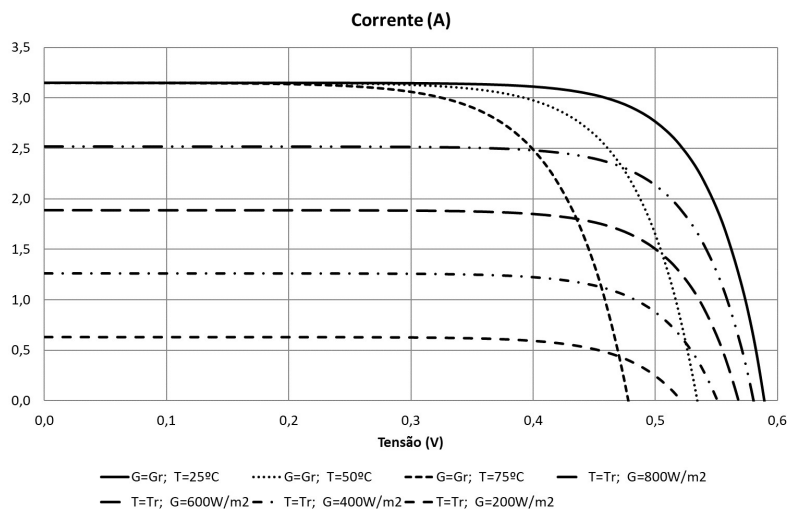


Figura 2.6: Variação da curva I-V com a temperatura e a radiação [7]

Assim, pode-se concluir que:

- A potência de saída aumenta com o aumento da radiação e com a diminuição da temperatura;
- A corrente de curto circuito aumenta de forma praticamente linear com a radiação e é pouco sensível a temperatura;
- A tensão de curto circuito diminui logaritmicamente com o diminuição da radiação e diminui proporcionalmente com a temperatura.

Em termos práticos para obter o ponto de máxima potência seria necessário que estivesse a trabalhar a uma corrente e tensão pertencentes a esse ponto. Se tiver uma tensão e uma corrente de máxima potência definidos quer dizer que a carga necessitaria de ser uma resistência de valor igual à divisão da tensão e da corrente para que se pudesse extrair o máximo de potência do painel. A situação ainda poderia complicar-se ao pensar que o ponto de máxima potência altera-se com a temperatura e radiação. Como se pode imaginar seria impensável para aplicações ligadas a rede variar a carga dessa maneira e usar tensões diferentes das tensões da rede, assim como, usar potência contínua quando toda a rede e aparelhos utilizados nesta utilizam potência alternada. Para resolver estes problemas de maneira a extrair o máximo desta tecnologia e ser possível liga-la à rede foi necessário usar conversores eletrônicos de potência.

2.3.3 Seguidor de Potência Máxima (MPPT) e Inversor

Em aplicações ligadas à rede é vantajoso que o painel fotovoltaico injete o máximo de potência que a cada instante pode produzir. Para otimizar as condições de geração e cumprir os requisitos

de ligação à rede é utilizado, entre o módulo e a rede, uma cadeia de conversão DC/DC/AC, em que no conversor DC/DC é implementado um algoritmo de MPPT².

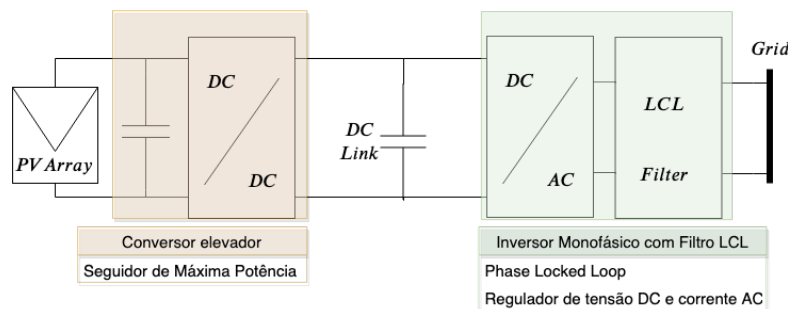


Figura 2.7: Esquema *Dual Stage* de produção fotovoltaica com os controlos representados em baixo

Como a potência máxima varia com as condições ambientais é necessário incluir um sistema de conversão capaz de ajustar-se à tensão de máxima potência designado por seguidor de potência máxima (MPPT). Esta tensão é calculada através de simulação do comportamento do painel fotovoltaico e constitui uma entrada do comando de um conversor DC/DC, que se ajusta ao nível de tensão otimizado do painel para a tensão de entrada do inversor. Ao controlar a tensão otimizada de saída do módulo automaticamente se impõe o valor de corrente da curva I-V do módulo e se obtém o ponto de máxima potência.

Para se fazer a ligação à rede é necessária a utilização de um inversor de tensão (DC/AC) para converter a energia DC em AC. Este inversor tem um bloco de controlo PLL responsável pela sincronização de fase do inversor com a rede e um regulador de tensão DC que define as referências para o controlador de corrente AC. O condensador *DC Link* constitui-se como um filtro de tensão para suavizar a evolução temporal dessa grandeza no barramento DC. O filtro LCL tem funções de filtragem de harmónicos na interface da rede. Os equipamentos existentes no mercado incorporam todos os componentes da figura 2.7 e outras unidades de processamento, nomeadamente equipamento de monitorização e equipamentos de proteção.

Na figura 2.7 está representado um esquema *Dual Stage*, pois possui dois conversores, um DC/DC (*Boost Converter*) e outro DC/AC. Existem soluções com apenas um inversor, ou seja, um conversor DC/AC, designadas de *One Stage*. Apesar de ser possível com apenas o inversor fazer também o controlo de MPP sem necessidade do conversor DC/DC, a presença deste tem a vantagem de possuir um nível de tensão extra onde se encontra o *DC Link* que é essencial para a introdução futura do controlo de frequência.

Muitos destes elementos têm perdas. Nos últimos anos a diminuição dos preços de soluções de eletrónica de potência e a diminuição das suas perdas fazem com que esta seja cada vez mais utilizada. O rendimento dos equipamentos inversores em painéis fotovoltaicos chegam a atingir 98% em condições ótimas.

²Maximum Power Point Tracker

2.4 Revisão do Conceito de Inércia em Sistemas Elétricos

Grande parte da produção de um sistema elétrico continua a ser fornecido por geradores síncronos com a rede, ou seja, o gerador tem a mesma velocidade de rotação que é síncrona com a rede a todo o instante. Como nesses geradores existem massas girantes cuja rotação faz com que contenham energia cinética armazenada devido ao movimento que elas têm. A constante de inércia (H) é usada para definir a energia cinética total armazenada numa massa rotativa sendo definida por:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{sm}^2}{S_b} = \frac{E_{c0}}{S_b} \quad (2.1)$$

Em que J é o momento total de inércia ($kg.m^2$), ω_{sm} é a velocidade mecânica nominal da máquina (rad/s), S_b é a potência aparente de base selecionada (MVA) e E_{c0} é a energia cinética nominal da máquina (MJ). Apesar o valor de inércia da máquina poder variar com a velocidade da máquina que é diretamente proporcional à frequência da rede. Como a frequência da rede nunca varia muito devido aos limites impostos pelos seus operadores considera-se H como sendo constante e de unidade MJ/MVA ou segundo (s).

Quanto mais inércia uma máquina síncrona tiver, mais energia cinética tem para alimentar o sistema em caso de desequilíbrio. O desequilíbrio entre potências pode ser causado por mudança de estado de geradores ou cargas de grande dimensão mas normalmente os estudos são feitos para os piores casos de maior desequilíbrio causados por defeitos como curto circuitos. A utilização da energia cinética faz com que o desvio de frequência diminua. Resumidamente, a aceleração das máquinas tem uma relação inversa com a inércia que estas apresentam e uma relação proporcional com o desequilíbrio entre a potência produzida e consumida. Estas conclusões podem ser vistas pela equação 2.2.

$$\frac{2H}{f_n} \frac{\partial f(t)}{\partial t} . S_n = P_{mec}(t) - P_e(t) = P_a(t) \quad (2.2)$$

Em que f_n é a frequência nominal da rede (Hz), $\frac{\partial f(t)}{\partial t}$ é a taxa de variação da frequência (ROCOF³)(Hz/s) e P_{mec} , P_e e P_a é a potência gerada, consumida e aceleradora (MVA), respectivamente.

Na verdade P_{mec} é a potência mecânica na máquina primária da central, como por exemplo na turbina, e a P_e é a potência electromagnética que impõe um binário resistente no veio do gerador. Apesar disso é mais fácil pensar nestas duas potências como potência gerada e consumida para a entender os conceitos explicados a seguir.

Esta é uma versão simplificada da equação de oscilação que despreza o amortecimento durante o desequilíbrio. Esta equação revela a importância da inércia pois sem esta uma pequena diferença

³Rate of Change of Frequency

entre a produção e o consumo causaria uma variação brusca da frequência do sistema e nas partes rotativas das máquinas síncronas. Caso nenhuma ação fosse tomada para voltar ao equilíbrio das potências a frequência continuaria a variar até levar o gerador à perda de sincronismo. Para que isto não aconteça tomam-se ações de maneira a manter o equilíbrio através de controlo da produção ou tentativa de eliminação de defeitos da forma mais rápida possível. Para que a variação de frequência, entre o início do desequilíbrio e o fim, seja mínima é importante ter uma inércia alta. Existem limites de desvio de frequência e de ROCOF impostos pelos operadores de redes. Caso os limites sejam ultrapassados recorre-se ao deslastre de cargas (ALS⁴) ou mesmo ocorrer um *blackout* em casos extremos. Daí estipularem-se valores de inércia mínimos para um determinado SEE de maneira a manter a estabilidade deste ([9]).

A inércia só se encontra presente em geradores ou motores síncronos ligados à rede e esta trata-se de uma ação instantânea visto a velocidade de rotação estar acoplada à frequência da rede. Como visto anteriormente a potência AC de energias fotovoltaicas e também de algumas outras energias renováveis é feita através de conversores de potência. Estes conversores sendo de natureza electrónica não possuem inércia pois limitam-se a processar a energia com uma determinada frequência e sincronizá-la à frequência da rede.

2.4.1 Soluções de Inércia

Quando maior parte da produção era feita por geradores síncronos não havia necessidade de criar limites mínimos de inércia pelos operadores de rede. À medida que se vão inserindo cada vez mais fontes de energia renovável sem inércia começa a ser necessário encontrar medidas ou soluções que permitam que estas fontes sejam usadas sem comprometer a estabilidade do sistema.

Os sistemas eletroprodutores mais afetados por falta de inércia são os sistemas isolados como os insulares. Em redes pequenas e não interligadas a inércia é baixa e cada gerador tem uma potência elevada em comparação com todo o sistema. Desta maneira, em caso de defeito, o gerador vai ter uma potência aceleradora maior e com uma inércia baixa tendo que eliminar o defeito mais rápido para que não se perda a estabilidade do sistema.

Há varias soluções para sistemas com baixa inércia [10]:

- **Centrais convencionais a fornecer inércia**

Podem ser usados geradores convencionais em modo compensador síncrono de maneira a não ser produzida potência ativa. Estes modos de operação apresentam gastos como manutenção e consumo de energia e não é possível de fazer em todas as centrais convencionais devido a limites técnicos de funcionamento [11]. Por vezes também podem ser usados motores síncronos ligados à rede tendo o mesmo efeito de aumentar a inércia do sistema.

- **Inércia sintética**

A inércia sintética é uma resposta rápida de frequência fornecida pela conversão electrónica de potência. Para que seja possível criar esta inércia é necessário realizar modificações

⁴Automatic Load Shedding

de hardware e/ou software nos inversores e de ter uma fonte de energia disponível para fornecer essa inércia. Essa fonte pode vir de dispositivos de armazenamento de energia mas também pode vir da própria fonte de energia se esta não estiver no ponto de funcionamento ótimo. Claro é que ter fontes de energia que não funcionem no seu ponto ótimo ou alimentar dispositivos de armazenamento de energia representa uma perda de energia constante. Estas perdas apresentam despesa para o seu operador.

- **Resposta dinâmica da carga**

Esta solução consiste em dar uma resposta à variação da frequência através do controlo da energia consumida dos clientes através da mudança das definições ou mudança de estado dos equipamentos (on/off). Este controlo pode ser feito de forma local pela leitura da frequência feita pelo próprio equipamento ou de forma remota e centralizada desde que seja igualmente uma resposta rápida. Apesar de uma boa solução é de complicada implementação tendo um custo muito elevado sendo mais estudado para uso em Micro Redes.

Apesar destas soluções substituírem a inércia dos geradores convencionais estas não são instantâneas. Todas estas soluções têm um tempo de atuação que deve ser reduzido o máximo possível.

2.5 Controlo Primário e Secundário de frequência

Como visto pela equação 2.2 um desequilíbrio de potências provoca uma variação de frequência. Apesar da inércia atuar no ROCOF enquanto este desequilíbrio se mantiver a frequência continuará a variar aumentando o desvio de frequência. Para isso não aconteça é necessário que intervenha o controlo de frequência.

2.5.1 Controlo Primário

Quando o desvio de frequência ultrapassa determinado valor o controlo primário é ativado. Estes controlo adapta a potência gerada de maneira a repor o equilíbrio de potências. O contributo deste controlo em geradores é baseado no chamado estatismo (R_{WT}) que determina a variação de potência gerada em função do desvio de frequência:

$$\Delta P_G = P_1 - P_0 = -\frac{\Delta f}{R_{WT}} = -\frac{f_{meas} - f_{norm}}{R_{WT}} emp.u. \quad (2.3)$$

Para perceber a atuação da equação 2.3 pode-se observar a figura 2.8 e pode-se concluir que a variação de potência gerada é inversamente proporcional à variação da frequência e a contribuição desse gerador vai ser tanto maior quanto menor for o estatismo.

Existem dois parâmetros importantes para o controlo primário:

- **Reserva Primária:** A reserva de controlo primária é o máximo de variação de potência fornecida por um gerador.

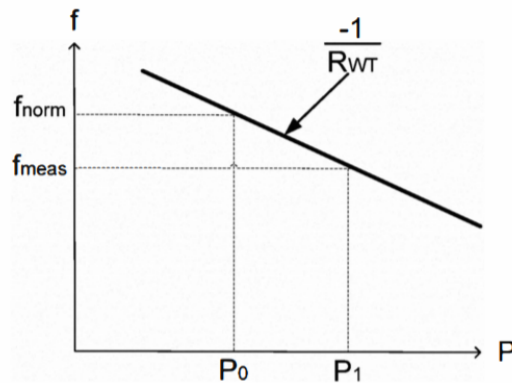


Figura 2.8: Influência do estatismo no caso de variação da frequência [12]

- **Tempo de ativação:** O tempo que demora a aumentar ou diminuir a potência para o novo valor. Está definido pelo ENTSO-E que a reserva primária deve ser ativada em menos de 15s e obter a sua potência final em 30s

Na figura 2.9 pode-se observar a evolução da frequência com a atuação do controlo primário após um distúrbio na rede.

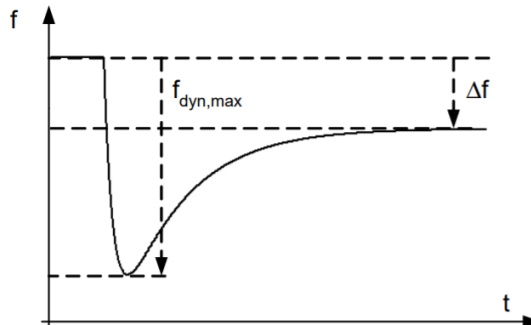


Figura 2.9: Típica resposta de frequência de uma rede no caso de um grande gerador ser desconnectado ou uma grande carga ser conectada [13]

Como se pode observar na figura 2.9 tem-se dois desvios de frequência distintos. O desvio dinâmico máximo ($f_{dyn,max}$) que acontece nos primeiros instantes do distúrbio e o desvio de frequência *quasi-steady-state* (Δf) que como o próprio nome indica é um desvio que se vai manter durante um certo período até que o controlo secundário atue. O pico de desvio de frequência dinâmica é afetado pelo desequilíbrio nas potências, pela energia cinética das massas rotativas (inércia), pelo número de geradores com controlo primário e pelas características dinâmicas dos geradores, cargas e controladores. O desvio de *quasi-steady-state* é influenciado pelo estatismo de todos os geradores com controlo primário e pela sensibilidade do consumo às variações de frequência do sistema [13]. Por vezes em vez de usar o estatismo pode ser usado a constante *Droop* que é igual a

$\frac{1}{R_{WT}}$ O controlo primário atua primeiro de modo a repor o equilíbrio entre a potência consumida e produzida. No entanto a frequência é estabilizada num valor diferente ao de referência inicial.

2.5.2 Controlo Secundário

No controlo secundário o controlo automático de geração (AGC⁵) efetuado de forma centralizada em centrais de controlo. Tem como principal objetivo repor a frequência de referência do sistema[14]. Isto é feito alterando o estatismo da equação 2.3 de maneira a variar a potência gerada para obter a frequência de referência. Este controlo tem um tempo de atuação mais demorado de modo a atuar após o controlo primário[13]. Também existe uma reserva de controlo secundário definida pelo TSO⁶ de modo a repor a energia em distúrbios de grandes máquinas como é o caso de a retirada de serviço do maior gerador do sistema. A frequência é restaurada para o valor de referência de 30 segundos a 30 minutos após o distúrbio [12].

