

IMPACTO DA PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NA ESTABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

NUNO FILIPE NETO GOMES

Outubro de 2021

IMPACTO DA PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NA ESTABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

Nuno Filipe Neto Gomes



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de TEDSE
– Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de
Energia

Candidato: Nuno Filipe Neto Gomes, Nº 1151402, 1151402@isep.ipp.pt

Orientação científica: José António Beleza Carvalho, jbc@isep.ipp.pt

Coorientação científica: Manuel Gonçalves, mdg@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

Agradecimentos

À minha família, em especial aos meus pais, sogros, mulher, filha, irmão, avós e tios pelo esforço, pelo apoio incondicional que me proporcionaram.

Aos meus colegas de curso um especial obrigado pois fizeram com que esta caminhada académica de 5 anos fizessem sentido e por todas as horas de estudo partilhadas.

Ao meu orientador e coorientador de estágio do ISEP (Instituto Superior de Engenharia do Porto), Professor José Beleza Carvalho e Professor Manuel Gonçalves, por terem aceitado o meu convite para me orientarem neste projeto e também por toda a disponibilidade que sempre me demonstraram, ajuda e atenção prestada ao longo de todo o estágio bem como no processo de realização do relatório final.

Ao corpo docente do Instituto Superior de Engenharia do Porto que me acompanhou ao longo da licenciatura e do mestrado e me deu todos os conhecimentos necessários para o meu sucesso atual e futuro.

A todos um especial obrigado.

Resumo

O consumo crescente de energia elétrica á escala mundial é um tema bastante atual, assim como a preocupação de como esta é produzida. Cada vez mais se procura produzir energia e satisfazer o consumo através de fontes renováveis. Este tipo de produção renovável implica a necessidade de recorrer á utilização de conversores estáticos de potência para efetuar a ligação á rede elétrica, originando a diminuição da inércia girante existente na rede, que apresenta como principal vantagem a mitigação dos desvios de frequência quando ocorrem perturbações na rede elétrica, evitando a atuação de proteções e o deslastre de cargas.

Nesta dissertação, desenvolve-se um trabalho sobre a implementação de um sistema de controlo de frequência aplicado numa *microgrid* com alta penetração energia proveniente de fontes renováveis, recorrendo ao conceito de “inércia virtual” e com o objetivo de contribuir para a estabilidade da frequência, em situações de contingência e quando ocorra algum tipo de distúrbio na rede.

O modelo de simulação realizou-se em *Matlab/Simulink*, através do qual se analisou a resposta em frequência da rede com e sem a utilização do sistema de controlo que foi desenvolvido. Para demonstrar a eficácia da metodologia proposta, esta foi testada considerando mudanças repentinas de carga e de produção.

Os resultados demonstram que o modelo pode efetivamente regular a frequência da rede elétrica, mantendo a estabilidade e segurança dinâmica na exploração dos sistemas elétricos de energia.

Palavras Chave

Fontes renováveis de energia, perturbações, frequência, controlo, *microgrid*, “inércia virtual”, *Matlab/Simulink*, sistemas elétricos de energia.

Abstract

The growing consumption of electricity worldwide is a very current issue, as well as the concern about how it is produced. More and more people are seeking to produce energy and meet consumption through renewable sources. This type of renewable production implies the need to use static power converters to make the connection to the grid, causing the reduction of the rotating inertia existing in the network, which presents as main advantage the mitigation of frequency deviations when disturbances occur in the power grid, avoiding the actuation of protections and load shedding.

In this dissertation, a work is developed about the implementation of a frequency control system applied in a microgrid with high penetration of energy from renewable sources, using the concept of "virtual inertia" and with the objective of contributing to the stability of the frequency, in contingency situations and when some kind of disturbance occurs in the grid.

The simulation model was made in Matlab/Simulink, through which the frequency response of the grid was analyzed with and without the use of the control system that was developed. To demonstrate the effectiveness of the proposed methodology, it was tested considering sudden load and production changes.

The results demonstrate that the model can effectively regulate the grid frequency, maintaining stability and dynamic safety in the operation of power systems.

Keywords

Renewable energy sources, disturbances, frequency, control, microgrid, "virtual inertia", Matlab/Simulink, electrical energy systems.

Índice

1.	Introdução	1
1.1.	Contexto	1
1.2.	Objetivos	3
1.3.	Organização da Dissertação	4
2.	Produção de Energia Elétrica Renovável.....	5
2.1.	Introdução.....	5
2.2.	Evolução da Energia Eólica	7
2.2.1.	Funcionamento do Sistema Eólico.....	10
2.2.2.	Componentes do Sistema Eólico	14
2.2.3.	Sistemas de geração de energia eólica	19
2.3.	Evolução da Energia Fotovoltaica.....	24
2.3.1.	Funcionamento do Sistema Fotovoltaico.....	28
2.3.2.	Componentes de um Sistema Fotovoltaico	36
2.3.3.	Sistema de geração de energia fotovoltaica	40
3.	Conceito de Inércia em Sistemas Elétricos de energia	45
3.1.	Soluções de Inércia.....	49
3.2.	Controlo de Frequência	51
3.2.1.	Controlo Primário	53
3.2.2.	Controlo Secundário	55
3.2.3.	Controlo de Emergência	56
3.3.	Inércia das Fontes de Energia Renováveis	56

3.3.1.	Controlo de frequência em Sistemas Eólicos.....	58
3.3.2.	Controlo de frequência em Sistemas Fotovoltaicos.....	61
3.4.	Conclusão.....	64
4.	Desenvolvimento do Modelo com Emulação de Inércia	65
4.1.	Introdução.....	65
4.2.	Descrição do Modelo	67
4.3.	Conclusão	76
5.	Análise de resultados	79
5.1.	Análise da Primeira simulação	80
5.2.	Análise da Segunda simulação	82
5.3.	Análise dos resultados.....	88
5.4.	Conclusão.....	90
6.	Conclusões e Trabalhos Futuros	93
6.1.	Trabalhos a Desenvolver.....	95
6.2.	Aplicações Futuras	96
	Referências Bibliográficas.....	97
	Anexo A.....	101
	Anexo B.....	102