2.6 Controlo da frequência em sistemas com elevada penetração de eólica

Como foi referido, durante muitos anos a energia eólica tem sido a favorita na área das renováveis e por isso têm havido mais estudos do seu impacto na estabilidade. Inicialmente as eólicas convencionais usadas eram de velocidade constante. Por vezes isto era feito utilizando soluções mecânicas ou com mudança de número de pólos do gerador para transformar a velocidade rotativa das pás em velocidades próximas da frequência da rede[15]. Esse tipo de soluções foram consideradas não rentáveis visto não permitirem que as eólicas funcionem no seu ponto ótimo (MPP). Hoje em dia, com a descida de preço da eletrónica de potência e para aumentar a rentabilidade, são usados quase exclusivamente dois tipos de geradores eólicos de velocidade variável:

- *Doubly fed induction generator (DFIG)*: Geradores similares aos convencionais mas permitem trabalhar a velocidades um pouco diferentes da frequência da rede. Para isto o rotor tem enrolamentos trifásicos e está ligado por um conversor a rede, daí o termo *doubly-fed*, figura 2.10. Assim o rotor através do controlo do seu conversor AC/DC/AC permite que se usem frequências ligeiramente diferentes das da rede controlando quer as correntes do rotor quer as correntes da rede[16]. Apesar de ser de velocidade variável está funciona entre 80 e 120% da frequência da rede por ter o seu estator ligada diretamente à rede.
- *Full scale converter (FSC)*: Como o próprio nome indica e é possível ver na figura 2.10 esta tipologia usa um conversor AC/DC/AC para transformar toda a energia tendo por isso um alcance de velocidades muito maior que todos os anteriores pois a velocidade da turbina está completamente desacoplado da frequência da rede

⁵Automatic Generation Control

⁶Transmission System Operator

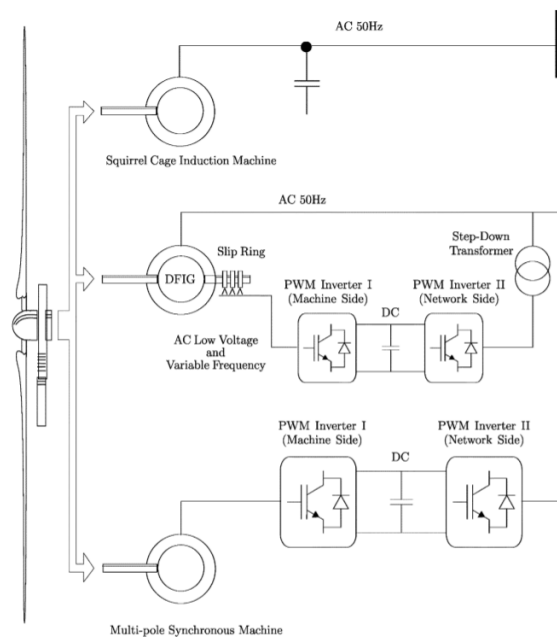


Figura 2.10: As diferentes tipologias de turbinas eólicas: velocidade constante (cima), DFIG (meio), FSC (baixo) [17].

Os geradores eólicos convencionais tinham boas respostas inerciais pois tinham uma ligação entre a sua velocidade mecânica e elétrica. O mesmo já não se passa com os geradores eólicos modernos. O DFIG tem uma resposta inercial muito limitada obtida pelo inversor controlado presente no circuito do rotor [17],[18]. No caso do FSC como funciona de modo desacoplado não há resposta inercial neste tipo de geradores [19]. Como as eólicas do tipo DFIG são mais interessantes de se estudar devido à sua complexidade e resposta inercial há vários estudos feitos comparando a estabilidade de um gerador síncrono convencional com um DFIG [20] e sobre o impacto da utilização de DFIGs na estabilidade transitória e de pequeno sinal no sistema de energia [21]

Como foi referido a grande vantagem dos geradores de velocidade variável é a rentabilidade. Com as variações na velocidade do vento é permissível nestes geradores alterar a sua velocidade fazendo com que tenha um melhor rendimento com o funcionamento no ponto ótimo (MPP) como se pode ver na figura 2.11.

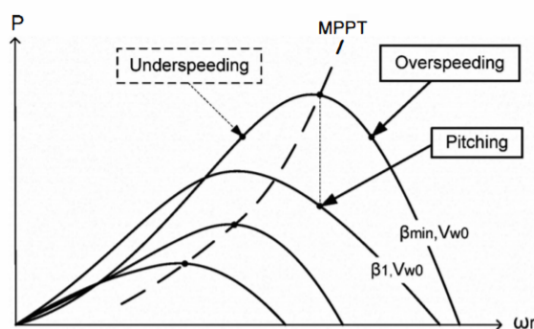


Figura 2.11: Potência gerada pelo geradores eólicos com diferentes velocidades do vento (V_{w0} e de rotação do gerador(ω_r) [12].

As turbinas eólicas modernas também possuem um controlo de ângulo de ataque das pás (β) que é ajustado para a velocidade do vento de modo a controlar a velocidade de rotação e, consequentemente, a obter MPP (ver fig. 2.11). O *pitching* corresponde ao aumento do ângulo de ataque das pás.

2.6.1 Inércia e controlo primário em eólicas

Para que haja inércia ou controlo primário há necessidade de energia armazenada. No caso de o controlo primário provocar um aumento de potência e a eólica estiver a funcionar no seu MPP a velocidade rotacional vai diminuir pois vai ser absorvida energia cinética. Caso a velocidade desça demasiado a turbina pode entrar em *stall*, modo em que a eólica deixa de produzir energia. Este fenómeno não pode ser evitado porque uma turbina eólica não pode produzir potência extra de forma permanente para reduzir o desvio de frequência [22]. Desta maneira o controlo primário e a inércia ficam limitados à energia cinética armazenada na rotação da turbina.

Para fazer face a este problema as eólicas são equipadas com *Deloading Control*. Com o *Deloading Control* a turbina opera fora do seu MPP. Existem duas maneiras de ser feito:

- **Pitch Control:** Como é possível ver na figura 2.11 com o *pitching* é possível operar fora do MPP. Em caso de ser necessário aumentar a potência diminui-se o ângulo de ataque. Este controlo é possível em eólicas de velocidade variável e de velocidade fixa e é utilizada como reserva de potência em muitos parques eólicos [23]. O problema do *pitch control* é a sua resposta ser lenta em comparação com a dinâmica da frequência do sistema devido ao movimento mecânico das pás
- **Rotational Speed Control:** Este controlo aumenta a velocidade em relação ao MPP como se pode ver no *overspeeding* da figura 2.11. O *overspeeding* tem várias vantagens em comparação ao *pitching* pois aumenta a energia cinética, é mais rápida e diminui o desgaste mecânico das pás da turbina.

Apesar do *Deloading Control* ser uma forma de ter reservas permanentes apresentam uma perda de energia irrecuperável. Se uma turbina funcionar a 90% da potência do MPP estará a desperdiçar de forma constante 10%. Deste modo começaram a utilizar-se baterias pois as suas perdas são menores que o uso de *deloadig control*. Não obstante dos sistemas de armazenamento de energia (ESS⁷) poderem ser rápidas e de grande escala a sua capacidade é sempre limitada não conseguindo influenciar a frequência em regime permanente. Deste modo os ESS apenas efetuam o controlo de frequência até que geradores convencionais atuem de modo a suportar um controlo de frequência a longo prazo [24].

Como foi explicado as turbinas eólicas usadas hoje em dia possuem pouca ou nenhuma inércia. No entanto uma turbina de velocidade variável pode emular a inércia de modo a se parecer com uma máquina síncrona usando um controlador de inércia como se pode ver na figura 2.12.

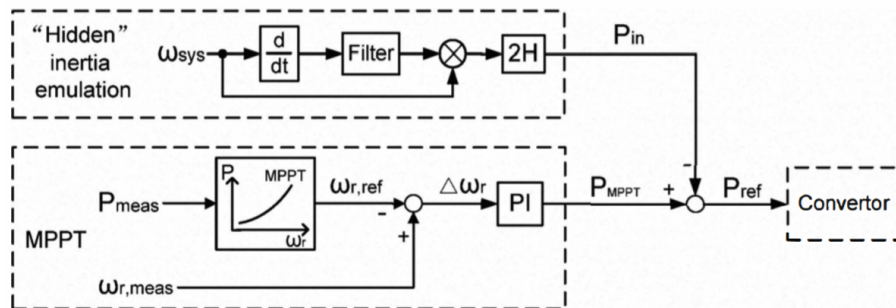


Figura 2.12: Controlo da inércia sintética para turbinas de velocidade variável [23]

$$P_{in} = 2H \times \omega_{sys} \times \frac{d\omega_{sys}}{dt} \quad (2.4)$$

Como se pode ver a potência de inércia, P_{in} , do controlo de inércia sintética é obtida pela equação 2.4 onde ω_{sys} é a velocidade angular do sistema. Esta equação segue a anterior equação 2.2.

Uma eólica de velocidade variável pode armazenar e libertar rapidamente grandes quantidades de energia cinética devido ao grande momento de inércia, ao conversor de potência eletronicamente controlável e ao grande alcance de velocidades de rotação. Este tipo de turbinas eólicas tem uma significativamente maior capacidade de energia cinética que uma eólica de velocidade fixa ou um gerador convencional [18] [25]. Assim pode-se ver que a inércia sintética tem bastante potencialidade quando aplicado a eólicas de velocidade variável.

Um trabalho mais recente pretende utilizar ganho adaptativo no controlo inércia. Basicamente em funcionamento normal utilizam-se elevados valores de inércia proporcionais à energia cinética armazenada em DFIGs. Quando a energia cinética diminui também diminuímos a inércia. Este trabalho demonstrou um menor desvio de frequência dinâmico [26].

⁷Energy Storage Systems

Outro artigo [19] usou a equação 2.5 para calcular a potência de referência que é usada como *input* no conversor como na figura 2.12, sendo que o *droop control* trata-se do controlo primário. Ao testar vários valores de K_{in} e K_{droop} mostrou que o valor ótimo de K_{in} era zero. Assim pode-se afirmar que o controlo primário rápido é uma boa alternativa para a resposta inercial.

$$P_{ref} = P_{MPPT} - K_{in} \cdot \frac{df'}{dt} - K_{droop} \cdot \Delta f' \quad (2.5)$$

2.7 Controlo da frequência em sistemas com elevada penetração de fotovoltaica

Como já se referiu anteriormente a alta penetração de fotovoltaica tem consequências negativas para a resposta em frequência do sistema. Um estudo feito nos EUA resolveu testar as consequências da penetração muito elevada de energia fotovoltaica na zona oeste do país (WECC⁸) [27]. Para isso dividiu o problema em vários casos de percentagem de penetração de renovável dos quais 15% seriam sempre de eólica e os restantes seriam fotovoltaica. Para o estudo não haverá nenhum tipo de controlo inercial ou primário nos painéis fotovoltaicos. Para ter um termo de comparação existe um caso base que usa valores esperados para 2022 com 13,9% de produção eólica e 1,1% de produção fotovoltaica. Este caso base faz perceber que os outros casos são simplesmente teóricos estando longe de se obter estes níveis de penetração.

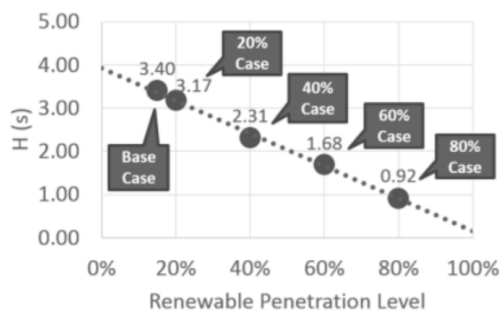


Figura 2.13: Valores de inércia para diferentes níveis de penetração de renováveis [27]

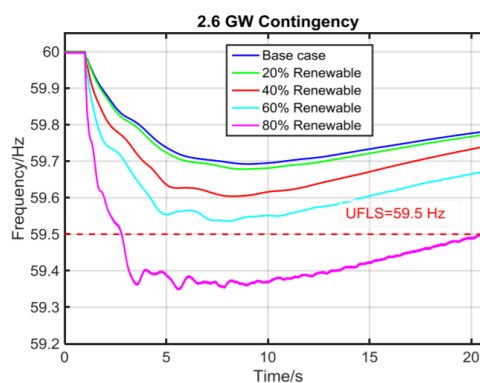


Figura 2.14: Resposta de frequência do sistema WECC com perda de gerador de 2,6GW [27]

Como se pode ver na figura 2.13 trocar geradores síncronos por painéis fotovoltaicos provoca uma queda na inércia do sistema. A resposta da frequência do sistema em caso de perda de 2,6GW de geração da figura 2.14 era a esperada. A diminuição da inércia provocou um aumento do ROCOF que provocou um maior desvio de frequência negativo. O pico desse desvio de frequência negativo é chamado de *Frequency Nadir*. Para 80% de energia renovável e para este caso de perda

⁸Western Electricity Coordinating Council

de geração chega a ultrapassar o limite da UFLS⁹ que no código deste sistema obriga ao deslastre de cargas do sistema o que é considerada uma situação de emergência.

Outro estudo comparou o impacto na estabilidade do sistema em dois modos de exploração distintos: distribuídos em painéis domésticos ou centralizado numa grande central fotovoltaica [28]. Este estudo foi efetuado para o caso da rede de Ontário (Canadá) com a entrada de 2000MW de potência instalada de fotovoltaico. Concluíram que a produção distribuída apresenta mais estabilidade transitória e estabilidade na tensão do que a centralizada.

2.8 Synchronverters e Virtual Synchronous Generator

Os *Synchronverters* [29] e *Virtual Synchronous Generator* (VSG) [30] [31] são sistemas que permitem imitar o comportamento de um gerador síncrono principalmente atuando no controlo do seu inversor. As principais e primeiras características integradas nestes dispositivos são a inércia sintética com o controlo primário tal como se descreveu para a eólica na equação 2.5. Além desse controlo também é utilizado o controlo da tensão através da potência reativa injetada na rede como se pode observar na figura 2.15. Este ponto é importante pois uma das boas características de um gerador é a injeção de potência reativa aquando de um defeito na rede.

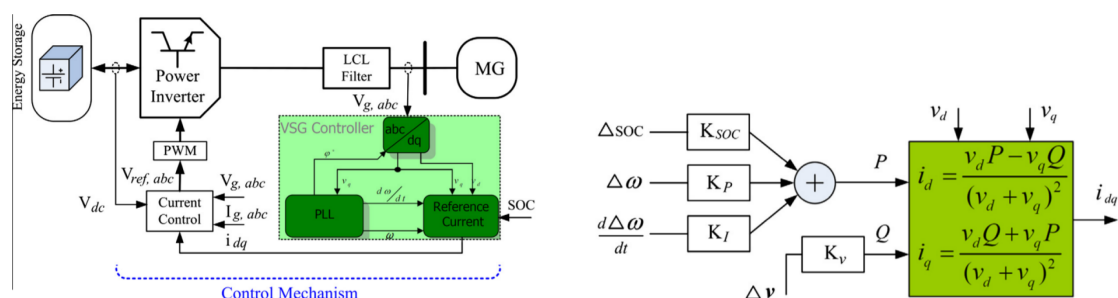


Figura 2.15: Exemplo da estrutura detalhada um VSG (esquerda) e do seu controlo de corrente (direita) [32]

O *Synchronverter* vai mais além do que o VSG imitando todas as características boas ou más de um gerador síncrono. Como por exemplo a perda de estabilidade devido a sub-excitação pode ocorrer num *synchronverter*. Apesar disso pode-se escolher não utilizar estas más propriedades como se faz no caso da saturação magnética e nas correntes de Foucault. Pelo trabalho apresentado em [29] e [31] os *synchronverters* serão mais vantajosos que os VSG. Também foram apresentados melhoramentos na estabilidade dos *synchronverters* ao inserir condensadores e indutores virtuais [32]. A melhor aplicação dos *synchronverters* que está a ser estudado será a sua utilização em linhas HVDC¹⁰ pois é onde se encontram inversores de maior potência.

Todos estes dispositivos de emulação de máquinas síncronas utilizam ESS de maneira a serem mais rentáveis à semelhança das eólicas.

⁹Under Frequency Load Shedding

¹⁰High Voltage DC

O artigo [33] estudou o impacto de uma central fotovoltaica de 100MW com SVGs na estabilidade do sistema elétrico do norte do Chile. Além do impacto de 100MW ainda foi simulado com o aumento para 800MW em centrais fotovoltaicas. Foi considerada dois tipos de controlo dos conversores, *Instantaneous Power Theory* (IPT) e *Synchronous Power Controller* (SPC), sendo o SPC mais evoluído pois simula mais parâmetros dos geradores síncronos.

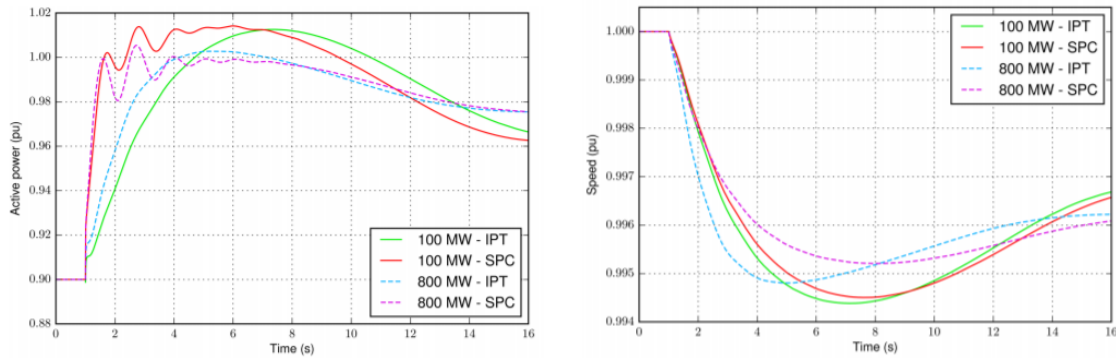


Figura 2.16: Potência ativa gerada pelo parque fotovoltaico (esquerda) e frequência da rede(direita) após a perda de um gerador no sistema [33]

Os resultados positivos desse estudo podem ser vistos na figura 2.16. Apesar de não se ter os resultados sem controlo de frequência no parque fotovoltaico para fazer usar como referência vai-se utilizar o aumento na penetração de parques com controlo de frequência para tirar as conclusões. Com o aumento de penetração e com o uso do SPC o ROCOF do sistema diminuiu fazendo assim que o *frequency nadir* não fosse tão baixo melhorando assim a estabilidade do sistema. Uma das causas para este estabilidade é o aumento mais rápido de potência ativa fornecido pela central fotovoltaica sistemas com SPC. Pode-se reparar que inicialmente a central fotovoltaica estava a funcionar a $0,9pu$ pois considerou-se a sua utilização fora do MPP de maneira a ter uma reserva de 10% para poder injetar na rede em caso de defeitos como é o caso apresentado na figura 2.16.

2.9 Conclusões

Com o estudo inicial fica-se a perceber a história e funcionamento da produção fotovoltaica e eólica, assim como os conceitos de inércia e controlo primário e secundário.

Depois de realizar o estado da arte verifica-se que a as soluções de controlo de frequência em eólicas foi amplamente mais estudado que em geração fotovoltaica. Do que foi estudado, as soluções em fotovoltaica são de elevada complexidade e investimento como o caso de *synchronverters* sendo por isso utilizadas em grandes potências como grandes parques fotovoltaicos ou em inversores de linhas HVDC.

Por isso esta dissertação vai-se focar na pequena produção fotovoltaica onde o investimento é mais baixo e o controlo de frequência é menos estudado.

Capítulo 3

Implementação do Modelo Completo com Emulação de Inércia

O objetivo deste capítulo é mostrar o processo de construção do modelo para validar o conceito de emulação de inércia. Para além disso é apresentado o algoritmo usado para a obtenção de inércia sintética.

Deste modo começa-se por explicar o modelo inicial e alguns objetivos que vão ser precisos satisfazer para o modelo final e posteriormente se divide cada bloco do modelo final por secções para descrever as suas funções.

3.1 Introdução

Com o intuito de construir um modelo detalhado para a cadeia de conversão a utilizar, iniciou-se o estudo e alteração do modelo de *MatLab/Simulink* de uma produção de 3,5kW. Este modelo apresenta apenas um inversor ligado a uma rede monofásica (ver fig. 3.1).

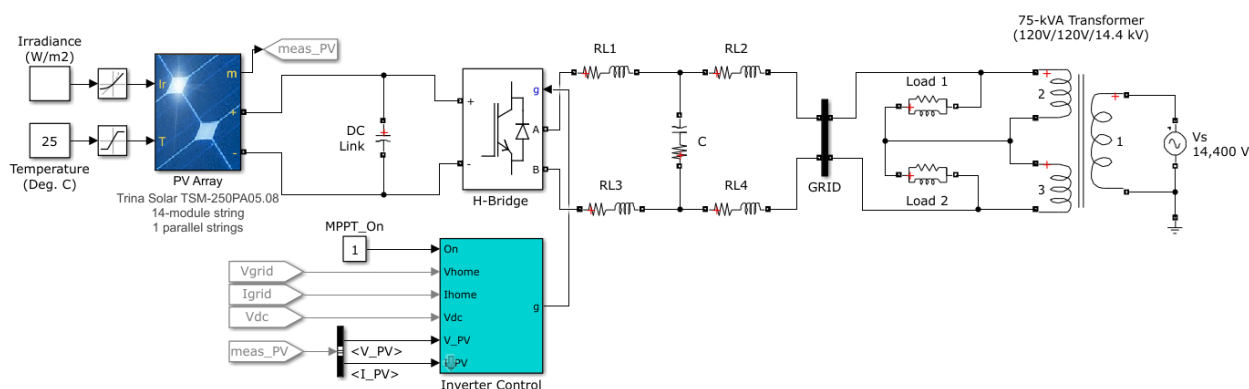


Figura 3.1: Modelo inicial com inversor *One Stage* do *Simulink*

Para este trabalho será necessário fazer alterações significativas de modo a transformar este modelo num sistema com inversor *Dual Stage*, ou seja, que tenha um Conversor *DC/DC* e outro

Conversor DC/AC com o condensador DC Link entre os dois anteriores tal como demonstrado na figura 3.2.

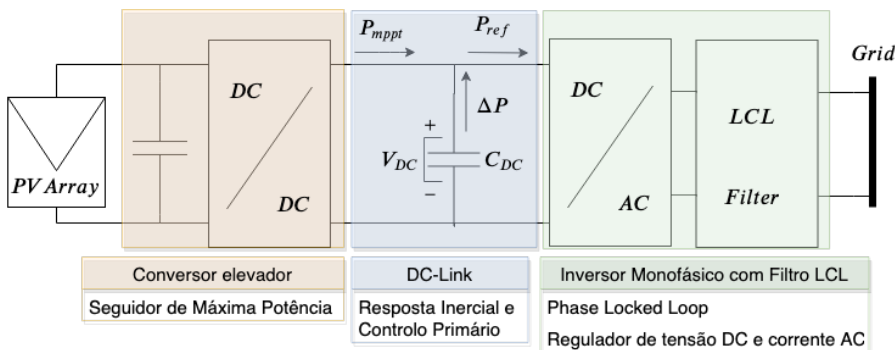


Figura 3.2: Esquema do modelo pretendido com inversor *Dual-Stage* com controlos por baixo

O modelo com *Dual Stage* é importante pois permite ter tensões diferentes no painel fotovoltaico, V_{pv} , e no condensador *DC link*, V_{DC} , ao contrário do inversor *One Stage* presente na figura 3.1. Como o controlo de V_{DC} sem a variação de V_{PV} passa a ser possível a produção de ΔP sem que o painel funcione fora do seu MPPT.

Este ΔP é por sua vez uma resposta do sistema a variações de frequência e vai ser obtido através do controlo na figura 3.3.

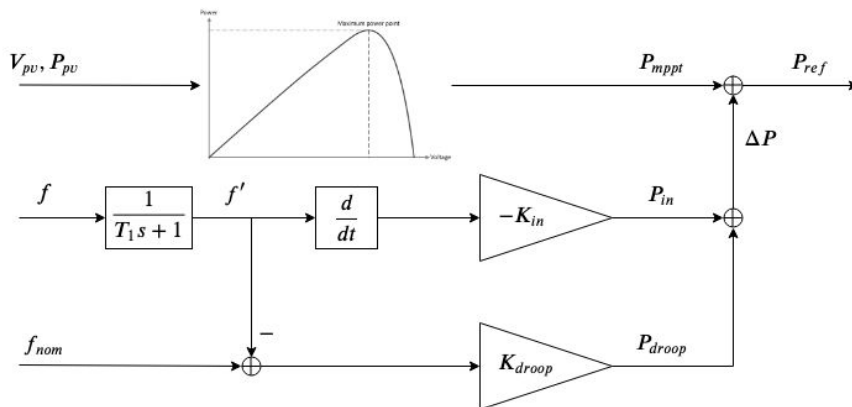


Figura 3.3: Esquema do controlo de P_{ref}

Como se pode ver o ΔP tem duas componentes, uma inercial, P_{in} , e outra de reserva primária também chamada de *Droop Control*, P_{droop} . A potência para essas duas componentes será fornecida pelo condensador *DC link*. Como se pode observar essas componentes variam com K_{in} e K_{droop} . Estes ganhos vão ser testados com vários valores até ser obtido o que é mais vantajoso para a estabilidade do sistema.

3.2 Painéis Fotovoltaicos

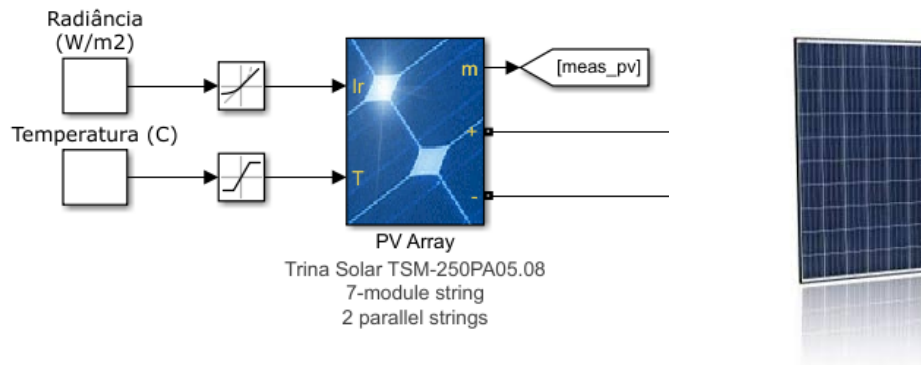


Figura 3.4: Bloco *PV Array* implementado no *Simulink* (esquerda) e foto do painel *Trina Solar TSM-250PA05.08* (direita)

Como se pode ver na figura 3.4 foi usado o bloco *PV Array* no *Simulink* para representar os painéis PV interligados. Este bloco tem como *inputs* a temperatura e radiância a que o painel está sujeito e como *outputs* tem os terminais do painel e o *meas_pv* que inclui toda a informação e medidas no painel como a corrente e tensão nos seus terminais. Este bloco permite escolher painéis existentes e as suas características ou configurar as características de um painel. No nosso estudo foram escolhidos os painéis do tipo poli cristalinos *Trina Solar TSM-250PA05.08*. O modelo permite configurar o número de painéis em paralelo e série. Uma das funcionalidades existentes é um *script* que permite traçar as curvas P-V e I-V para várias radiâncias ou para várias temperaturas. A figura 3.5 ilustra o tipo de diálogo e o respetivo traçado.

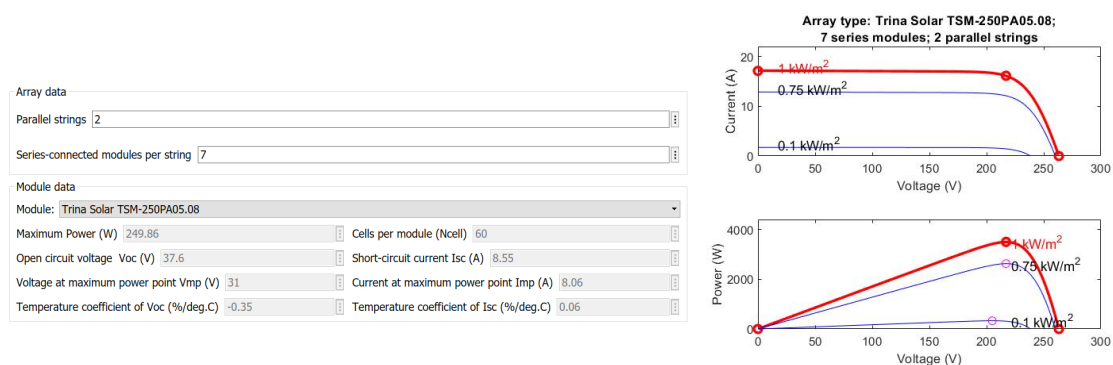


Figura 3.5: Características do painel usado para a simulação (esquerda) e curvas I-V e P-V com a temperatura de 25°C e diferentes radiâncias (direita).

Para garantir o trânsito de potências para a rede, a tensão no barramento DC tem de ser superior ao valor de pico da tensão da rede, isto é $V_{DCmin} > \sqrt{2} \cdot 230V_{RMS}$. Assim, para não ter um elevado ganho de tensão no conversor DC/DC escolheu-se ter uma tensão de circuito aberto dos painéis de 250V que fora obtida através de 7 painéis em série. Dessa forma o ponto de máxima potência ocorre entre os 200 e 250V. Para manter a potência total de 3500W, valor standard do *Simulink*, foram colocadas duas *strings* em paralelo.

3.3 Conversor DC/DC e MPPT

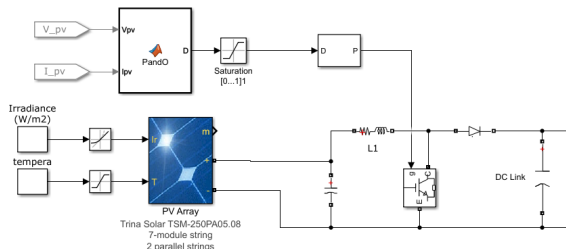


Figura 3.6: Boost Converter e MPPT implementado em *Simulink*

Como foi referido, o primeiro andar de conversão é constituído por um conversor DC/DC do tipo elevador. A função deste conversor é alterar o ponto de funcionamento de forma a extrair a máxima potência e elevar a tensão DC para níveis que permitam realizar o trânsito de potências. O ganho de tensão do conversor é definido pela equação 3.1.

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{V_{pv}}{V_{DC}} = \frac{1}{1 - D} \tag{3.1}$$

O comando do conversor é feito por PWM em que o *Duty Cycle*, D , é determinado pelo algoritmo do MPPT. O MPPT construído é do tipo *Perturb & Observe*. Este tipo de MPPT funciona variando o *Duty cycle* num sentido, se esta variação fizer aumentar a potência saída do painel continua a variar nesse sentido, senão passa a variar no sentido contrário. Desta maneira a cada iteração é utilizado o *Duty Cycle* que permite obter a tensão no barramento PV onde se obtém a maior potência que se pode retirar deste. O código implementado no MPPT segue o fluxograma apresentado na figura 3.7

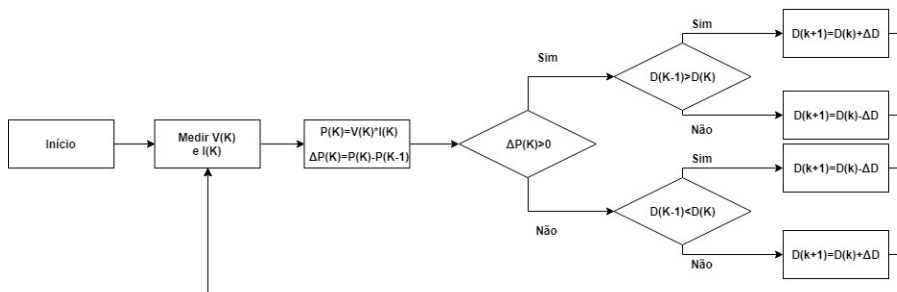


Figura 3.7: Fluxograma do seguidor de potência máxima funcionando no modo de *Perturb & Observe*

3.4 Condensador *DC Link* e Conversor DC/AC

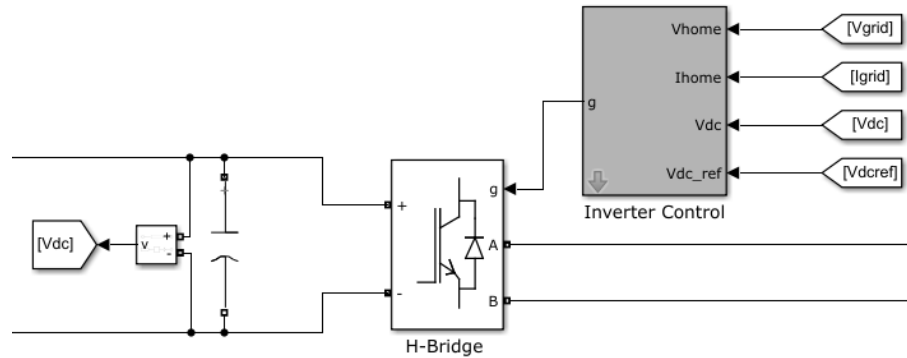


Figura 3.8: Esquema de conexão do inversor com o controle do inversor

O inversor de tensão é comandado por PWM, tendo como referência principal a tensão no barramento DC, V_{DCref} , isto é, a tensão aos terminais do condensador *DC link*.

Nestes estudos iniciais foi considerado um condensador de $90mF$ como suficiente para armazenar a energia necessária para fazer o controle de frequência.

$$E_c = \frac{1}{2} C V_{DC}^2 = \frac{1}{2} * 0,09 * 425^2 = 16,3kJ \quad (3.2)$$

Pela equação 3.3 calculou-se a energia armazenada no condensador considerando a capacidade C de $90mF$ e a tensão nominal de $425V$. Se se fizer um paralelismo com a equação 2.1 pode-se substituir a energia cinética da inércia convencional pela energia armazenada no condensador na nossa solução. Sabendo que a potência nominal do painel é de $3500W$ e considerando como a potência base, S_b , pode-se obter a constante de inércia:

$$H = \frac{E_c}{S_b} = \frac{16,3kJ}{3500W} = 4,7s \quad (3.3)$$

O valor de $4,7s$ é considerado alto sendo obtido em turbinas hídricas. Este valor de H serve apenas para fazer um paralelismo entre a energia cinética armazenada em geradores síncronos com a energia armazenada no condensador da nossa solução e justificar o que levou a usar esse valor de capacidade. Na verdade a constante de inércia é alterável na nossa solução e são feitas simulações nesse sentido na secção de resultados. Estudos posteriores serão necessários para otimizar a escolha da capacidade de *DC Link*.

O bloco de controle para além da entrada de V_{DCref} , também tem como entrada a tensão na ligação com a *Grid*, a medida de corrente que é injetada na rede e a tensão real do barramento DC.

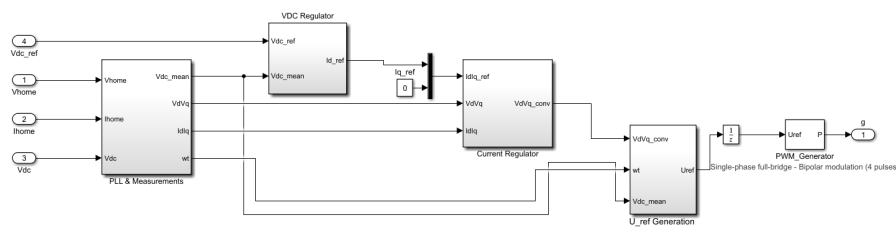
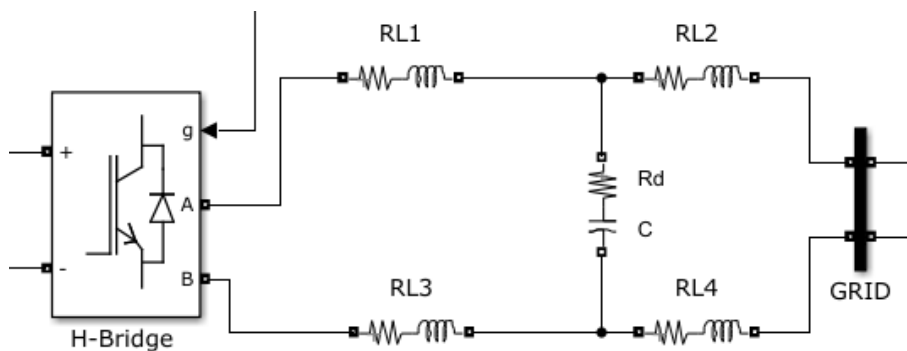


Figura 3.9: Interior do Bloco de Controle do Inversor

O principal objetivo do inversor é criar uma tensão alternada a partir de uma tensão contínua. Para esta inversão necessita de uma onda de referência, neste caso a tensão na *Grid*, para se guiar a nível de frequência, fase e amplitude.

Como se pode ver na figura 3.9 o bloco de controlo de inversor é composto por um regulador de tensão do barramento DC, um regulador de corrente injetada na rede, um gerador da tensão alternada da rede e um bloco PLL (*Phase-locked Loop*). Os primeiros 3 como o nome indica fazem o controlo das grandezas que entram e saem do inversor. O bloco PLL tem a função de gerar um sinal de saída na mesma fase que o de entrada, ou seja, para este caso tem a função de sincronizar a fase da tensão e corrente à saída do inversor com a fase da tensão e da corrente da rede. A corrente injetada na rede é regulada por um controlador interno de corrente cujas referências são definidas pelo controlador de tensão DC.

3.5 Filtro LCL

Figura 3.10: Filtro LCL em *Simulink*

O filtro LCL é um passa baixo de segunda ordem que atenua 60dB/década para frequências acima da frequência de corte. Este filtro é uma solução barata para eliminar componentes harmónicas criados pelo inversor e que, em casos reais, podem causar problemas a equipamentos ou cargas sensíveis. A frequência de comutação do inversor, causadora dos harmónicos, tem o valor de 3780Hz . O indicado seria uma frequência de corte de valor máximo inferior a metade da

frequência de comutação para ser eficaz a eliminar os harmónicos e que seja bastante maior que a frequência nominal da rede para que está não seja atenuada [34].