Índice de figuras

Figura 1- Evolução da produção Elétrica em Portugal.	2
Figura 2 - Aumento do Consumo Energético Mundial de Energia.	6
Figura 3 - Evolução da potência instalada no mundo (Fonte BP <i>Statistical Review of World Energy</i>).	7
Figura 4 - Turbina Eólica Growian.	8
Figura 5 - Turbinas Eólicas atuais.	8
Figura 6 - Preços da Energia Eólica.	9
Figura 7 - Preço das Turbinas Eólicas.	9
Figura 8 - Crescimento da Potência instalada de Energia Eólica no Mundo.	10
Figura 9 - Fluxo de ar através de uma área transversal.	11
Figura 10 - Relação do Coeficiente de Potência com a Relação de Velocidade.	14
Figura 11 - Componentes do Sistema de Energia Eólica.	15
Figura 12 - Turbina eixo Vertical(a); Turbina de eixo Horizontal(b).	15
Figura 13 - <i>Gearbox</i> de uma Turbina Eólica.	16
Figura 14 - Potência da Turbina com controlo <i>stall</i> e controlo de inclinação.	17
Figura 15 - Esquema do Transformador de Potência.	18
Figura 16 - Relação da Potência da Turbina com o Raio do rotor.	20
Figura 17 - Gerador Eólico Velocidade Fixa.	20
Figura 18 - Gerador Eólico Velocidade Variável Doubly-feed.	21
Figura 19 - Gerador Eólico Velocidade Variável Full-Converter.	22
Figura 20 - Gráfico do ponto ótimo de funcionamento.	23
Figura 21 - Primeira célula de Silício aplicada na Rede Telefónica.	26
Figura 22 - Painel fotovoltaico Insolight.	26
Figura 23 - Preços da Energia Fotovoltaica.	27

Figura 24 - Preço dos módulos Fotovoltaicos.....	27
Figura 25 - Crescimento da Potência instalada de Energia Fotovoltaica no Mundo.	28
Figura 26 - Estrutura molecular de uma junção P-N.	29
Figura 27 - Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica.	30
Figura 28 - Energia conversível do espectro solar.....	31
Figura 29 - Curva I-V painel fotovoltaico.	31
Figura 30 - Curva I-V com influência da radiação incidente.....	32
Figura 31 - Curva I-V com influência da temperatura.....	33
Figura 32 - Curva P-V de um painel fotovoltaico.....	34
Figura 33 - Sistema de energia Fotovoltaico.	36
Figura 34 - Célula Fotovoltaica.	37
Figura 35 - Ligação em Série de Painéis fotovoltaicos.....	37
Figura 36 - Ligação em Paralelo de Painéis fotovoltaicos.....	38
Figura 37 - Ligação em Série-Paralelo de Painéis fotovoltaicos.	38
Figura 38 - Valores Normalizados para conversores.	41
Figura 39 - Diagrama da tipologia Single Stage.....	41
Figura 40 - Diagrama da tipologia Double Stage.	42
Figura 41 - Diagrama da tipologia Multi-Stage.....	42
Figura 42 - Resposta do sistema á perda de produção.	49
Figura 43 - Exemplo Aparelho On/Off.....	50
Figura 44 - Associação dos desvios de frequência ao sistema de controlo.	52
Figura 45 - Resposta dos controlos primário, secundário e emergência.....	53
Figura 46 - Estatismo na variação de frequência.	54
Figura 47 - Atuação do controlo primário de frequência.....	55
Figura 48 - Atuação do controlo secundário de frequência.	56

Figura 49 - Tipologias de fontes de energia eólica e fotovoltaica para efeitos de inércia.	57
Figura 50 - Emulação de Inércia para turbinas de velocidade variável.	59
Figura 51 - Controlo de frequência Sistemas fotovoltaicos.	61
Figura 52 - Diagrama do sistema fotovoltaico com VSG.	62
Figura 53- Esquema da Micro-Rede usada para o caso em estudo.	66
Figura 54-Modelo de controlo de inércia em <i>Simulink</i> implementado numa Micro-Rede.	66
Figura 55- Modelo de uma central termoelétrica em <i>Simulink</i>	68
Figura 56 - Modelo de Cargas do sistema.	69
Figura 57 - Bloco da Central eólica em <i>simulink</i>	69
Figura 58 - Bloco da Energia Eólica.	70
Figura 59 - Bloco da Central fotovoltaica em <i>simulink</i>	70
Figura 60 - Bloco da Energia Solar.	71
Figura 61 - <i>Droop</i> do regulador de velocidade em <i>simulink</i>	72
Figura 62 - Controlo de erro de área (ACE) em <i>simulink</i>	72
Figura 63 - Inércia do sistema em <i>simulink</i> (massa girante).	72
Figura 64- Estrutura de resposta de frequência dinâmica para controlo de “inércia virtual”.	74
Figura 65 - Simulação 1, carga Residencial e Industrial.	80
Figura 66 - Simulação 1, produção eólica e fotovoltaica.	80
Figura 67 - Simulação 1, resultado da estabilidade da frequência da rede sem “inércia virtual”.	81
Figura 68 - Simulação 1, resultado da estabilidade da frequência da rede com “inércia virtual”.	82
Figura 69 - Simulação 2, carga Residencial e Industrial.	83
Figura 70 - Simulação 2, produção eólica e fotovoltaica.	83
Figura 71 - Simulação 2, produção fotovoltaica.	84

Figura 72 - Simulação 2, produção eólica.	84
Figura 73 - Simulação 2, resultado da estabilidade da frequência da rede sem “inércia virtual”.	85
Figura 74 - Simulação 2, resultado da estabilidade da frequência da rede com “inércia virtual”.	86
Figura 75 - Simulação 2, pico de frequência ao entrar na rede elétrica a unidade de produção fotovoltaica.	87
Figura 76 - Simulação 2, pico de frequência ao entrar na rede elétrica a unidade de produção eólica.	87
Figura 77 - Simulação 1, diferença da estabilidade da frequência da rede com e sem “inércia virtual”.	88
Figura 78 - Simulação 2, diferença da estabilidade da frequência da rede com e sem “inércia virtual”.	89

Lista de Siglas e Acrónimos

RoCoF	- <i>Rate of Change of Frequency</i>
MPP	- <i>Maximum Power Point</i>
MPPT	- <i>Maximum Power Point Tracker</i>
SEE	- Sistema Elétrico de Energia
DC	- Corrente Continua
CA	- Corrente Alternada
GTO	- <i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
SCIG	- <i>Squirrel-Cage Induction Generator</i>
DFIG	- <i>Doubly Fed Induction Generator</i>
SGFC	- <i>Synchronous Generator Full Converter</i>
CAG	- Controlo Automático de Geração
ENTSO-E	- <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
GRC	- Restrição de taxa de produção
ESS	- Sistema de armazenamento de energia
ACE	- Sistema de erro de controlo de área
PU	- Por Unidade
COI	- <i>Center of Inertia</i>
PID	- Controlador proporcional integral derivativo

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTO

A sociedade atual é fortemente dependente de energia, particularmente de energia elétrica. O aumento crescente do consumo e os problemas de natureza ambiental levaram à procura de novas formas de produção, baseados fundamentalmente nas energias renováveis. Com a penetração de energias renováveis nos sistemas de produção, colocam-se novos requisitos associados à segurança e estabilidade dos sistemas elétricos, mas também relativos à qualidade da energia elétrica que é fornecida.