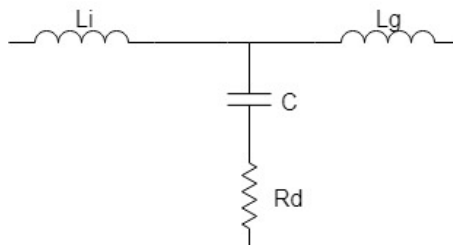


Figura 3.11: Filtro LCL com resistência de amortecimento comum

Como se pode ver comparando o filtro LCL comum da figura 3.11 e o filtro utilizado na simulação 3.10 existem algumas diferenças. No filtro utilizado na simulação tem-se resistências em série com as indutâncias que são representantes da resistência da rede. Na simulação cada indutância é dividida pela fase e pelo neutro tendo assim o dobro as indutâncias do filtro comum. Todas as indutâncias e resistências RL do filtro têm o mesmo valor de $2,183mH$ e $8.23m\Omega$, respetivamente. A capacidade do condensador é de $28,08\mu F$ e a resistência de amortecimento Rd é de $5,656\Omega$.

$$f_{corte} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{Li + Lg}{Li \cdot Lg \cdot Cr}} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{4 * 2,183mH}{(2 * 2,183mH)^2 * 28,08\mu F}} = 643Hz \quad (3.4)$$

Utilizando estes valores, pode-se confirmar se a frequência de corte está correta usando a equação 3.4 não esquecendo que Li e Lg são o dobro de uma indutância de RL . Concluí-se que a frequência de corte é de $643Hz$ estando dentro dos parâmetros explicados anteriormente.

Os filtros LCL apresentam ressonâncias indesejadas em certas frequências que provocam reatância zero. Apesar da resistência Rd não ser importante para o cálculo da frequência de corte e aumentar as perdas, esta funciona como amortecimento passivo desta ressonância [34].

3.6 Controlo de V_{DCref}

3.6.1 Cálculo de ΔP

Como mostrado na figura 3.3 criou-se um algoritmo para se obter o ΔP . A base desse algoritmo é obtido com uso da equação 2.2 podendo concluir que P_{in} vai ser dado pela equação 3.5, isto é, P_{in} é proporcional à derivada da frequência.

$$P_{in} = -S_n \cdot \frac{2H}{f_n} \cdot \frac{\partial f(t)}{\partial t} = -K_{in} \cdot \frac{\partial f(t)}{\partial t} \quad (3.5)$$

Desta maneira substitui-se o anterior K_{in} por $S_n \cdot \frac{2H}{f_n}$. A potência nominal S_n será a potência nominal dos painéis, 3500W, e f_n é 50Hz como habitual na rede portuguesa. A constante de inércia H vai ser alterada de modo a encontrar o melhor valor para a estabilidade do sistema. Adicionando P_{droop} a ΔP a equação final será a equação 3.6

$$\Delta P = P_{in} + P_{droop} = -S_n \cdot \frac{2H}{f_n} \cdot \frac{\partial f(t)}{\partial t} - K_{droop} \cdot (f(t) - f_n) \quad (3.6)$$

Para o cálculo de ΔP em *Simulink* foi criado um bloco, figura 3.12, cuja entrada é a frequência da rede e a saída o ΔP . Todas as outras constantes vão ser especificadas ao iniciar o *MatLab*.

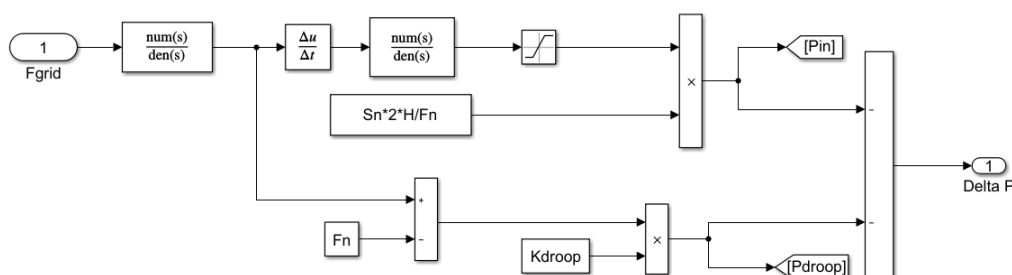


Figura 3.12: Interior do Bloco de Cálculo de ΔP implementado em *Simulink*

Como se pode verificar na figura 3.12 existe alguns blocos que foram adicionados além da equação 3.6.

Existe dois blocos de funções de transferência, na figura como $\frac{num(s)}{den(s)}$, são filtros passa-baixo com uma frequência de corte de 20Hz ficando assim a função de transferência $\frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot 20)s + 1}$. Isto permite que o sinal tenha menos ruído e assim provoque um controlo com menos variações.

O bloco de saturação à saída de $\frac{\Delta u}{\Delta t}$ permite impor limites à derivada da frequência. Existe limites do ROCOF definidos pelo ENTSO como $\pm 2\text{Hz/s}$. Como se está a trabalhar para casos de inércia baixa usou-se limites superior e inferior de +20 e -20Hz/s respetivamente.

3.6.2 Cálculo de V_{DCref} em função de ΔP

Normalmente, considerando um condensador ideal, a integração da variação de corrente de descarregamento ΔI é proporcional à variação de tensão nos seus terminais ΔV e a sua capacidade C como especificado na equação 3.7.

$$\Delta V_C(t) = -\frac{1}{C} \int \Delta I_C(t) dt \quad (3.7)$$

Assumindo um valor de capacidade de condensador suficientemente elevado para que a tensão do condensador seja relativamente constante pode-se estabelecer que a variação de potência aos

terminais do condensador é $\Delta P = V_0 \cdot \Delta I$. Consequentemente, pode-se concluir que a variação da tensão é proporcional ao integral da variação da potência, isto é, obtém-se a equação 3.8.

$$\Delta V_C(t) = -\frac{1}{C} \int \frac{\Delta P(t)}{V_0} dt \quad (3.8)$$

Apesar de se poder usar o cálculo matemático da equação no *Simulink* a complexidade do sistema levaria a que a potência fornecida pelo descarregamento do condensador P_C fosse diferente da potência desejada ΔP . Para conseguir atingir esse objetivo usou-se um controlo proporcional integrativo (PI).

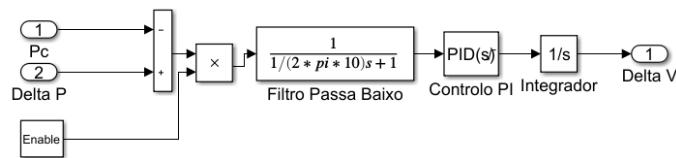


Figura 3.13: Interior do Bloco de Cálculo de ΔV

Como se pode observar na figura 3.13, o bloco começa por fazer uma comparação entre P_C e ΔP de modo a descobrir o erro entre elas. Um filtro passa baixo, com frequência de corte aos 10 Hz, para atenuar o ruído do erro. O controlo PI foi dimensionado com $K_p = -0.25$ e $K_i = -0.5$ pois após algumas simulações demonstraram apresentar bons resultados. O ganho proporcional K_p e integral K_i são negativos e a saída do bloco PI é integrada de modo a seguir a equação 3.8. Sabendo que o erro é dado por $e(t) = \Delta P - P_C$ a variação da tensão aos terminais do condensador ΔV_{DC} é obtida através da equação 3.9.

A constante *Enable* é definida no *Workspace* e permite ligar ou desligar a resposta à frequência dada pelo painel. Isto é conseguido multiplicando o erro por 1 quando se quer a contribuição do painel e 0 quando não se quer. A posição desta multiplicação foi inicialmente usada para multiplicar por ΔP mas, quando não ocorre perturbação, P_C não é igual a zero pois o condensador pode estar a ser carregado para manter a sua tensão nominal. Isto fazia com que o erro fosse diferente de zero e que a tensão do condensador fosse alterada. O mesmo aconteceria se usasse o H e K_{droop} igual a zero. Assim considerou-se que efetuar a multiplicação pelo *Enable* no erro da potência seria a melhor alternativa. A função do *Enable* pode ser alterada. Por exemplo, pode ser usada para criar uma banda de frequências onde o controlo não irá funcionar por ser próximo da nominal ou para quando a tensão do condensador atinge o seu mínimo passar para o seu carregamento.

$$\Delta V_{DC}(t) = \int (K_p e(t)) dt + \iint K_i e(t) dt^2 \quad (3.9)$$

No final apenas se soma a tensão nominal no barramento DC, V_{DCn} , à variação da tensão previamente obtida, ΔV_{DC} , de modo a ter o V_{DCref} .

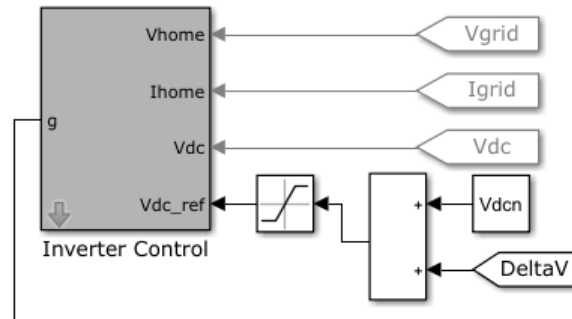


Figura 3.14: Aplicação de V_{DCref} no bloco de controle de inversor

O sinal V_{DCref} é uma entrada do controle do inversor como se pode ver na figura 3.14. Este sinal tem a denominação *ref* de referência pois é imitado pelo controle do inversor de modo a que $V_{DC} = V_{DCref}$ mas pode existir um erro entre estes dois sinais. O bloco de saturação permite que a tensão V_{DCref} tenha limite mínimo e máximo. Para este caso usou-se o mínimo de 325V devido a tensão nominal na BT da *Grid*. A tensão nominal da baixa tensão foi considerada 240V RMS de modo que no seu valor de pico a tensão é de aproximadamente 340V. Apesar de tensões abaixo de 340V do lado DC do inversor sejam igualmente invertidas para uma tensão de 240V_{RMS} do lado AC a corrente do lado AC fica perturbada com harmónicos, impondo assim este limite mínimo para que isto não aconteça. Não esquecer que mesmo não acontecendo estes harmónicos também tem de ser mantida uma tensão acima de 250V devido a questão da tensão do painel ter de ser menor que do barramento DC como explicado anteriormente. O limite máximo seria o limite máximo de tensão estipulado no condensador que para este caso considerou-se 500V.

3.7 Rede

3.7.1 Carga

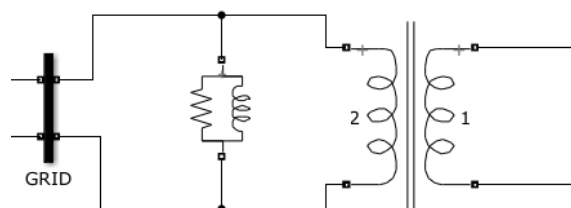


Figura 3.15: Carga RL Paralela em Simulink

A carga utilizada nesta simulação é uma carga paralela com resistência e indutância de impedância constante. Assim foi definido no bloco que a potência ativa e potência reativa positiva seriam de $10kW$ e de $4kVar$, respectivamente. Para que a carga seja de impedância constante também é pedido pelo bloco a tensão nominal desta, $240V$, e a frequência nominal, $50Hz$.

3.7.2 Transformador

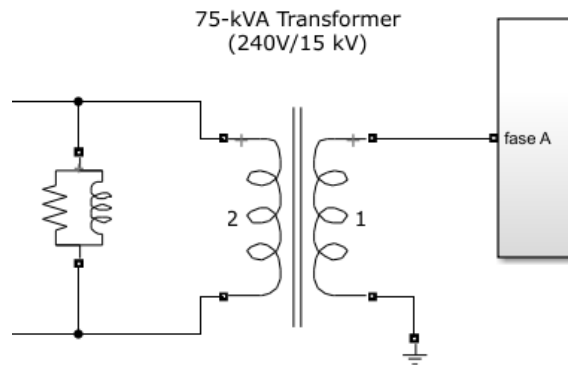


Figura 3.16: Transformador monofásico 15kV/240V em *Simulink*

O transformador usado na simulação foi um transformador exemplo do *Simulink*. Os parâmetros utilizados para as resistências e indutâncias das suas bobinas foram os que vinham predefinidos. Assim, as únicas alterações efetuadas foram as tensões dos seus enrolamentos, $15kV$ na MT e $240V$ em BT, a frequência nominal, $50Hz$, e a potência nominal, $75kVA$.

3.7.3 Fonte de Tensão

Para testar o sistema usou-se inicialmente uma fonte de tensão controlável, este bloco permite ler um sinal e criar uma tensão nos terminais igual ao sinal de entrada. Assim com um sub-sistema, representado na figura 3.17, pode-se controlar não só a tensão mas também a frequência desta fonte.

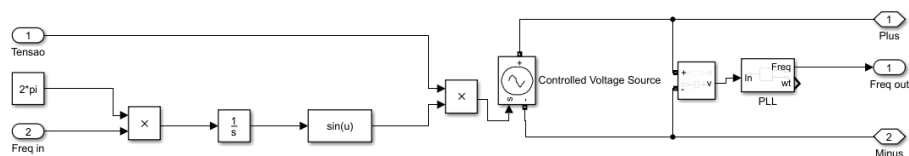


Figura 3.17: Interior do Bloco da fonte de tensão controlável

Este sub-sistema cria o sinal usando a equação de um sinal sinusoidal de fase nula.

$$V_{fonte} = V_{pico} \cdot \text{sen}(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t) \quad (3.10)$$

Como se pode observar o sinal de entrada será apenas a tensão de pico e a frequência desejada. Nas saídas tem-se os terminais da fonte e uma leitura da frequência da tensão para confirmar se é igual à de entrada.

Esta fonte foi utilizada para testes iniciais onde se verifica a resposta da potência ΔP à variações de frequência pela facilidade deste bloco de controlar a frequência sem necessidade de perturbação. Apesar da simplicidade este bloco apresenta muitas limitações pois por ser uma fonte de tensão não tem variações de frequência com a variação de potência gerada ou consumida não cumprindo com a equação 2.2. A frequência de toda a parte AC do sistema fica confinada à frequência que é lhe fornecida como entrada no bloco. Assim surge a necessidade de criar um gerador síncrono para alimentar o sistema.

3.7.4 Gerador Síncrono

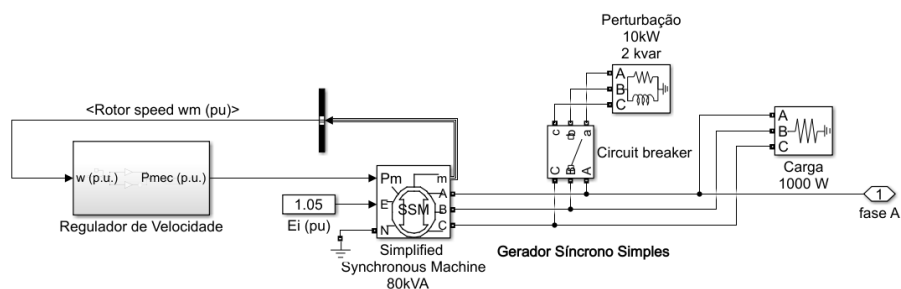


Figura 3.18: Subsistema do gerador síncrono simples e perturbação

Para substituir a fonte de tensão controlável foi criado um subsistema onde foi usado o o bloco *Simplified Synchronous Machine* como se pode observar na figura 3.18. As entradas deste bloco são a potência mecânica da máquina P_m , a excitação do gerador E e a ligação do neutro N . Na entrada P_m é ligado um regulador de velocidade que vai ser explicado posteriormente. Em E é fixado uma constante de 1.05 para que as tensões aos terminais sejam superiores as nominais de modo a compensar as quedas de tensão do sistema. Para concluir ligou-se N a terra. Relembrar que todos os sinais de entrada e saída encontram-se em p.u..

Dentro do bloco é possível mudar alguns parâmetros dos quais foram alterados a potência nominal (80kVA), a tensão nominal ($15kV \cdot \sqrt{3}$) e a frequência nominal (50Hz). Outros parâmetros como as impedâncias internas ou estado inicial não foram alterados assim como os valores de inércia e o fator de amortecimento da máquina que foram mantidos os predefinidos.

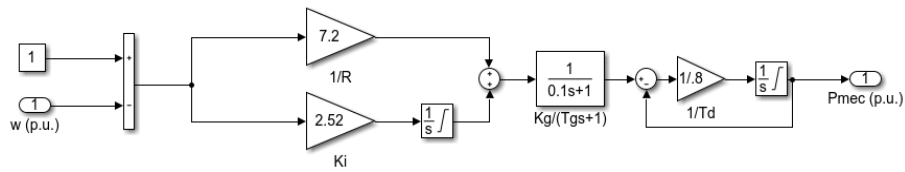


Figura 3.19: Regulador de velocidade do gerador síncrono

O regulador de velocidade tem um esquema semelhante a um controlador PI. Inicialmente compara a velocidade do rotor com a referência, para este caso 1p.u., de modo a obter o erro, neste caso o desvio de velocidade do rotor. Depois tem o ganho proporcional $\frac{1}{R}$ e integral Ki , ou seja, o controlo primário e secundário de uma máquina síncrona de modo a corrigir o erro. Esse controlo passa por atrasos do regulador Tgs e da máquina primária/turbina Td . Os valores de Ki e $1/R$ podem ser alterados em algumas simulações de maneira a obter uma perturbação mais ou menos grave.

Como se pode ver na figura 3.18 à saída do gerador síncrono tem os três terminais de um sistema trifásico e uma saída m de onde sai a informação sobre a máquina síncrona que neste caso será importante para obter a velocidade do rotor. Aos terminais é ligada uma carga trifásica constante de 1000W para garantir uma carga mínima em todas as fases. Uma carga de 15kW e 2kVar são ligados através de um *Circuit Breaker* aos terminais. Este *Circuit Breaker* está inicialmente aberto sendo fechada apenas a fase A em um certo instante provocando um aumento rápido de carga. O aumento de carga faz com que a potência consumida aumente e fique maior que a potência gerada causando uma perturbação na frequência. O subsistema tem uma saída que será a fase A permitindo assim que se ligue esta ao transformador monofásico do sistema. Apesar de isto representar um assimetria entre as cargas de cada fase foi testado anteriormente que esta não influencia o estudo mantendo uma boa resposta da frequência e da tensão na fase A.