Ao longo dos anos os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) desenvolveram-se numa lógica de produção centralizada de energia. Assim, a produção foi centralizada em grandes centros produtores, como centrais a carvão, gás em ciclo combinado e centrais hídricas. Devido ao elevado tempo de construção das centrais hídricas, devido há diminuição de pluviosidade e escassez da água, e haver necessidade de gerir a água também com vista de satisfazer as populações, o setor elétrico ficou profundamente dependente dos combustíveis fósseis.

Com o aumento das preocupações ambientais e a evolução do aproveitamento de energias renováveis, como a energia fotovoltaica e eólica, levou a um crescimento muito elevado de parques fotovoltaicos e eólicos, como se pode verificar na Figura 1, de maneira a reduzir-se consideravelmente a dependência dos combustíveis fósseis.

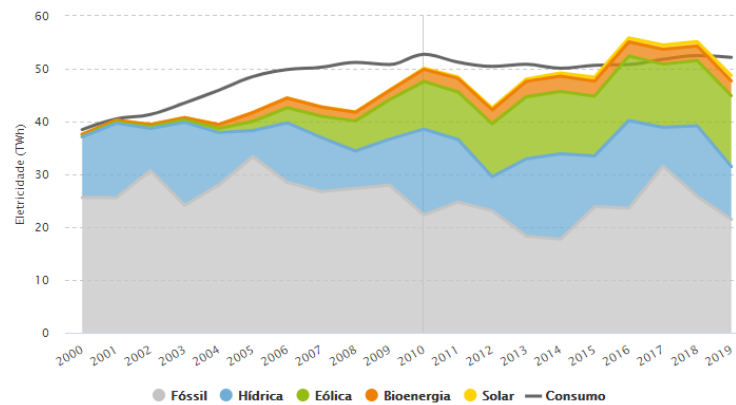


Figura 1- Evolução da produção Elétrica em Portugal.

Uma vantagem das grandes centrais convencionais de produção de energia elétrica é a utilização dos geradores síncronos. O uso destas máquinas auxilia o controlo e a estabilidade da frequência elétrica do sistema ao tirar partido da energia cinética armazenada nas massas girantes. Por outras palavras, elas possuem a capacidade de injetar ou armazenar a energia cinética presente nos rotores das máquinas na ocorrência de um desequilíbrio entre a produção e o consumo. Este é um comportamento natural das máquinas girantes que desempenha um papel importante na operação de um sistema elétrico de energia, reduzindo a taxa de variação da frequência (RoCoF) na ocorrência de algum defeito ou anomalia.

Em contrapartida as novas tecnologias de natureza renovável (eólica e fotovoltaica) para estarem ligadas á rede elétrica necessitam de conversores eletrónicos, o que origina uma desvantagem para este tipo de produção pois não contribuem para a estabilidade da frequência devido á falta de inércia. Em situações de desequilíbrio entre produção e consumo não possuem a capacidade de contribuir com energia cinética. Esta falta de inércia pode levar ao deslastre de cargas e á instabilidade do sistema elétrico de energia.

Neste sentido, a motivação desta dissertação é auxiliar a estabilidade da frequência da rede nas situações de perturbação de produção fotovoltaica e eólica, garantindo a continuidade de serviço e contribuir para a estabilidade da rede elétrica de energia.

1.2.OBJETIVOS

Tendo por base a mudança do paradigma que os SEE estão a enfrentar com o aumento da penetração de formas assíncronas de produção de energia esta situação levou a alguns estudos com vista a melhorar a estabilidade dos SEE.

Esta dissertação tem como objetivo analisar como a estabilidade da frequência é influenciada negativamente pela redução da inércia, na presença de desequilíbrios entre a produção e consumo, quando ocorrem perturbações e as formas de mitigar essa redução de inércia no sistema.

Inicialmente são estudadas as duas tecnologias de produção de energia renovável (eólica e fotovoltaica), explicando o seu modo de funcionamento e sistemas de conversão eletrónica que estão associados.

Também é realizada uma pesquisa do estado da arte relativamente às tecnologias de controlo de frequência, através da consideração da existência de “inércia sintética” na conversão energética.

Neste âmbito são analisados dois modelos para cada tecnologia com o auxílio da ferramenta de simulação do software *MatLab* chamada *Simulink*.

Um primeiro modelo sem controlo de frequência e um segundo com a adição do controlo de frequência.

Com estas simulações pretende-se:

- Analisar o funcionamento do sistema elétrico com alta penetração de energia renovável (eólica e fotovoltaica) quando ocorre um distúrbio na rede;
- Verificar o problema de falta de inércia neste tipo de sistemas com alta penetração de energias renováveis;
- Analisar e verificar as melhorias do sistema com a implementação da tecnologia de controlo de frequência, que neste caso será a utilização de um sistema de inercia virtual.

1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está dividida em 5 capítulos.

No primeiro capítulo está presente a contextualização do trabalho, assim como os objetivos a atingir.

No segundo capítulo apresenta-se o estado da arte relativamente às tecnologias de produção renovável, nomeadamente, eólica e fotovoltaica.

No terceiro capítulo introduz-se o conceito de inércia quando aplicado á rede elétrica de energia, assim como a tecnologias de controlo de frequência.

No terceiro capítulo apresentam-se as simulações dos modelos desenvolvidos em *Simulink*.

No quinto capítulo apresentam-se os resultados obtidos assim como a análise de todas as simulações efetuadas.

No sexto capítulo onde são apresentadas as conclusões do trabalho realizado, demonstrando que foram atingidos os objetivos do mesmo, assim como trabalhos futuros a desenvolver neste âmbito.

2. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RENOVÁVEL

2.1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a energia é um bem essencial no desenvolvimento económico e social de qualquer país. Para que a que as gerações futuras possam ter acesso a este bem, a geração presente tem de ter a preocupação de não esgotar as fontes de energia existentes.

Existem dois pontos importantes quando se refere aos métodos de produção de energia convencionais, o risco de esgotamento das fontes tradicionais e as questões ambientais. Na sua maioria, as fontes tradicionais são poluentes e não sustentáveis, pois não há renovação dos combustíveis fósseis. Neste contexto, foram desenvolvidas formas alternativas de produção de energia elétrica baseadas em energias renováveis.

A sustentabilidade energética consiste na satisfação a nível energético das gerações atuais e que de forma alguma estas comprometam as seguintes. De um modo mais amplo, pode-

se permitir a inclusão dos combustíveis fósseis como fontes de energia enquanto desenvolvemos novas tecnologias, desde que essas novas tecnologias possam ser usadas pelas gerações futuras.

As fontes renováveis de energia são geralmente consideradas como fontes sustentáveis de energia pois permitem a sua renovação num horizonte temporal equivalente à vida humana. Como fontes de energia renovável temos por exemplo o sol (energia solar), a biomassa, o vento (energia eólica), a energia geotérmica e o mar (energia das ondas e a energia das marés).

Com o aumento exponencial da população neste último século conclui-se que a produção de energia através de fontes renováveis é um setor em continua expansão e será o futuro da produção de energia tendo em conta que não tem recursos limitados e o processo de melhoria constante ao nível da sua eficiência energética.

Para além do facto das fontes de energia não sustentáveis causarem elevada poluição, corre-se o risco de acabar com todos os recursos existentes. A aposta nas energias renováveis é uma solução para combater esta dependência energética pois as fontes de energia renovável não se esgotam.

Um pouco por todo o mundo o consumo energético tem aumentado com o passar dos anos devido ao aumento exponencial da população mundial, como verificamos na Figura 2 [1].

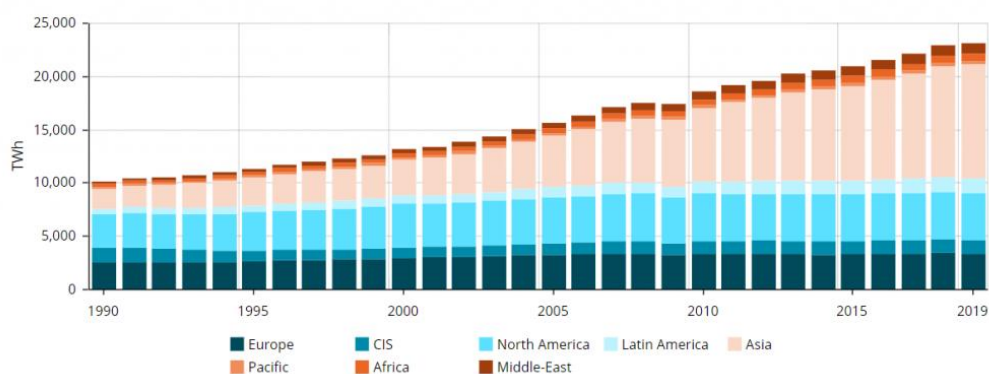


Figura 2 - Aumento do Consumo Energético Mundial de Energia.

Nos últimos anos tem-se investido muito a nível global no setor das energias renováveis e o seu crescimento é muito positivo e em grande escala, como se pode analisar na Figura 3.

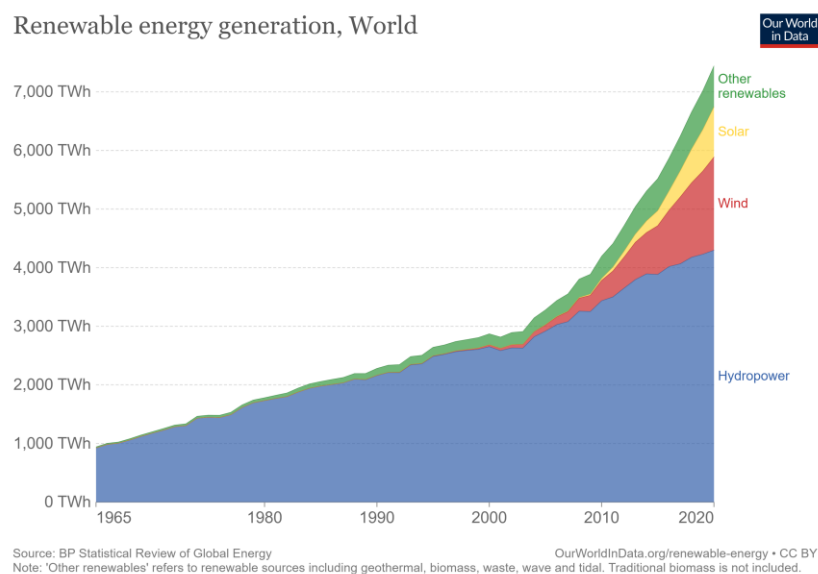


Figura 3 - Evolução da potência instalada no mundo (Fonte BP Statistical Review of World Energy).

Analisando a figura pode-se verificar o elevado aumento da produção de energia no mundo utilizando recursos como o vento (energia eólica) e o sol (solar).

É previsto, num futuro próximo, um aumento ainda maior a nível mundial de produção de energia através de fontes renováveis de energia visto que todos sofreremos com a poluição e a possível escassez de recursos utilizados nas centrais convencionais.

2.2.EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

A história da produção de energia elétrica a partir do vento não é muito extensa. Tudo começou quando o dinamarquês Poul la Cour (1846-1908) construiu a primeira turbina eólica em Askov (Dinamarca), em 1891. Contudo o seu desenvolvimento deu-se principalmente nas últimas 3 décadas do século XX quando foram erguidas em maior número e dimensões as turbinas eólicas a partir dos Estados Unidos, nos anos 70 e 80.

Este primeiro grande avanço na tecnologia levou á primeira tentativa de construção de uma turbina eólica por parte da Alemanha em 1983. Tratava-se de turbina alemã de 3 MW "Growian" (große Windenergieanlage), com duas lâminas e um rotor que chegava aos 100 m de diâmetro, como se pode ver na Figura 4. Esta tentativa saiu fracassada. A

turbina produzia eletricidade durante apenas 17 dias devido a uma série de problemas técnicos e foi então retirada de funcionamento em 1988 [2].



Figura 4 - Turbina Eólica Growian.

O desenvolvimento foi então reiniciado, começando com o desenvolvimento de pequenas turbinas. Esta abordagem "evolutiva" foi bem-sucedida, de modo que atualmente as turbinas muito maiores do que as de Growian, especialmente para parques eólicos offshore. Esta evolução levou-nos às turbinas que utilizamos nos dias de hoje, Figura 5.



Figura 5 - Turbinas Eólicas atuais.