3.8 Modelo Final

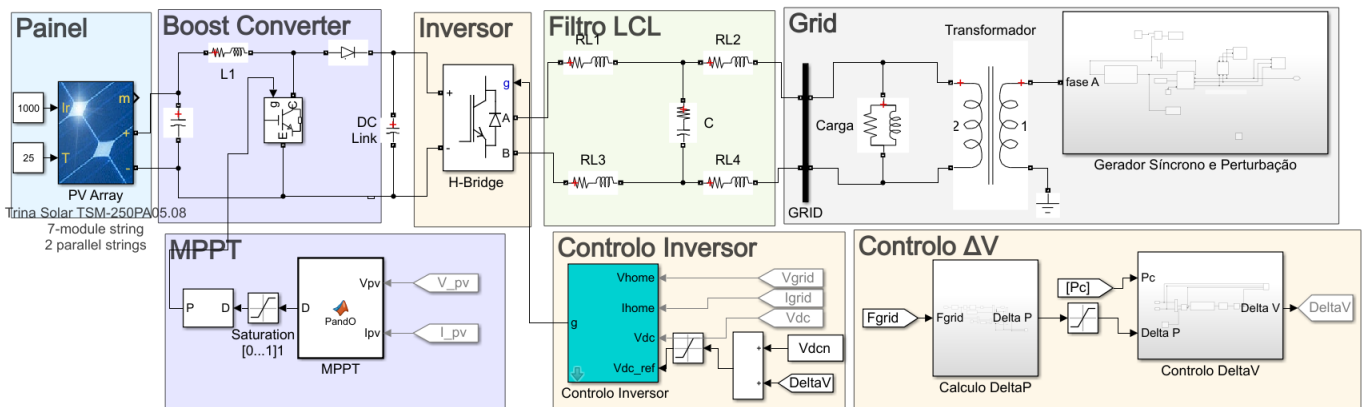


Figura 3.20: Esquema do controlo de P_{ref}

A figura 3.20 ilustra o modelo completo desenvolvido para simular o conceito de utilização da energia armazenada no barramento DC como forma de implementação da emulação de inércia em sistemas produtores de baixa potência.

O modelo final tem controle de frequência quer no gerador síncrono quer no inversor *Dual Stage*. Apesar de parecer um sistema fácil, tendo apenas que juntar os blocos certos, cada um desses blocos é de difícil construção e houve muitos obstáculos e esquemas intermediários até obter a solução final. Por exemplo, a fonte controlável não aparece no esquema final pois foi apenas utilizada para analisar a resposta da potência injetada face à frequência imposta na fonte controlável.

Estabelecido o modelo final, no capítulo seguinte são analisados vários casos de estudo para demonstrar o funcionamento deste modelo.

3.9 Conclusão

Ao longo do capítulo foram discutidos e apresentados os diferentes sub-sistemas necessários ao estudo e implementação de um diagrama completo que permitisse efetuar simulações em modelos detalhados do sistema fotovoltaico. Destaca-se que não foi usado modelos valor eficaz, isto é, modelos funcionais que apenas caracterizam a componente fundamental, ou seja, apenas o primeiro harmónico.

O algoritmo de emulação de inércia é conseguido através do controlo de tensão do barramento, para tal é estabelecido uma lei que permite definir em tempo real o valor da tensão do barramento DC que garante o desempenho pretendido em termos de inércia.

Capítulo 4

Resultados e Análise

Neste capítulo são mostrados e analisados todos os resultados obtidos das diferentes simulações. Começa por analisar a inicialização da simulação e depois as simulações onde ocorre perturbação com e sem controlo de frequência. Sendo que o controlo de frequência é dividido em várias componentes para que os resultados possam ser melhor analisados.

4.1 Inicialização

O *Simulink* permite guardar o estado final de uma simulação para ser utilizado como estado inicial noutras simulações. Ao inicializar a simulação demora sempre 15 segundos a estabilizar a frequência e outras grandezas como tensões e potências que está relacionado principalmente com o arranque do gerador síncrono e com a obtenção do MPP do painel fotovoltaico apesar do segundo ser significativamente mais rápido.

Portanto, para a inicialização foi feita uma simulação de 15 segundos sem perturbação e sem o controlo de frequência do painel ($Enable = 0$). Após esta simulação foi então guardado o seu estado final para ser usado nas simulações futuras onde acontecem as perturbações como estado inicial. O principal objetivo é poupar poder computacional com a redução dos primeiros 15 segundos nas próximas simulações que chega a corresponder a 15 minutos de tempo de processamento.

4.1.1 MPPT e *Boost Converter*

O MPPT está programado para inicializar com um *Duty Cycle* de 0,7. Com a simulação a correr começa a alterar-se de modo a obter a tensão no painel, V_{pv} que permite obter o MPP.

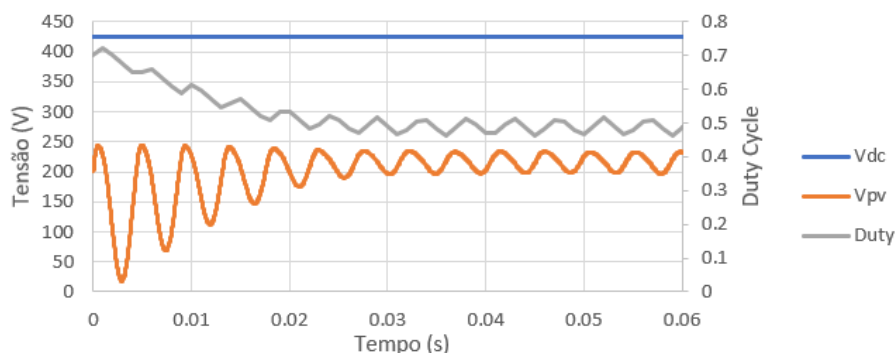


Figura 4.1: Evolução do *Duty Cycle*, tensão no painel fotovoltaico V_{pv} e tensão no barramento DC, V_{dc}

Para demonstrar o funcionamento do MPPT mostra-se na figura 4.1 a evolução do *Duty Cycle* e das tensões V_{pv} e V_{DC} que estão dos dois lados do *boost converter*. Como se pode observar a tensão V_{DC} vai se manter constante durante toda a inicialização. Como V_{DC} é constante V_{pv} vai seguir o *Duty Cycle* de acordo com a fórmula 3.1 considerando $V_{pv} = V_i$ e $V_{DC} = V_o$.

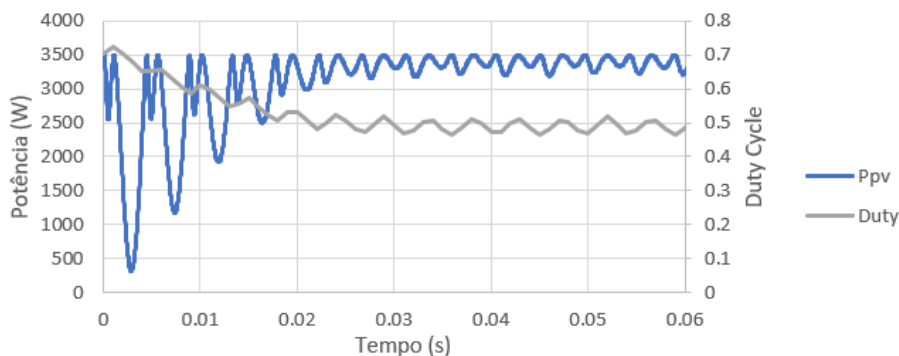


Figura 4.2: Evolução do *Duty Cycle* e da potência injetada pelo painel P_{pv}

A atuação do MPPT é rápida visto que ao final de 0,03s a potência injetada pelo painel P_{pv} estabiliza sendo que não deixa de ter umas pequenas oscilações. Estas são criadas devido a existir sempre um $\Delta P(k)$, figura 3.7, diferente de 0. Desta maneira o *Duty Cycle* e, conseqüentemente, P_{pv} oscilam. Quanto menos for a variação do *Duty Cycle*, ΔD , da figura 3.7 menor serão as oscilações mas mais lento vai ser a obtenção do MPPT.

4.1.2 Barramento DC e Inversor

A tensão V_{DC} vai se manter constante durante toda a inicialização pois como $Enable = 0$ também $\Delta V_{DC} = 0$ mantendo então $V_{DC} = V_{DCn} = 425V$, figuras 3.13 e 3.14.

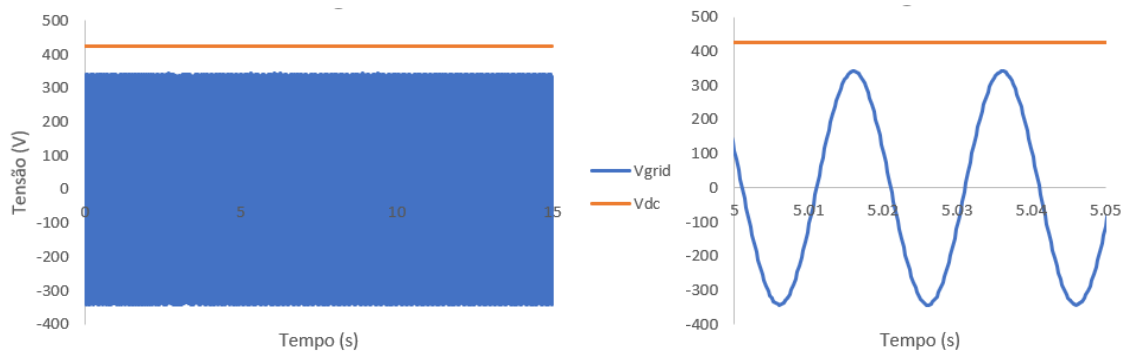


Figura 4.3: Evolução da tensão do barramento DC, V_{DC} , e da tensão na rede, V_{Grid} , durante a inicialização (esquerda) e uma imagem aumentada de duração de 0,05s (direita)

A tensão na rede, V_{Grid} , é medida entre a filtro LCL e a carga. Esta tensão é sinusoidal visto já ser do lado AC da simulação. Como se pode ver na figura 4.3 o valor de pico é de cerca de 340V que como já foi referido corresponde ao valor de pico quando a tensão eficaz é de 240V. Assim se pode afirmar que a tensão da rede mantém-se no seu valor nominal o que é desejado para manter a qualidade da onda na carga. Na figura aumentada dá para ver que o período da onda AC é cerca de 0.02s, ou seja, próximo de 50Hz. Como vai ser mostrado posteriormente a frequência apresenta pequenas variações o que impossibilita a leitura da tensão V_{Grid} em valor eficaz visto que o bloco que faz esta leitura em *Simulink* segue sempre a frequência nominal fazendo leituras erradas quando a frequência difere de 50Hz.

4.1.3 Gerador Síncrono

Com o objetivo de verificar o impacto do gerador na inicialização fez-se a medição de duas grandezas no gerador: a frequência e a potência mecânica. A frequência foi obtida através da velocidade do rotor em p.u. fazendo a multiplicação pela frequência nominal, 50Hz. A potência mecânica foi medida em p.u.kW e foi medida à saída do regulador de velocidade. Esta potência mecânica irá demonstrar o controlo primário e secundário da frequência deste regulador de velocidade.

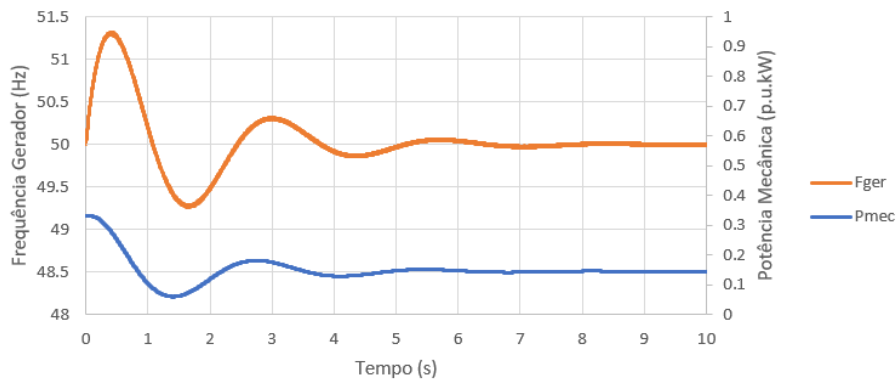


Figura 4.4: Variação da potência mecânica do gerador síncrono, P_{mec} , com a frequência do próprio gerador, F_{ger} .

Como apresentado anteriormente, o regulador de velocidade identifica um erro de velocidade, figura 3.19, que nas frequências seria a diferença entre a frequência do gerador e a frequência nominal.

Para pensar em exemplos práticos a potência mecânica é a potência da máquina primária, como por exemplo, uma turbina hídrica. Essa potência pode ser controlada através do controle das comportas controlando o caudal de água que passa na turbina. Quando a velocidade da turbina diminui o regulador de velocidade abre as comportas, aumenta o caudal, fazendo com que as turbinas ganhem potência mecânica, e conseqüentemente gerada, e assim aumentem a sua velocidade. Esse aumento de velocidade será tanto mais rápido ou mais lento, ROCOF, quanto a inércia da turbina seja menor ou maior, respetivamente.

Na figura 4.4, pode-se observar que quando a frequência é igual à nominal, como acontece ao 1s, a potência mecânica deixa de variar, 1.5s. Este atraso de 0.5s é natural devido ao tempo de atraso do controlo e máquina primária que estão representados no regulador de velocidade. Quando a frequência está acima da nominal a potência mecânica desce fazendo a frequência descer e vice-versa. Com o bom funcionamento do regulador de velocidade a frequência do gerador assim como a frequência da rede é estabilizada nos 50Hz no fim da inicialização.

4.1.4 Ligação do painel fotovoltaico com a Rede

Como referido anteriormente na inicialização $Enable = 0$, ou seja, não irá haver controlo de frequência do lado DC.

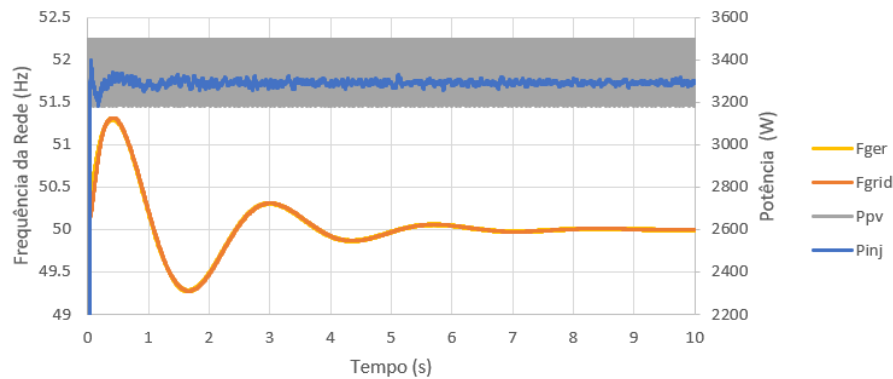


Figura 4.5: Variação da potência injetada, P_{inj} , com a frequência da rede, F_{grid} , e comparação destas medidas com a potência do painel, P_{pv} , e a frequência do gerador, F_{ger} .

A potência injetada foi medida logo à saída do filtro LCL para saber a leitura de potência injetada pelo painel depois de esta passar pelo *Boost Converter*, pelo inversor, e pelo filtro LCL. Como se pode ver na figura 4.5 a potência injetada não varia com as variações de frequência devido ao controlo de frequência estar desligado. A potência injetada na rede pelo inversor é toda ativa pois é definido no controlo do inversor que $I_{q_ref} = 0$, figura 3.9.

Pode-se observar que a P_{inj} é pouco menor que a potência fornecida pelo painel P_{pv} podendo afirmar que se trata de perdas dos conversores e do filtro. A potência P_{pv} tem variações devido as oscilações provocadas pelo MPPT explicadas anteriormente.

A frequência da rede F_{grid} é exatamente igual a frequência do gerador síncrono F_{ger} como se pode observar pela sua sobreposição na figura 4.5. O gerador síncrono é que impõe a sua frequência na rede porque o inversor usa a frequência da rede como referência imitando-a. Assim a frequência da tensão há saída do inversor não vai influenciar a frequência da rede porque são iguais e estão sincronizadas.

4.2 Perturbação sem controlo de frequência

Nesta secção vai-se mostrar uma perturbação sem o controlo de frequência do lado DC, ou seja, $Enable = 0$. Como explicado anteriormente o estado inicial desta simulação será o estado final da inicialização de 15s feita anteriormente. Todas as simulações de perturbações vão ser feitas simuladas durante 12s.

Como o controlo da frequência vai ser unicamente feito pelo gerador síncrono, neste capítulo vai-se focar na frequência e na potência mecânica desse gerador. A potências e tensões como V_{pv} , V_{DC} , P_{pv} , P_{inj} irão se manter como no fim da inicialização não havendo interesse de ser apresentadas.

Segundo as normas da ENTSO-E¹ para segurança do sistema é ativado o deslastre de cargas automático quando a frequência desce para os 49Hz [35].

¹European Network of Transmission System Operators for Electricity

A perturbação acontece aos 0.5s com a entrada de 15kW de carga através do fecho do *Circuit Breaker*. Num sistema real, este cenário de aumento repentino da carga significativas não ocorre mas imita o comportamento de desconexão de um gerador que pode acontecer no caso de um curto circuito aos terminais de um gerador ou numa linha de ligação.

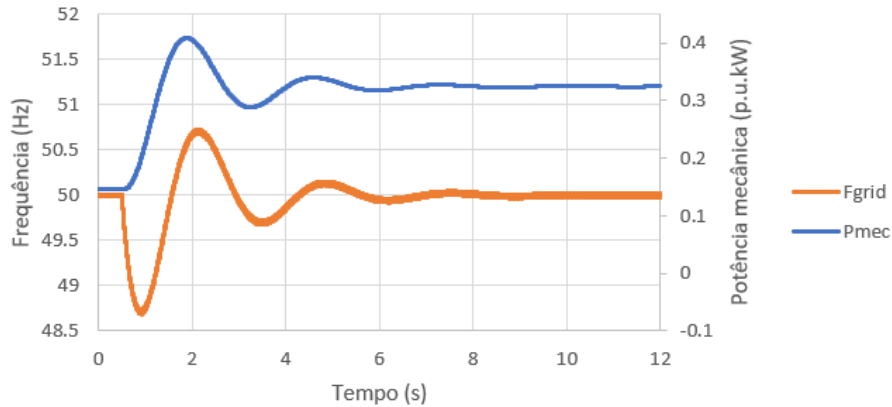


Figura 4.6: Evolução da frequência da rede *Fgrid* e da potência mecânica do gerador *Pmec* com uma perturbação

Como se aumenta a carga a potência elétrica aumenta. Este aumento cria um desequilíbrio entre potência mecânica e potência elétrica que faz variar a frequência da máquina segundo a inércia do gerador tal como mostrado na equação 2.2. Para repor a frequência o regulador de velocidade aumenta a potência mecânica. Como se pode observar a frequência mínima foi de 48.7Hz o que significa que pelas regras do ENTSO-E em situação real ocorreria deslastre de cargas.