Com a evolução tecnológica não só os preços da energia eólica têm descido com o passar dos anos, mas também, o preço das turbinas eólicas. Na Figura 6 pode-se visualizar esta

mesma descida de preço de energia desde 2012 até 2021, assim como a estimativa de preço até 2023 [3].

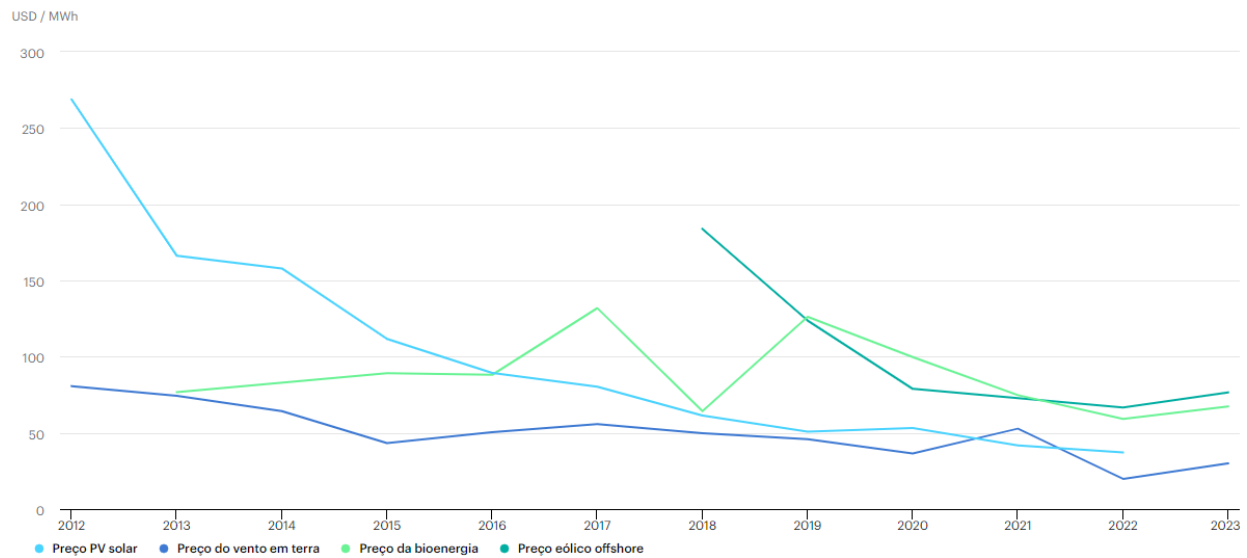


Figura 6 - Preços da Energia Eólica.

Na figura a baixo é possível observar a descida de cerca de 58% do preço das turbinas eólicas devido ao desenvolvimento tecnológico, como dito anteriormente [4].

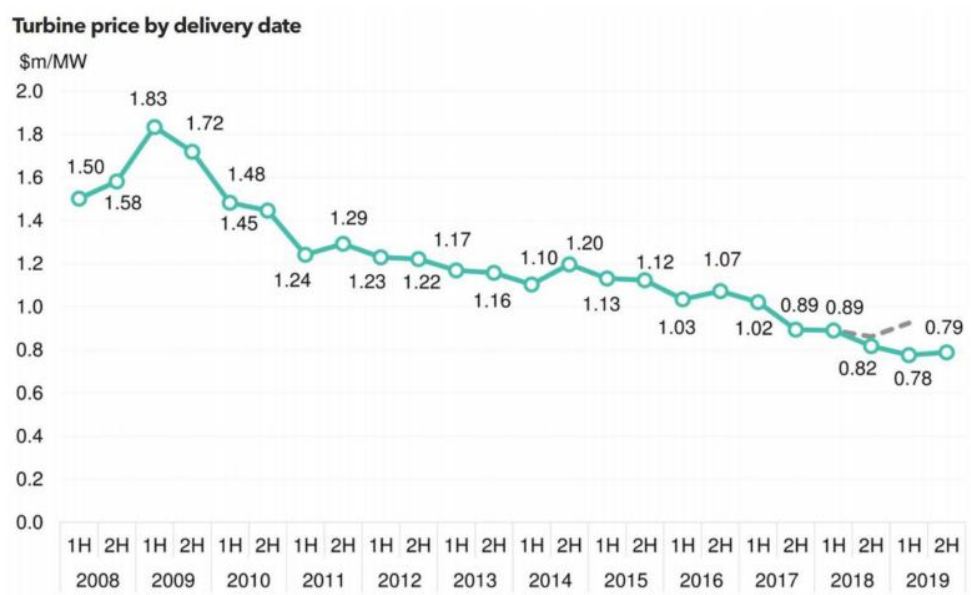


Figura 7 - Preço das Turbinas Eólicas.

A nível mundial o aumento da aposta na energia eólica tem sido demais evidente. Nos últimos anos a potência tem aumentado substancialmente devido às questões ambientais, mas também devido á descida de preços falada anteriormente.

Em 2019, a potência instalada de centrais com aproveitamento eólico atingiu, globalmente, um total de 650 GW de potência instalada, que significa um crescimento de 204% relativamente ao ano de 2013 onde apenas tínhamos 319GW como se pode analisar na Figura 8 [5].

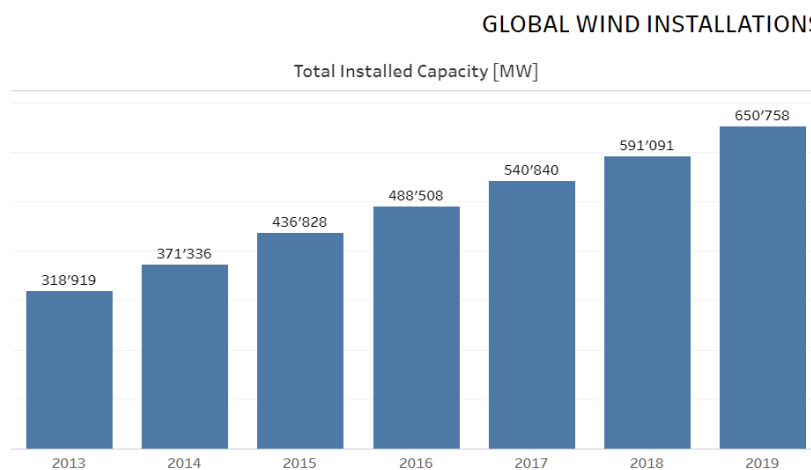


Figura 8 - Crescimento da Potência instalada de Energia Eólica no Mundo.