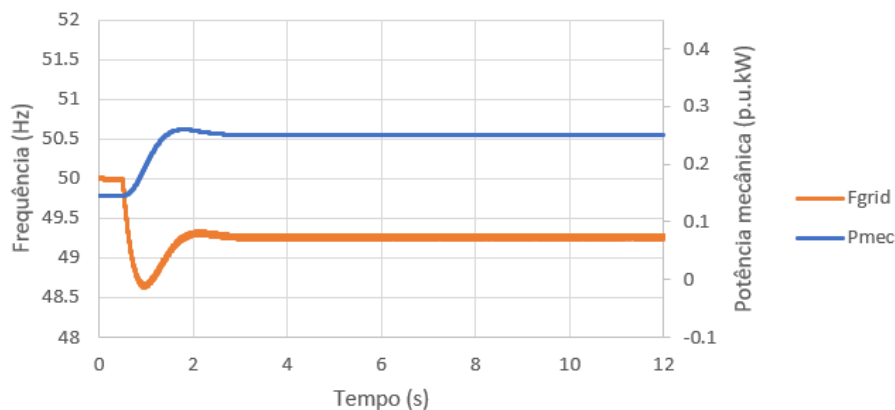


Figura 4.7: Evolução da frequência da rede *Fgrid* e da potência mecânica do gerador *Pmec* com uma perturbação sem controlo secundário no regulador de velocidade

O controlo secundário é feito por reservas secundárias com um tempo de ativação de 30s após a perturbação. Portanto, em caso real aconteceria exatamente o que está presente na figura 4.7 visto

que esta só mostra a evolução temporal até aos 11,5s após perturbação e o controlo secundário só seria ativado posteriormente. Sem o controlo secundário do regulador de velocidade do gerador a frequência não volta à frequência nominal. A frequência estabiliza num valor inferior, frequência em modo *quasi steady state* que segundo as regras de ENTSO-E [35] deve ser compreendido entre 49,8 e os 50.2Hz apesar de não ser o caso desta simulação. Na simulação da figura 4.6 pode-se observar que o controlo secundário é feito instantaneamente quando ativado no regulador de velocidade do gerador visto que no fim da simulação, aos 12s, a frequência já estabilizou no seu valor nominal.

Pode-se observar pelas figuras 4.7 e 4.6 que a potência mecânica não estabiliza no mesmo valor nos dois casos. Isto deve-se ao amortecimento do sistema. Ao diminuir a frequência algumas cargas, como motores síncronos e outros, diminuem o seu consumo. Isto faz com que a potência produzida seja menor. Este efeito é chamado de amortecimento de cargas.

Nas simulações seguintes vai-se usar sempre o controlo secundário mas é necessário ter a ideia que enquanto a frequência não é igual à nominal a componente *Droop* do controlo de frequência dos painéis estaria a fornecer energia continuamente podendo ser necessário uma quantidade de energia extra para injetar durante os 30s.

4.3 Perturbação com controlo de frequência

Nesta secção vai-se considerar a mesma perturbação mas desta vez com controlo de frequência do pánel ligado, $Enable = 1$ e mantendo os 12s de simulação referidos anteriormente. Como este controlo tem uma componente inercial e outra *droop* vai-se separar em três partes diferentes: duas com os controlos individuais e outra com ambos os controlos.

Com o objetivo de ganhar sensibilidade ao funcionamento do algoritmo proposto foram realizadas 25 simulações, correspondentes a 5 valores diferentes de inércia, H , e de ganho de *Droop*, K_{droop} , como se pode ver em 4.1.

$$H_i = [0; 10; 50; 100; 200] \quad K_{droopi} = [0; 500; 1000; 2000; 5000] \quad (4.1)$$

As constantes de inércia são altas em comparação com os de uma central elétrica normal que podem chegar até os 10s. Nessas centrais a constante de inércia não é definida no seu controlo, como no caso da inércia sintética mas sim pela velocidade e pelo coeficiente de inércia das massas girantes, ou seja, a energia cinética armazenada na turbina. Como a constante de inércia é multiplicada pela potência nominal da máquina ao aumentar a constante de uma geração de potência pequena pode-se ter um impacto igual a um gerador com uma inércia mais baixa mas de maior potência nominal.

Os ganhos K_{droop} são bastante mais altos que os de inércia pois enquanto que as constantes de inércia são multiplicados por $\frac{2.S_n}{f_n} = \frac{2.3500}{50} = 140$ além de serem multiplicados pela derivada da frequência o K_{droop} apenas é multiplicado pelo desvio de frequência, equação 3.6.

4.3.1 Controlo Inercial

Para este caso foram dados vários valores de inércia H e foi mantido $K_{droop} = 0$.

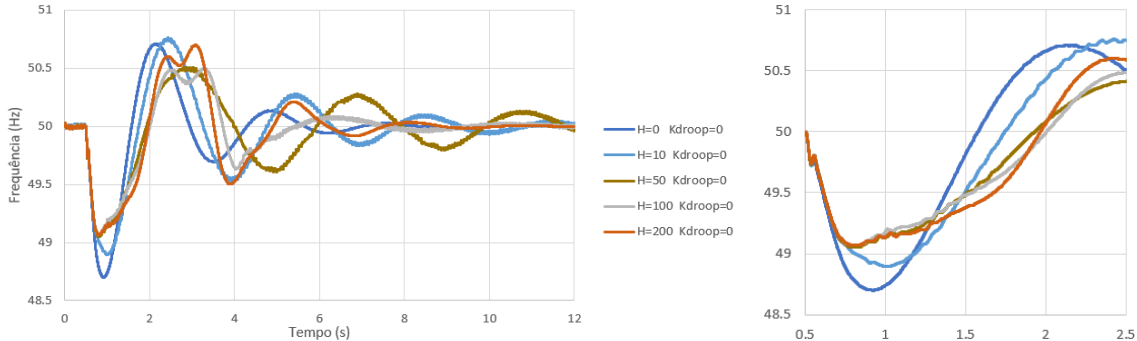


Figura 4.8: Evolução da frequência da rede F_{grid} com diferentes constantes de inércia, H e sem controlo $Droop$.

Como se pode observar figura 4.8 quanto maior a constante de inércia definida no nosso maior vai ser a nossa frequência mínima e maior vai ser a frequência máxima, ou seja, diminuem os desvios de frequência. Como se pode ver na figura a frequência não sofre grandes alterações com a inércia igual a 50, 100 ou 200s sendo que a diferença entre os seus mínimos de frequência é insignificante. Apesar da dificuldade de leitura a simulação com o melhor mínimo de frequência foi a de $H = 100$ com a $49.07Hz$. O uso de mais energia para ter maior inércia é desnecessário caso não haja diferença significativa no mínimo de frequência.

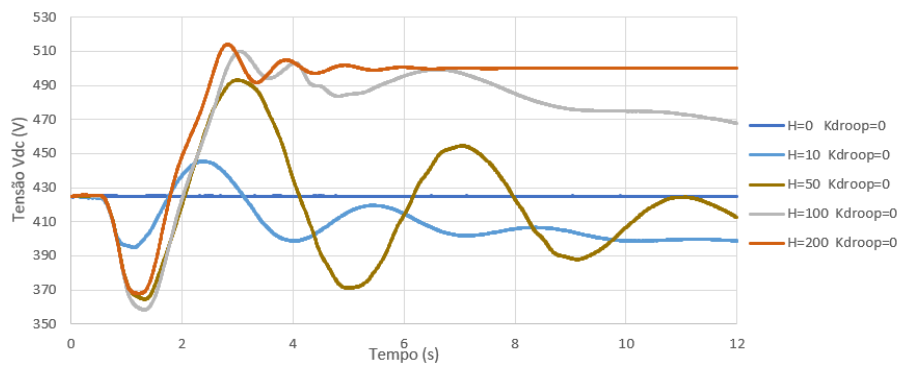


Figura 4.9: Evolução da tensão no barramento DC, V_{DC} , com diferentes constantes de inércia, H e sem controlo $Droop$

A figura 4.9 apresenta o comportamento temporal da tensão para diferentes valores de constante de inércia. Como se pode ver na figura 4.9 quando não há controlo de frequência, $H = 0$ e $K_{droop} = 0$, a tensão V_{DC} fica constante igual a tensão nominal desse barramento. Nos restantes casos como o controlo da tensão V_{DC} tem como objetivo o controlo de frequência no final as tensões são diferentes das nominais. Como referido anteriormente quando a inércia é 100 e 200s

necessita de mais energia o que se verifica com as variações de tensão maiores chegando mesmo ao máximo de tensão de 500V delimitada pelo bloco de saturação, figura 3.14. Como estes casos atinge o máximo de tensão o controlo inercial deixa de ser o desejado. Este fenómeno pode ser observado no caso de $H = 200s$, quando a tensão estabiliza nos 500V, aos 4s, a frequência passa a ter variações muito rápidas indicando falta de inércia, ou seja, deixa de ter o controlo inercial que tinha inicialmente.

O controlo de frequência deixa de existir para os casos de atingir limites de tensão devido ao controlo PI da figura 3.13. A parte integrativa do controlo acumula o erro durante o tempo em que a tensão está no seu limite. Daí o caso de $H = 200$ quando a tensão estava no máximo e devia diminuir para fazer o controlo de frequência esta não diminui. Este acumular de erro no tempo pode ser reduzido com a utilização de *anti windup*. O *anti windup* faz reduzir o tempo em que se acumula o erro passe a ser uma duração específica e menor que a anterior [36].

Verifica-se que com o aumento da inércia aumenta o tempo que a frequência demora a estabilizar, figura 4.8. Apesar disso houve uma exceção para os 100 e 200s devido a perda do controlo inercial com as razões já explicadas anteriormente.

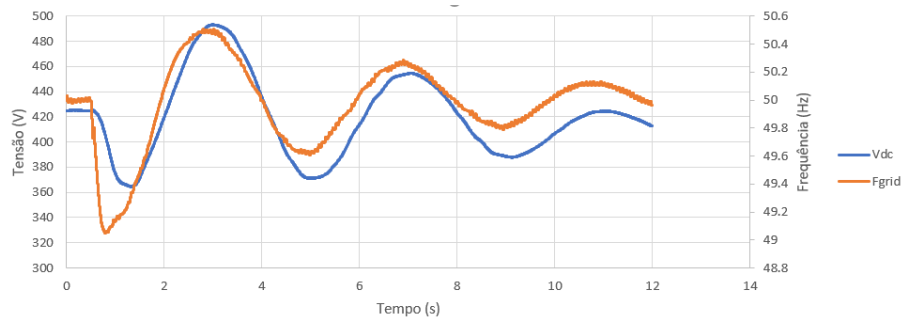


Figura 4.10: Evolução da tensão no barramento DC, V_{DC} e da frequência da rede F_{grid} com $H = 50$ e $K_{droop} = 0$

Quando o controlo é apenas inercial a variação de frequência segue, proporcionalmente, a variação da tensão. Este acontecimento pode ser explicado matematicamente usando as equações 3.6 e 3.8. Considerando $\Delta P = P_{in}$:

$$\Delta V_C(t) = -\frac{1}{C} \int \frac{-S_n \cdot \frac{2H}{f_n} \cdot \frac{\partial f(t)}{\partial t}}{V_0} dt = \frac{S_n \cdot 2 \cdot H}{C \cdot f_n \cdot V_0} \cdot f(t) \quad (4.2)$$

Apesar disso não são completamente iguais porque a tensão leva mais tempo para variar devido à capacidade do condensador e a tensão final não é igual à inicial como acontece na frequência devido as perdas. Mesmo assim as duas medidas têm andamentos temporais bastante semelhantes.

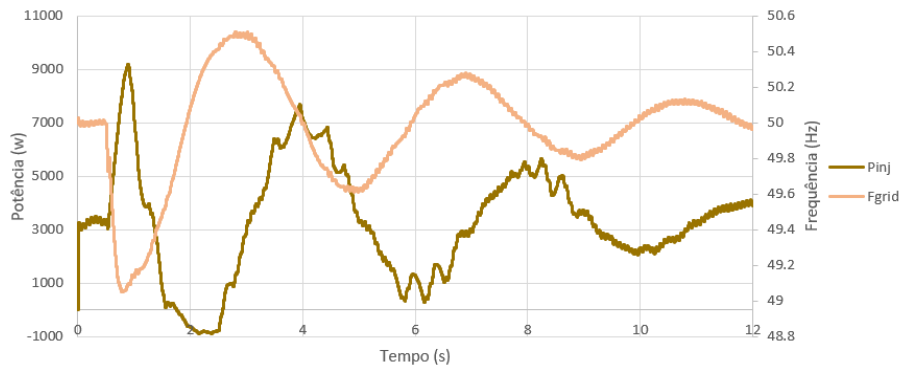


Figura 4.11: Evolução da potência injetada para a rede P_{inj} e da frequência da rede F_{grid} com $H = 50$ sem controlo *Droop*

Como apenas o controlo inercial está ativado a potência injetada varia proporcionalmente com a derivada da frequência. Além de observar isso na figura 4.11, também se pode observar que antes da perturbação a potência estava estável nos 3300W e que no final a potência irá estabilizar nesse valor. Este é o valor da produção fotovoltaica que se mantém constante no seu MPP. As variações da potência injetada aqui presentes são da responsabilidade do condensador *DC Link* que produz ou consome energia de acordo com o seu controlo.

Como se pode ver após a perturbação a potência injetada sobe o que vai ajudar a queda de frequência inicial. Como resposta a esse aumento de potência tanto da injetada como do potência mecânica do gerador síncrono a frequência sobe acima da frequência nominal. Interessante reparar que apesar do aumento inicial da potência injetada ser muito alto a descida de potência posterior foi igualmente alta e duradoura o que leva a um consumo energético maior e a uma subida da tensão. Devido a isso o gráfico anterior mostrava que a subida da tensão era mais grave que a descida inicial.

O controlo inercial tem uma desvantagem que o controlo *Droop* tenta compensar. Quando a frequência começa a subir após a perturbação o controlo inercial faz a potência injetada diminuir apesar da frequência ainda ser menor que a nominal. Este é um ponto que nas máquinas síncronas convencionais não é possível contrariar pois trata-se da inércia de uma máquina primária contrariar a aceleração mas que neste tipo de controlo inercial seria fácil de o fazer. Apenas seria necessário dizer que caso $\Delta f < 0$ e $\frac{\partial f(t)}{\partial t} > 0$, ou vice-versa, a constante de inércia seria 0.

4.3.2 Controlo *Droop*

Para este caso foram testados vários valores de ganho *Droop*, K_{droop} , e foi mantido $H = 0$.

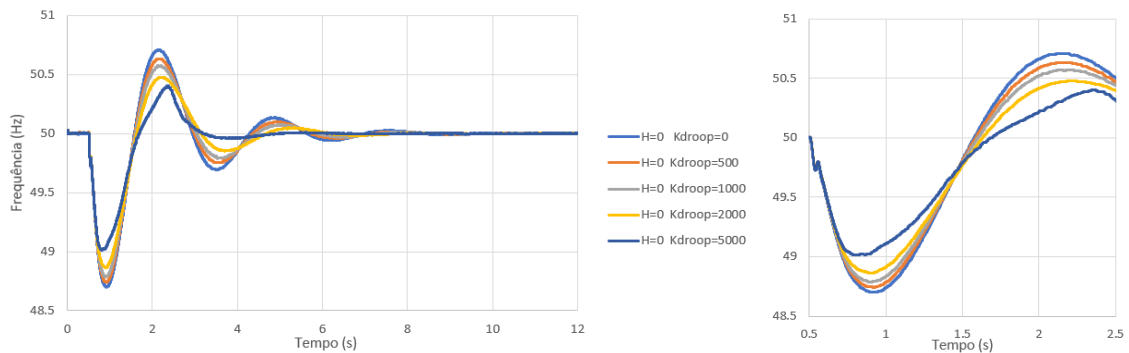


Figura 4.12: Evolução da frequência da rede *F_{grid}* com diferentes ganhos *Droop* e sem controlo inercial

Como se pode ver na figura 4.12 o aumento do ganho de *Droop* é sempre benéfico pois cumpre o objetivo de aumentar o mínimo de frequência. Este controlo tem como vantagem em relação ao controlo inercial ser mais rápido na estabilização da frequência.

O melhor caso sem controlo de inércia é com $K_{droop} = 5000$ onde o mínimo de frequência foi de 49.01Hz , o que significa que o deslastre de cargas seria evitado ao contrário das outras simulações da figura 4.12. A variação da frequência diminui proporcionalmente com o aumento de K_{droop} o que é explicado ao rever a equação 3.6.

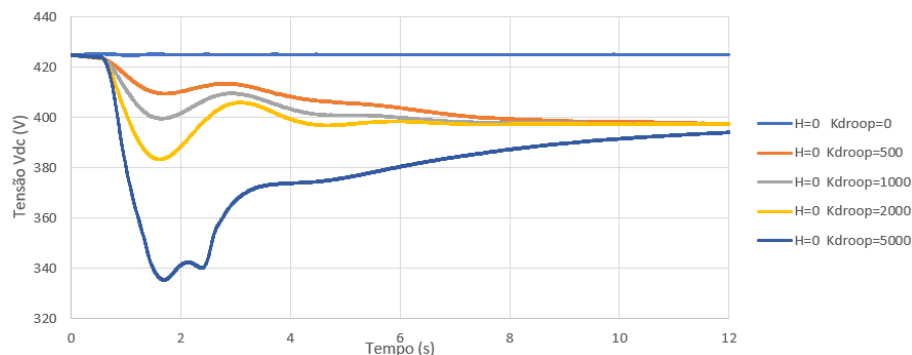


Figura 4.13: Evolução da tensão do barramento DC, V_{DC} , com diferentes ganhos *Droop* e sem controlo inercial

Como se pode observar na figura 4.13 apenas $K_{droop} = 5000$ passou o limite mínimo imposto de 340V . Devido a este ser atingido a frequência do sistema para este ganho teve uma pequena perturbação aos 2s visível na figura 4.12. Tal como no controlo inercial, valores altos de K_{droop} têm uma demanda de energia muito alta que faz as variações da tensão serem altas e, quando atingidos os seus limites, compromete o seu controlo.

Pode-se observar também que as tensões no final da simulação convergem para o mesmo valor. Este facto pode ser explicado matematicamente usando as equações 3.8 e 3.6 considerando $\Delta P = P_{droop}$.

$$\Delta V_C(t) = -\frac{1}{C} \int \frac{-K_{droop} \cdot \Delta f(t)}{V_0} dt \quad (4.3)$$

Se se considerar que o integral da equação 4.3 é definido no tempo entre o início da simulação e o fim da simulação, a variação de frequência entre esses dois momentos é zero. Assim sendo a variação de tensão seria zero. A variação de tensão entre o início e o fim da simulação só não é zero devido a perdas no sistema.