2.2.1. FUNCIONAMENTO DO SISTEMA EÓLICO

Um sistema eólico consiste na captação da energia proveniente dos ventos transformando a energia cinética em energia elétrica. A energia cinética começa por ser captada pelas hélices que por sua vez estão ligadas à turbina do aerogerador que aciona o gerador elétrico produzindo assim energia elétrica.

Potência do Vento

A energia eólica está muito dependente do vento e da energia carregado por ele. Acontece que a potência do vento nunca é constante, ou seja, varia consoante a variação da sua velocidade e direção [2].

Se considerarmos que um fluxo de ar com velocidade V_1 com direção perpendicular á seção transversal de um cilindro com secção A temos:

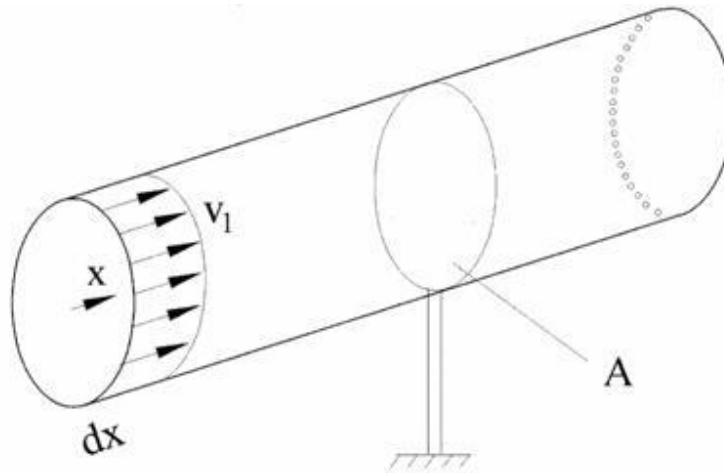


Figura 9 - Fluxo de ar através de uma área transversal.

Considerando que a totalidade da massa de ar m atravessa o cilindro pode-se calcular a energia cinética através da Equação 1:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (1)$$

Onde:

- E_c é a energia cinética [J];
- v é a velocidade da massa de ar [m/s];
- m é a massa de ar [Kg].

A potência disponível no vento é calculada através da derivada no tempo da energia cinética no tempo como se pode ver na Equação 2.

$$P = \frac{\partial E_c}{\partial t} = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2)$$

Por fim ao substituírmos a massa m por um fluxo de massa pAv na Equação 2 obtemos então a Equação 3:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3)$$

Onde:

- P é a potência disponível no vento [W];
- A é a área da seção transversal [m²];
- v é a velocidade da massa de ar em movimento [m/s].
- p é a massa específica do ar [kg/m³];

Potencia da Turbina Eólica

Levando em consideração que as turbinas eólicas não conseguem utilizar toda a energia proveniente do vento a potência de uma turbina eólica é dada pela potência disponível do vento sendo esta limitada por um fator chamado Coeficiente de Potência. Com isto conclui-se que a potência de uma turbina é calcula através da Equação 4 [6]:

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (4)$$

Onde:

- P_t é a potência da turbina eólica [W];
- A é a área da seção transversal [m²];
- C_p é o Coeficiente de Potência [sem unidade];
- v é a velocidade da massa de ar em movimento [m/s];
- p é a massa específica do ar [kg/m³].

Para relacionarmos a potência disponível do vento com a potência extraída do vento temos o chamado coeficiente C_p que é dado pela Equação 5:

$$C_p = \frac{\text{Potência extraída}}{\text{Potência do vento}} = \frac{P_{rotor}}{P_{vento}} \quad (5)$$

Logo, alterando a Equação 4 temos:

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (6)$$

Com a equação 6 pode-se obter o limite de Betz, que consiste na máxima potência conversível do vento dentro de limites mais realistas, incluindo um limite aproximado da potência máxima de uma turbina eólica, ou seja a eficiência máxima teórica de uma turbina eólica. Betz concluiu que esse valor é de 59,3%, o que significa que no máximo apenas 59,3% da energia cinética proveniente do vento pode ser utilizada para fazer girar a turbina e assim produzir energia elétrica. Na realidade, as turbinas não conseguem atingir o limite de Betz sendo que as eficiências comuns estão fixadas na faixa de 35 a 45% [6].

Uma medida igualmente importante é a relação de velocidade λ , que é definida como sendo a relação da velocidade do vento que travessa a pá da turbina e a velocidade de ponta da mesma (Equação 7).

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (7)$$

Onde:

- λ é a relação de velocidade [sem unidade];
- R é o raio do rotor da turbina [m];
- ω é a velocidade angular do rotor da turbina [rads/s].

Na Figura 10 pode-se analisar a relação entre o Coeficiente de Potência com a Relação de Velocidade para os diferentes tipos de turbinas eólicas.

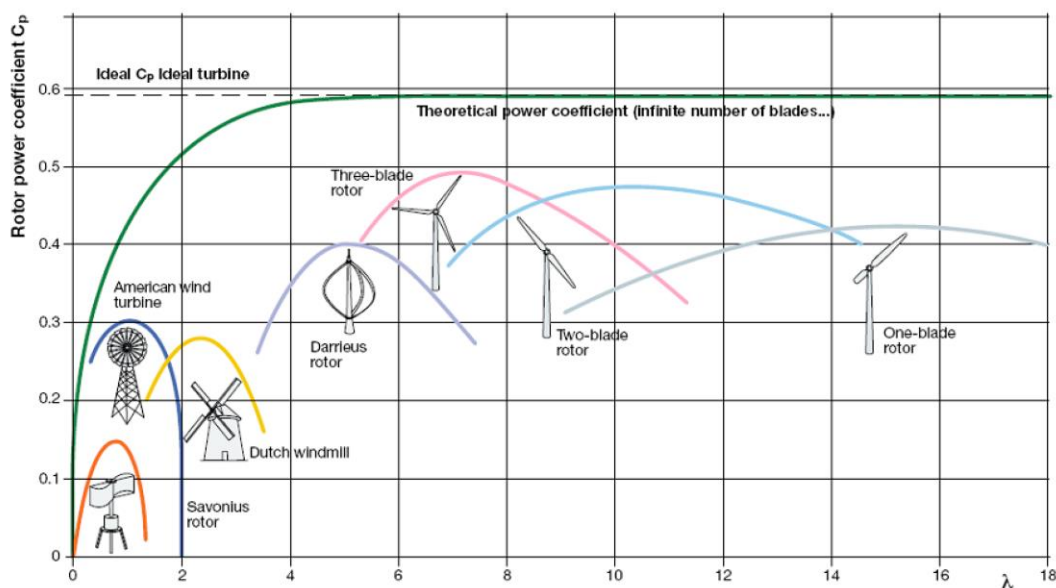


Figura 10 - Relação do Coeficiente de Potência com a Relação de Velocidade.