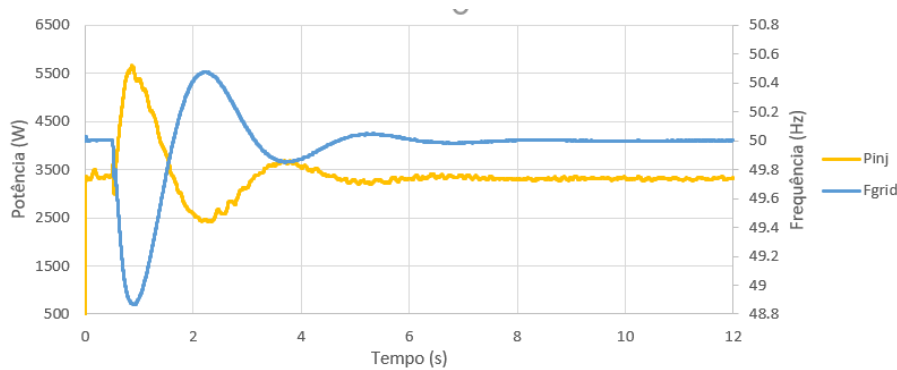


Figura 4.14: Evolução da potência injetada pelo lado DC na rede, P_{inj} , e da frequência da rede, F_{grid} , com $H = 0$ e $K_{droop} = 2000$

De modo a ter um exemplo que demonstra-se a evolução da potência injetada foi considerada a simulação com $K_{droop} = 2000$, visto que foi a que apresentou melhores resultados sem atingir limites. Na figura 4.14 pode -se ver que, como seria de esperar pela equação 3.6, o desvio da potência seguiu proporcionalmente o desvio da frequência. Importante salientar que, tal como no controlo inercial, a potência injetada inicial e final é constante e igual à potência fornecida apenas pelo painel sendo os desvios a esta fornecidos pelo condensador DC Link.

Também importante salientar que, ao contrário do controlo inercial, o maior gasto energético acontece quando a frequência é menor que a nominal, ou seja, quando a potência injetada é positiva. Isto faz com que os limites de tensão que são atingidos são os mínimos, figura 4.9, ao contrário do controlo inercial que eram atingidos limites máximos.

4.3.3 Controlo Inercial e Droop

Neste caso vai-se analisar quando o controlo de frequência têm as duas componentes inercial e Droop. Como nas simulações apresentadas anteriormente percebe-se que quando $K_{droop} = 5000$ ou $H = [100; 200]$ eram atingidos limites do sistema estes casos não vão ser apresentados. Assim como os casos em que $K_{droop} = 0$ ou $H = 0$ que já foram apresentados anteriormente.

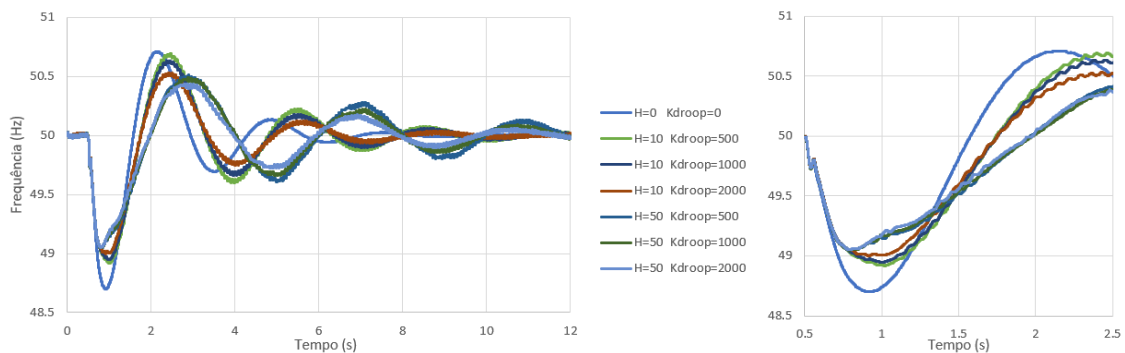


Figura 4.15: Evolução da frequência da rede *Fgrid* com diferentes ganhos *Droop* e constantes de inércia, H

Dos resultados apresentados na figura 4.15 o caso em que $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$ é o melhor visto ter um mínimo de frequência de 49.05Hz o que evitaria o deslastre de cargas em caso real. Os casos em que $H = 50$ e $K_{droop} = 500$ ou 1000 tiveram igualmente bons resultados notando até que estes 3 casos sobrepõem-se no gráfico aumentado no mínimo de frequência.

Estudando o gráfico aumentado pode-se concluir que a constante de inércia, H , tem mais influência no mínimo de frequência do que o K_{droop} visto que as linhas com o mesmo H se sobrepõem no mínimo de frequência. Apesar dessa sobreposição, ao longo da simulação, quando $K_{droop} = 2000$ as oscilações da frequência diminuem em comparação com os outros ganhos *Droop* podendo dizer que a frequência estabiliza no valor nominal mais rapidamente com o aumento de K_{droop} .

Pode-se dizer então que H tem a vantagem de aumentar o mínimo de frequência mas a desvantagem de aumentar o tempo de estabilização de frequência. O K_{droop} tem apenas a vantagem de estabilizar a frequência mais rápido tendo uma menor influência no mínimo de frequência

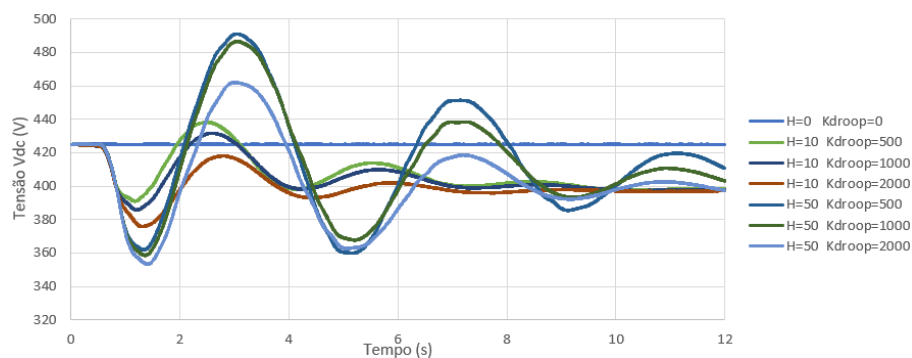


Figura 4.16: Evolução da tensão do barramento DC, V_{DC} , com diferentes ganhos *Droop* e diferentes constantes de inércia H

Como referido anteriormente, apenas foram apresentados os casos em que não eram atingidos limites de tensão o que pode ser verificado na figura 4.16. O aumento da inércia tem muita influência no máximo de tensão tal como mostrado anteriormente. No mínimo de tensão ambas as

componentes têm influência. De notar que, tal como explicado matematicamente, a tensão final tende para o mesmo valor quando a frequência estabiliza para todos os casos diferentes. O tempo que a tensão demora a estabilizar para o valor final está diretamente relacionada com o tempo que a frequência demora a estabilizar o que já foi explicado anteriormente.

4.3.4 Exemplo de controlo de frequência com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$

Para mostrar outros resultados da simulação não mostrados anteriormente vai-se focar na simulação com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$.

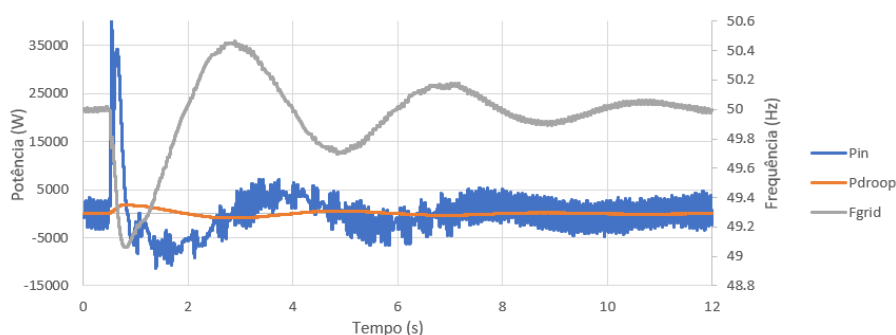


Figura 4.17: Evolução dos sinais P_{in} e P_{droop} e da frequência da rede F_{grid} com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$

Para começar foi medido P_{in} e P_{droop} . Importante referir que estes dois sinais são variáveis do subsistema de cálculo de ΔP , ou seja, não são variáveis medidas no circuito mas sim sinais. A soma destas será igual a ΔP que será usada como referência para a potência injetada pelo condensador, P_c , sendo esta uma variável medida.

Como se pode observar na figura 4.17 o sinal P_{in} varia com a derivada da frequência enquanto que P_{droop} varia com o desvio de frequência, seguindo a equação 3.6 e o esquema da figura 3.12. Pode-se também observar que P_{in} tem um pico muito pronunciado na queda da frequência e muito ruído ao longo da simulação Apesar de no esquema da figura 3.12 já mostrar que a derivada que cria este ruído já ter sido filtrada por filtros passa-baixo. Com esta configuração de inércia e controlo *Droop*, P_{in} é mais predominante que P_{droop} . O mais importante a observar deste gráfico é que por vezes o controlo inercial contraria o controlo *Droop*. Por exemplo, após o mínimo de frequência o crescimento desta faz com que P_{in} seja negativo mas com a frequência é menor que a nominal a P_{droop} é positivo. Este fenómeno pode ser cancelado se se considerar que quando $\frac{\partial f(t)}{\partial t} > 0$ e $\Delta f < 0$ a inércia seria $H = 0$ temporariamente.

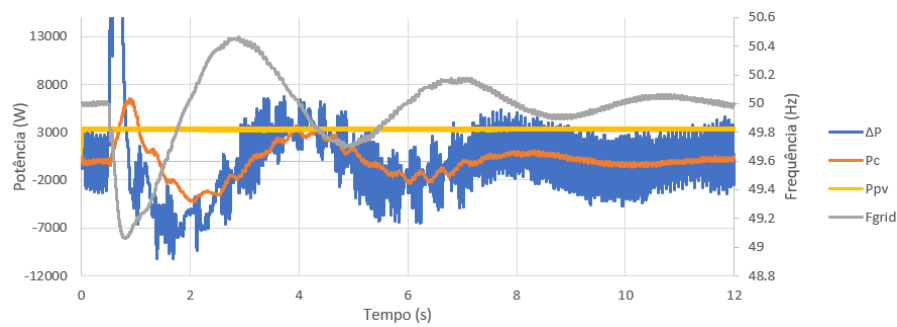


Figura 4.18: Evolução do sinal ΔP e das potências P_c e P_{pv} e da frequência da rede, F_{grid} , com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$

O sinal ΔP é a soma de P_{in} e P_{droop} . Como P_{in} é mais predominante ΔP segue o seu formato. P_c é a potência injetada pelo condensador. Como o condensador tem um atraso a variar a sua tensão a sua potência funciona como um filtro passa-baixo de ΔP . Desta maneira P_c não tem a variação exagerada inicial de ΔP e apresenta um atraso em relação a este, assim como menos ruído.

A potência injetada pelo painel, P_{pv} , vai-se manter constante no seu MPP durante toda a simulação. Pode-se concluir que este método é bastante eficaz por manter a rentabilidade do painel durante todo o período de perturbação.

No período pré perturbação, a média de P_c é de $-78W$, ou seja, o consumo do condensador para manter a tensão nominal. Apesar deste consumo não servir para um estudo de rentabilidade, pois não se trata de um caso real, é um valor relativamente baixo para uma produção nominal do painel de $3500W$.

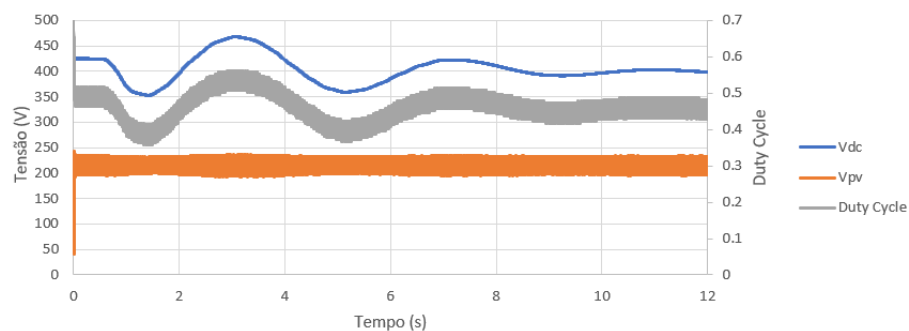


Figura 4.19: Evolução da tensão do painel, V_{pv} , da tensão do barramento DC, V_{DC} , e do Duty Cycle do MPPT com $H = 50$ e $K_{droop} = 2000$

A potência P_{pv} só se mantém no seu MPP devido ao trabalho do MPPT. A potência P_c é obtida variando a tensão no barramento DC, V_{dc} . O MPPT varia o Duty Cycle de modo a manter a tensão nos terminais do painel, V_{pv} , constantes e assim manter P_{pv} igualmente constante apesar das variações de V_{dc} . A evolução destas variáveis segue a equação 3.1.

4.4 Resumo

De forma a comparar a performance das simulações vai-se apresentar numa tabela os valores de mínimo de frequência, F_{min} . Também vão ser mostrados os valores máximos e mínimos de tensão no barramento DC, V_{DCmax} e V_{DCmin} , de modo a ter uma ideia dos requisitos energéticos das simulações e quais atingiram a saturação.

H/K_{droop}	V_{DCmin}					V_{DCmax}				
	0	500	1000	2000	5000	0	500	1000	2000	5000
0	424.5	397.4	397.1	383.3	335.2	425.6	425.1	425.1	425.1	425.1
10	394.8	390.9	385.6	375.7	338.0	445.6	438.3	431.8	425.1	425.1
50	364.5	359.8	358.4	353.2	332.8	493.2	491.1	486.7	462.1	425.5
100	358.2	357.1	355.8	354.8	345.5	510.0	508.8	508.4	507.0	495.2
200	367.8	367.7	367.0	366.2	362.3	514.0	514.0	514.2	514.2	513.9

Tabela 4.1: Mínimo e máximo de tensão no barramento DC, V_{DCmin} e V_{DCmax} , de todas as simulações com diferentes H e K_{droop}

Como visto anteriormente, nos casos em que as tensões V_{DC} atingem o limite por vezes perde-se o controlo de frequência. Na tabela 4.1 foi marcado as tensões que ultrapassaram o limite, $500V < V_{DC} < 340V$. A laranja foram assinaladas as tensões que tiveram a menos de 10V de atingir os limites de tensão. Para melhor visualização do impacto de H e K_{droop} em V_{DCmin} e V_{DCmax} os resultados desta tabela vão ser apresentados em forma de gráfico.

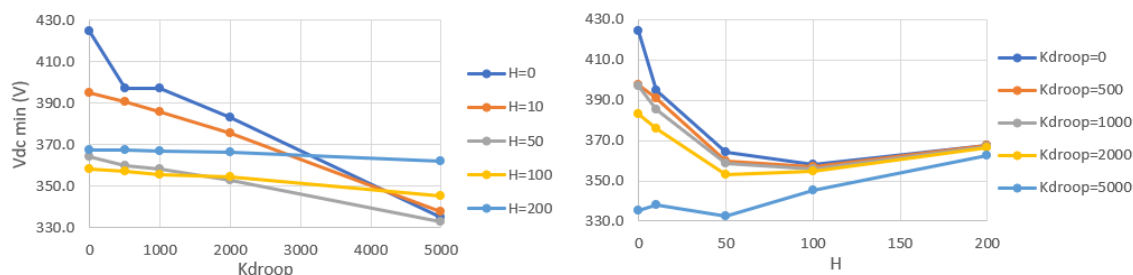


Figura 4.20: V_{DCmin} com diferentes H e K_{droop}

A tensão mínima V_{DCmin} diminui com o aumento de K_{droop} , figura 4.13, e com o aumento de H , com umas pequenas exceções para $H = 100$ e $H = 200$, figura 4.9. Estas exceções são causadas pela rápida resposta e correção da frequência para quando a inércia é muito alta diminuindo a exigência energética e assim a variação de tensão na queda de frequência inicial. Quando $K_{droop} = 5000$ a tensão V_{DCmin} fica quase sempre fora dos limites, já referido na subsecção 4.3.2, e por isso foi retirada da subsecção 4.3.3.

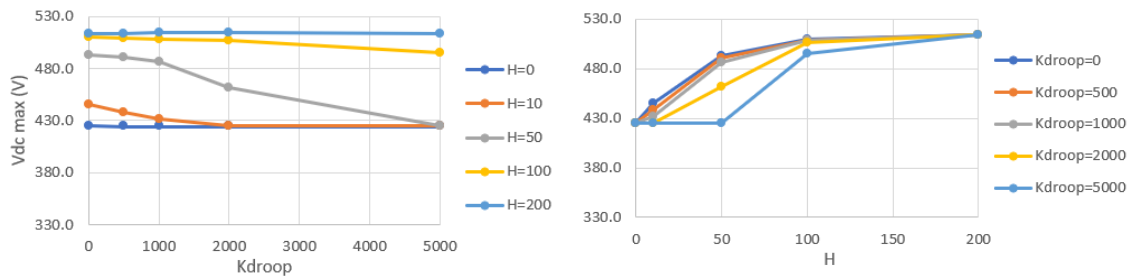


Figura 4.21: V_{DCmax} com diferentes H e K_{droop}

A tensão máxima V_{DCmax} aumenta com o aumento da inércia H e com a diminuição de K_{droop} . Pode-se reparar que quando que o V_{DCmax} é igual à tensão nominal quando K_{droop} é muito maior que H . Nesses casos a exigência energética do K_{droop} predomina que tem como consequência a uma queda de tensão mais acentuada quando a frequência é menor que a nominal, figura 4.13. Pelo contrário, quando a componente inercial predomina e tem valores altos, 100 ou 200, a tensão tem tendência a aumentar até o seu limite quando a frequência está a aumentar após atingir o seu mínimo, figura 4.9.