2.2.2. COMPONENTES DO SISTEMA EÓLICO

As turbinas eólicas têm sofrido uma evolução muito rápida nas últimas décadas. Devido a esta evolução esta tecnologia tem sido introduzida no mercado muito rapidamente. Esta evolução é demais evidente quando analisamos o facto de há 30 anos esta tecnologia produzia apenas algumas dezenas de quilowatt e atualmente a gama de potencias desta tecnologia encontra-se na casa do megawatt.

No início, foram contruídos geradores de indução diretamente ligados á rede e devido às baixas potencias em trânsito esta tecnologia não tinha impacto na rede elétrica. Nesta altura não existia controlo ativo nem da potência ativa nem da potência reativa. Com o decorrer dos anos houve um grande desenvolvimento ao nível da eletrónica de potência, mais concretamente, nos dispositivos de medida e de controlo tornando assim possível o controlo de tensão, harmónicos, ruídos eletromagnéticos, frequência, rendimento e potencia reativa e ativa. Esta evolução fez com que a tecnologia eólica se tornasse mais eficiente e atrativa.

Os sistemas de energia eólica incluem os seguintes componentes principais: o rotor e as pás, o sistema da caixa de velocidades, proteção contra sobre velocidades, transformador, gerador elétrico e o módulo de eletrônica de potência. (Figura 11)

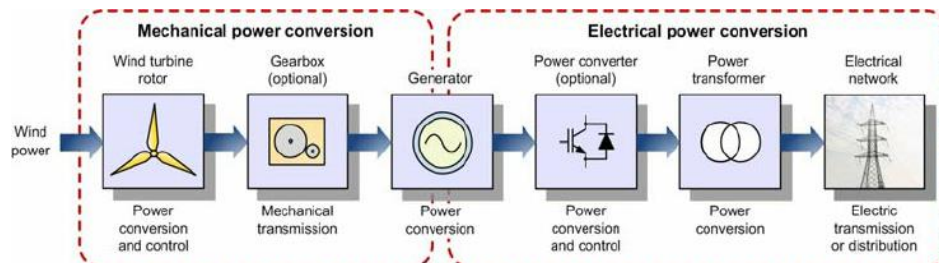


Figura 11 - Componentes do Sistema de Energia Eólica.

Rotor das Turbinas eólicas

Os rotores têm a função de captar a energia cinética proveniente do vento e transformá-la em energia mecânica. Existem dois tipos de turbinas eólicas, sendo que estas são classificadas quanto à posição do veio: turbina de eixo vertical ou turbina de eixo horizontal que é a mais comum. Estes dois tipos de turbinas são representados na Figura 12.

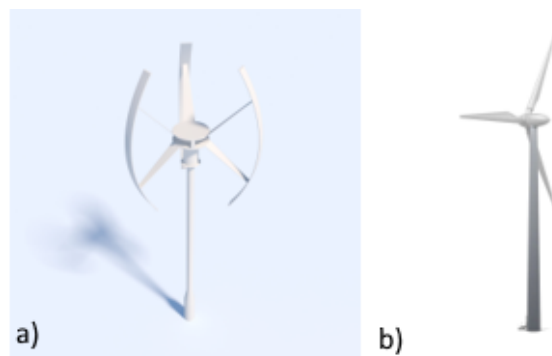


Figura 12 - Turbina eixo Vertical(a); Turbina de eixo Horizontal(b).

Caixa de velocidades e transmissão

A transmissão consiste numa caixa de engrenagem ou uma corrente de transmissão e a sua existência é necessária para fazer corresponder adequadamente a velocidade de rotação à velocidade desejada do gerador elétrico porque a velocidade de rotação do rotor não corresponde à do gerador elétrico ao qual ele será conectado (Figura 13).

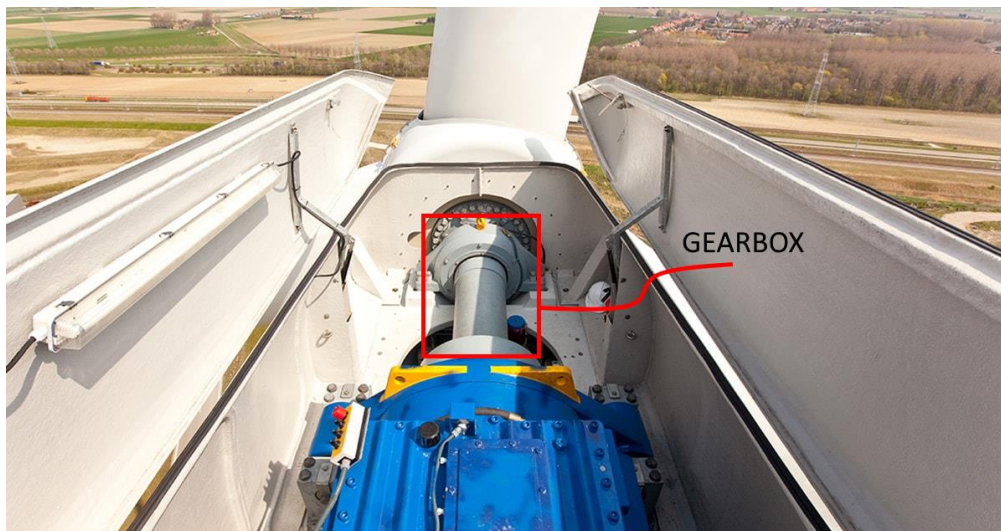


Figura 13 - Gearbox de uma Turbina Eólica.

Controlo de Velocidade / Proteção

A energia disponível depende da velocidade do vento, mas é importante poder controlar e limitar a energia em velocidades mais altas, para evitar danos à unidade.

Este controlo pode ser feito de várias maneiras: controlo de *stall* (a posição das pás da turbina é fixa, mas perde aerodinâmica quando a velocidades de vento mais alta), *stall* ativo (o ângulo das pás é ajustado para perder aerodinâmica quando a velocidade do vento aumenta) ou através do controlo de inclinação (as pás rodam em torno do seu eixo longitudinal ajustando o ângulo do passo, aumentando ou diminuindo a sustentação ou o arrastamento).

Com o controlo da inclinação (*pitch control*) temos mais precisão na regulação da entrega de energia captada do vento no veio e o gerador funciona sempre á potência nominal mesmo que a velocidade do vento seja superior á qual o sistema estava dimensionado, como se pode ver na Figura 14 [7].