<i>F min</i>					
H/K_{droop}	0	500	1000	2000	5000
0	48.700	48.742	48.786	48.863	49.012
10	48.895	48.919	48.947	49.000	49.042
50	49.051	49.048	49.048	49.053	49.053
100	49.070	49.068	49.067	49.064	49.062
200	49.068	49.067	49.067	49.067	49.066

Tabela 4.2: Mínimo de frequência, F_{min} , de todas as simulações com diferentes H e K_{droop}

Tal como na tensão foi assinalado os mínimos de frequência que eram menores que $49Hz$ a vermelho pois estes casos acionariam o deslastre automático de cargas. A amarelo foram assinalados os mínimos que estariam a $0.02Hz$ de passar o limite. Para visualizar melhor a variação de F_{min} com H e K_{droop} foram expostos os resultados da tabela 4.2 em gráfico na figura 4.22.

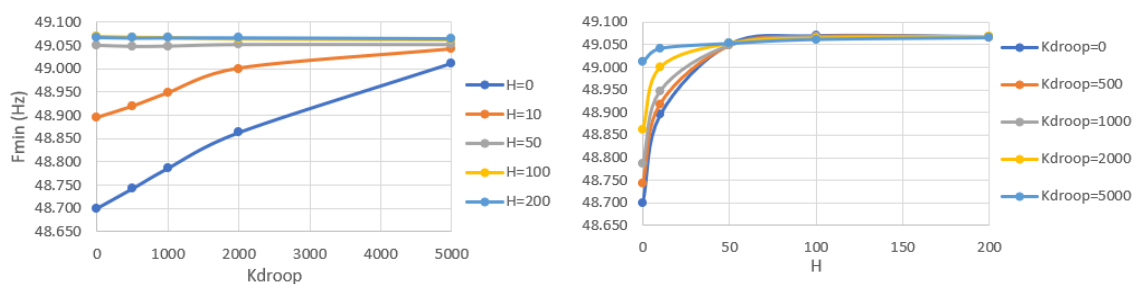


Figura 4.22: F_{min} com diferentes H e K_{droop}

Como se pode observar o mínimo de frequência aumenta com o aumento de H e de K_{droop} apesar do impacto da componente inercial ser muito mais significativo. Contudo, pode-se reparar que quando H é igual a 50, 100 ou 200 o impacto em F_{min} não é significativo e para esses casos K_{droop} não tem nenhuma influência em F_{min} que pode ser observado com a sobreposição de curvas nos gráficos.

4.5 Conclusões

O objetivo destas simulações é aumentar o valor mínimo da frequência com o uso de controlo de frequência através do inversor do painel fotovoltaico.

Começou-se com uma perturbação cujo controlo primário e secundário e inércia do gerador síncrono contribuíam para o controlo da frequência mas que não conseguiriam evitar o deslastre automático de cargas caso se tratasse de um caso real. Este deslastre piora os índices de fiabilidade de um SEE² e possíveis penalizações para o prestador de energia por falha na continuidade de serviço. Com a contribuição de inércia e controlo primário do inversor foi possível aumentar o valor mínimo de frequência e evitar o deslastre melhorando assim os índices de fiabilidade e evitando penalizações.

Concluí-se que a componente de inércia tem a vantagem de ter mais influência no aumento do mínimo de frequência mas tem como desvantagem aumentar o tempo que demora a estabilizar a frequência. A componente *Droop* tem menos influência no mínimo de frequência mas tem a vantagem de diminuir o tempo de estabilização da frequência.

Os casos em que $H = 50$ podem ser considerados melhores pois apresentam resultados semelhantes em F_{min} comparando com H igual a 100 ou 200, tabela 4.2, sem passar os limites de máximo de tensão, tabela 4.1.

Quanto ao K_{droop} tem pouca influência em F_{min} mas, como referido anteriormente, o seu aumento é mais vantajoso em tempos de estabilização sendo difícil de avaliar quantitativamente este parâmetro com alguma medida. Tendo em vista a sua vantagem consideraria o uso de $K_{droop} = 2000$ melhor visto que o uso de $K_{droop} = 5000$ tem como desvantagem ultrapassar limites de tensão mínima, tabela 4.1.

²Sistema elétrico de energia

Todos estes valores recomendados podem mudar para casos com diferentes perturbações sendo que para casos reais devem ser usadas as piores perturbações para verificar se a capacidade do condensador é suficiente e para avaliar os melhores K_{droop} e H a serem usados.

Todo o controlo de frequência usa energia armazenada no condensador *DC Link*. Para manter este condensador carregado na sua tensão nominal de 425V é necessário consumir 78W, não esquecer que este valor é obtido através de uma simulação não podendo ser usado como rentabilidade real mas pode ser usado para fazer uma comparação.

Visto que a potência nominal do painel é de 3500W as perdas representam 2,2% da potência produzida. Apesar disso a potência de 3500W é a potência produzida em condições favoráveis (radiância de 1000W/m² e temperatura de 25°C) por isso considerar os 2,2% seria fazer uma análise positiva das perdas. Em alguns casos analisados no capítulo 2 é usado apenas 90% do MPP para reservar a restante potência para situações de emergência tendo por isso 10% de perda do que poderia ser produzido no painel. Mesmo que a produção média seja metade da nominal, 1750W, as perdas seriam de 4.4%, continuando a ser significativamente mais baixos que os anteriores 10%. As restantes perdas, como perdas dos conversores ou do filtro, não estão a ser considerados pois elas existiriam com ou sem o controlo de frequência apresentado. Para ser correto, num sistema normal sem controlo de frequência já existiria um condensador *DC Link* mas o condensador usado teve um aumento da sua capacidade para armazenar mais energia, o que significaria um aumento nas perdas. Apenas esse aumento devia ser considerado o que seria menor que os 78W referidos anteriormente, ou seja, os rendimentos são melhores do que os referidos.

Todas as simulações fora feitas considerando as condições ambiente de radiância a 1000W/m² e temperatura de 25°C. Em casos reais, em 12 segundos, tempo das simulações, não ocorrem variações significativas das condições ambiente, sendo compreensível considerá-las constantes durante a simulação. Repetir as simulações com diferentes temperaturas e radiâncias não traria diferentes resultados pois a energia armazenada no condensador seria a mesma visto que a tensão nominal e a capacidade elétrica do condensador não mudariam. Portanto, o controlo de frequência por parte do conversor não mudaria e os resultados seriam iguais.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1 Satisfação dos Objetivos

O primeiro objetivo cumprido com este trabalho de dissertação foi o enriquecimento dos meus conhecimentos em temáticas que não foram lecionadas no meu percurso académico, em particular os aspetos de detalhe e funcionamento dos conversores no âmbito das energias renováveis. Consegui ultrapassar as dificuldades de utilização de ferramenta complexa como é o *Simulink*. Como a minha formação de base é de energia também algumas dificuldades de eletrónica de potência foram ultrapassadas.

Este trabalho cumpriu os seus objetivos principais pois foi implementado um controlo de frequência com inércia sintética e controlo primário em produções fotovoltaicas sem que este tivesse consequências significativas no que toca ao rendimento da produção. Esse controlo melhorou a estabilidade dinâmica da frequência de tal modo que é possível evitar o deslastre de cargas automático o que seria positivo para os índices de fiabilidade dos operadores das redes de transporte e distribuição.

A data de entrega desta dissertação um *abstract* foi submetido para a *XXI Power Systems Computation Conference* sendo aceite e pedido um posterior artigo em formato IEEE que será entregue com a possibilidade de ser feita uma apresentação deste trabalho na conferência em 2020.

5.2 Trabalho Futuro

Apesar de os objetivos serem cumpridos, neste trabalho poderiam ser aprofundados muitas outras análises. Os trabalhos futuros vão ser divididos em duas partes, uma parte em que se vai discutir pequenas modificações que podiam ser implementadas no sistema de *Simulink* deste trabalho e outro que requer outras simulações de maior complexidade.

Modificações para a simulação estudada:

- Criar uma constante de inércia dinâmica que, por exemplo, seja diminuída quando $\frac{\partial f(t)}{\partial t} < 0$ e $\Delta f > 0$ como sugerido na secção 4.3.1. Este caso até já foi estudado na referência [37]

em que a inércia alternava entre dois valores. Em alternativa a constante de inércia podia ir diminuindo após o primeiro pico de frequência de modo a ter a mesma influência no mínimo de frequência mas a estabilizar mais rapidamente a frequência.

- Ativar o controlo primário do gerador síncrono apenas 15s após a perturbação e controlo secundário após 30s, como explicado no capítulo 2.5 . Este teste seria benéfico para testar a capacidade energética necessária no condensador em casos reais.
- Alterar a capacidade do condensador *DC Link* assim como a sua tensão nominal e o seu limite máximo. Aumentar a capacidade irá fazer com que as tensões variem menos e não atinja os limites de tensão. Aumentar a capacidade e a tensão nominal faz aumentar a energia armazenada no condensador tendo assim mais energia para o controlo de frequência. Estes aumentos não foram usados nas simulações para passar a ideia que a energia disponível para o controlo de frequência não é ilimitada e que é necessária fazer simulações para saber quando atinge os seus limites.
- Pode ser adicionado um controlo de frequência adicional que variasse as tomadas dos transformadores e a excitação dos geradores de modo a variar a tensão na carga e consequentemente a potência consumida pela carga. O controlo de frequência estaria assim não só no lado da produção como também do lado do consumo.
- Utilizar mecanismos *anti windup* de modo a que o controlo de frequência não fique totalmente incapacitado após se atingir um limite de tensão.

Como este tipo de solução foi idealizada para pequenas produções seria benéfico estudar o impacto deste controlo de frequência numa rede com uma percentagem alta de produção de baixa potência distribuída em ambiente de simulação. Essa rede não tem de ser de grandes dimensões podendo se aplicar a redes isoladas pequenas como redes insulares ou micro redes onde ocorrem os piores casos de perturbações em baixa inércia.

Com uma rede de maior dimensão pode-se testar as piores perturbações possíveis e fazer simulações para decidir os melhores valores de inércia ou ganhos *Droop* assim como as necessidades energéticas para decidir a tensão nominal e capacidade do condensador.

Para concluir devia ser implementado em casos reais ou em laboratório. Esses testes permitiriam fazer uma análise mais correta das perdas e dos tempos de resposta deste tipo de controlos.

5.3 Aplicações futuras

Um pequeno produtor, no qual este trabalho foi centrado, pode não ter interesse em investir no controlo de frequência. Mas com a necessidade deste controlo a aumentar pode vir a ser exigido em *Grid Code* toda a produção possuir esta tecnologia, obrigando assim os fabricantes de inversores a incorpora-la nos seus produtos. O *Grid Code* trata-se do regulamento feito pelo TSO de determinada área de controlo, que inclui, por exemplo, requisitos que a produção deve

cumprir para estar ligada à rede. Mudanças no *Grid Codes* já aconteceram antes no que toca a sobrevivência a quedas de tensão e frequência em produção renovável para garantir a estabilidade da frequência da rede e a continuidade de serviço para os consumidores. Não é por isso impossível que sejam feitas alterações nos regulamentos para que seja garantida inércia mínima no sistema.

Apesar de não ter sido abordado, este trabalho também se pode aplicar ao consumo de energia pois muito das cargas de hoje em dia contém componentes eletrônicos com condensadores no seu interior onde podia ser aplicado o controlo de frequência presente nesta dissertação. As possíveis mudanças no *Grid Code* podem incluir obrigações para este tipo de dispositivos consumidores, principalmente se estes forem de grande potência.

Referências

- [1] Tiago Neto. Avaliação do Impacto na Estabilidade Transitória em Resultado da Massificação de Produção de Eletricidade Utilizando Sistemas de Conversão Eletrônica. 2013. URL: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/68051/2/45606.pdf>.
- [2] EuroStats, Final energy consumption by sector, EU-28, 2016 (% of total, based on tonnes of oil equivalent).png - Statistics Explained. Relatório técnico, 2016. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Final{ }energy{ }consumption{ }by{ }sector, { }EU-28, { }2016{ }\({ }%{ }25{ }of{ }total, { }based{ }on{ }tonnes{ }of{ }oil{ }equivalent.png{ }#}{ }filelinks](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Final{ }energy{ }consumption{ }by{ }sector, { }EU-28, { }2016{ }({ }%{ }25{ }of{ }total, { }based{ }on{ }tonnes{ }of{ }oil{ }equivalent.png{ }#}{ }filelinks).
- [3] Robert Gasch e Jochen Twele. *Wind Power Plants, Wind Power Plants*. 2012.
- [4] Goldman Sachs Calls a Bottom in Solar as Panel Prices Stabilize - Bloomberg. 2019. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-04-30/goldman-sachs-calls-a-bottom-in-solar-as-panel-prices-stabilize>.
- [5] Global wind report. Annual market update. http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf, páginas 1–73, 2015.
- [6] InterSolarEurope. Global Market Outlook - InterSolarEurope. página 81, 2018.
- [7] Rui Castro. *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. IST - Universidade de Lisboa, 2011 edição.
- [8] D. C. Jordan e S. R. Kurtz. Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1):12–29, 2013. doi:10.1002/pip.1182.
- [9] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, e E. Rashayi. Effects of the Synthetic Inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance. *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, páginas 826–832, 2013. doi:10.1109/ICIT.2013.6505779.
- [10] Gauthier Delille, Justine Yuan, e Laurent Capely. Taking advantage of load voltage sensitivity to stabilize power system frequency. *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, páginas 1–6, 2013. doi:10.1109/PTC.2013.6652348.
- [11] C. Nabe J. Bomer, K. Burges e M. Poller. All island TSO facilitation of renewables study – Final report for work package 3. URL: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Facilitation-of-Renewables-Report.pdf>.

- [12] Yuan Zhang Sun, Zhao Sui Zhang, Guo Jie Li, e Jin Lin. Review on frequency control of power systems with wind power penetration. *2010 International Conference on Power System Technology: Technological Innovations Making Power Grid Smarter, POWERCON2010*, páginas 1–8, 2010. doi:10.1109/POWERCON.2010.5666151.
- [13] Johan Morren. *Grid support by power electronic converters of Distributed Generation units*. 2006. URL: http://repository.tudelft.nl/assets/uuid:ef7c350e-9292-4064-b1c9-81ed15e7cfc1/its_{_}morren_{_}20061113.pdf, arXiv:arXiv:1011.1669v3, doi:10.1017/CBO9781107415324.004.
- [14] J.B. Ekanayake, N. Jenkins, e G. Strbac. Frequency Response from Wind Turbines. *Wind Engineering*, 32(6):573–586, 2009. doi:10.1260/030952408787548811.
- [15] Nicholas Jenkins, A Burton, D Sharpe, e E Bossanyi. *Wind Energy Handbook*. Wiley, 2001.
- [16] John Fletcher e Jin Yang. Introduction to the Doubly-Fed Induction Generator for Wind Power Applications. *Paths to Sustainable Energy*, 2012. doi:10.5772/12889.
- [17] M. O'Malley e A. Mullane. The Inertial Response of Induction-Machine-Based Wind Turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3):1496–1503, 2005. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1490603>, doi:10.1109/TPWRS.2005.852081.
- [18] Janaka Ekanayake e Nick Jenkins. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(4):800–802, 2004. doi:10.1109/TEC.2004.827712.
- [19] Jan Van De Vyver, Jeroen D.M. De Kooning, Bart Meersman, Lieven Vandeveldel, e Tine L. Vandoorn. Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2):1129–1138, 2016. doi:10.1109/TPWRS.2015.2417758.
- [20] J. C. Muñoz e C. A. Cañizares. Comparative stability analysis of DFIG-based wind farms and conventional synchronous generators. *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011*, páginas 1–7, 2011. doi:10.1109/PSCE.2011.5772545.
- [21] Vijay Vittal. Impact of Increased Penetration of DFIG based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems Project team - Investigators. 24(3):1426–1434, 2010.
- [22] J. Duval e B. Meyer. Frequency behavior of grid with high penetration rate of wind generation. *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, páginas 1–6, 2009. doi:10.1109/PTC.2009.5282198.
- [23] L. Holdsworth, J. B. Ekanayake, e N. Jenkins. Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines. *Wind Energy*, 7(1):21–35, 2004. doi:10.1002/we.105.
- [24] Zbigniew Lubosny e Janusz W. Bialek. Supervisory control of a wind farm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):985–994, 2007. doi:10.1109/TPWRS.2007.901101.
- [25] Ping Kwan Keung, Pei Li, Hadi Banakar, e Boon Teck Ooi. Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1):279–287, 2009. doi:10.1109/TPWRS.2008.2004827.

- [26] Jinsik Lee, Eduard Muljadi, Zhe Chen, Yong Cheol Kang, Frede Blaabjerg, e Gilsoo Jang. Stable Short-Term Frequency Support Using Adaptive Gains for a DFIG-Based Wind Power Plant. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 31(3):1068–1079, 2016. doi:10.1109/tec.2016.2532366.
- [27] Jin Tan, Yingchen Zhang, Shutang You, Yong Liu, e Yilu Liu. Frequency Response Study of U.S. Western Interconnection under Extra-High Photovoltaic Generation Penetrations. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2018-August:1–5, 2018. doi:10.1109/PESGM.2018.8586163.
- [28] Behnam Tamimi, Claudio Canizares, e Kankar Bhattacharya. System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario, Canada. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(3):680–688, 2013. doi:10.1109/TSTE.2012.2235151.
- [29] Qing Chang Zhong e George Weiss. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(4):1259–1267, 2011. doi:10.1109/TIE.2010.2048839.
- [30] Hassan Bevrani, Toshifumi Ise, e Yushi Miura. Electrical Power and Energy Systems Virtual synchronous generators : A survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54:244–254, 2014. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.009>, doi:10.1016/j.ijepes.2013.07.009.
- [31] Daniel Barbosa, Joso Ramos, Justino Rodrigues, Antonio Lopes, e Rui Esteves Araujo. A practical comparison of two algorithms for inverter control with virtual inertia emulation. *20th Power Systems Computation Conference, PSCC 2018*, 2018. doi:10.23919/PSCC.2018.8450585.
- [32] Vivek Natarajan e George Weiss. Synchronverters with Better Stability Due to Virtual Inductors, Virtual Capacitors, and Anti-Windup. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(7):5994–6004, 2017. doi:10.1109/TIE.2017.2674611.
- [33] Daniel Remon, Claudio A. Cañizares, e Pedro Rodriguez. Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(11):2958–2964, 2017. doi:10.1049/iet-gtd.2017.0203.
- [34] A E W H Kahlane, L Hassaine, e M Kherchi. LCL filter design for photovoltaic grid connected systems. páginas 227–232, 2014.
- [35] Dynamics Sub Group. Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe.
- [36] Antonio Hadade Neto. Técnicas Anti-Windup Em Estruturas De Controle Pid, Rst E Gpc. *Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina*, página 172, 2005.
- [37] Jaber Alipoor, Yushi Miura, e Toshifumi Ise. Synchronous Generator With Alternating. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 3(2):451–458, 2015. doi:10.1109/JESTPE.2014.2362530.