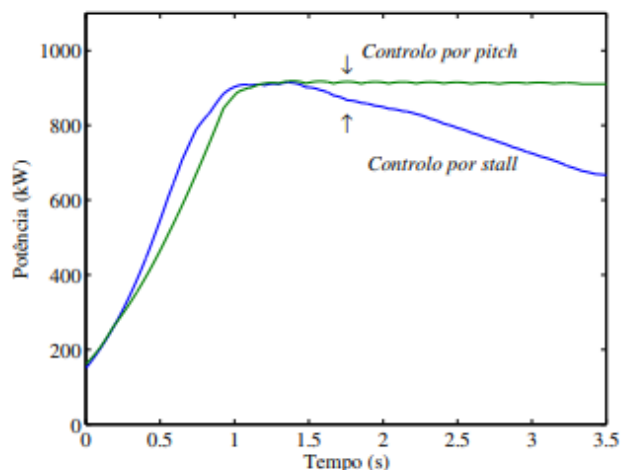


Figura 14 - Potência da Turbina com controlo *stall* e controlo de inclinação.

Transformador

Os transformadores de potência são componentes importantes em qualquer sistema que opera com corrente alternada. A maioria das instalações de turbinas eólicas incluem pelo menos um transformador de potência de forma a converterem a energia gerada pelo gerador do sistema eólica para a tensão da rede elétrica local à qual a turbina está ligada. Um transformador é um dispositivo que possui duas ou mais bobinas, acopladas por um fluxo magnético mútuo. Os transformadores geralmente são compostos por várias voltas de fio, enroladas num núcleo de metal laminado. Normalmente, o transformador tem dois enrolamentos, o primário e o secundário sendo que o fio mais utilizado é de cobre e é dimensionado para que haja a menor resistência possível. O núcleo consiste em folhas de metal laminadas, separadas por isolamento, para que haja um mínimo de correntes parasitas circulando no núcleo.

O princípio de funcionamento de um transformador é baseado na Lei de Indução de Faraday. Um transformador ideal é aquele que não possui perdas de qualquer natureza, seja nos enrolamentos, seja no núcleo. Além disso, admite-se que no transformador não existe dispersão de fluxo, ou seja, considera-se que o circuito magnético é fechado.

Na Figura 15 pode-se ver o esquema de um transformador [8].

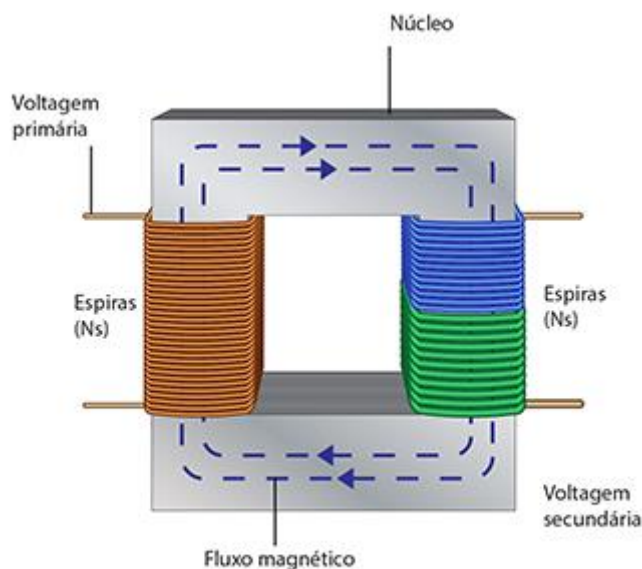


Figura 15 - Esquema do Transformador de Potência.

Geradores Elétricos

A transformação da energia mecânica em energia elétrica é realizada através dos geradores elétricos. Devido à sua funcionalidade este componente torna-se essencial na tecnologia eólica, caso contrário não conseguiríamos realizar a conversão da energia.

Num sistema eólico o gerador elétrico é conectado à estrutura de suporte principal e acoplado à extremidade de alta velocidade do eixo de transmissão. Contudo estes deparam-se com vários problemas que envolvem os seguintes parâmetros: as variações da potência disponível no eixo variam devido às variações do vento fazendo com que o torque de entrada também varie, a necessidade de uma alargada faixa de rotações por minuto do gerador devido às variações do vento e a imposição de manter os valores de frequência e de tensão constantes na energia produzida final.

Atualmente, existem várias alternativas de tipos de geradores que podem ser utilizados neste tipo de geração de energia. Os vários tipos de geradores são: gerador de indução com o rotor duplamente alimentado, gerador de indução com o rotor do tipo gaiola de esquilo, gerador síncrono com excitação através de ímãs permanentes e gerador síncrono de velocidade variável.

Eletrônica de Potência

A eletrônica de potência utilizada no sistema eólico depende na sua maioria do tipo de gerador utilizado. A rede elétrica opera em CA (corrente alternada) e é de extrema importância que a corrente fornecida à rede por parte do aproveitamento eólico esteja sincronizada com a rede. Para realizarmos esta conversão utilizamos os chamados conversores. Estes detêm várias funções: alterar a corrente DC (corrente contínua) para AC, ou vice-versa, e ainda alterar valores de tensão ou de frequência. Estes conversores têm várias aplicações em sistemas eólicos de velocidade variável.

Atualmente, a eletrônica de potência está cada vez a ser mais utilizada devido há caída dos preços da mesma. Resumindo os conversores são sistemas de controlo eletrónico que ligam e desligam interruptores eletrónicos, normalmente chamados de 'válvulas'. Os principais elementos de circuito usados nos inversores incluem díodos, retificadores controlados por silício (SCRs, também conhecidos como tirístores), tirístores GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*) e transístores de potência.

2.2.3. SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

A energia eólica consiste na transformação da energia cinética captada do vento através do rotor do aerogerador para energia elétrica. A potência elétrica gerada em watts calcula-se através da Equação 8 [6]:

$$P = \frac{1}{2} \eta \cdot C_p \cdot \gamma \cdot (\pi R^2) \cdot v^3 \quad (8)$$

Onde:

- P é a potência Elétrica gerada [W];
- η é eficiência do aerogerador [%];
- C_p é o Coeficiente de Potência [sem unidade];
- γ é a massa específica do ar [kg/m^3], que a 15°C e ao nível do mar $\gamma = 1,225 \text{ kg/m}^3$;
- R é o raio do rotor da turbina [m];
- v é a velocidade do vento [m/s];

Na Figura 16 é possível visualizar-se a relação do raio do rotor com a potência da turbina e pode-se concluir que com o passar dos anos o raio das turbinas aumentam e o que por sua vez aumenta a potencia da própria turbina.

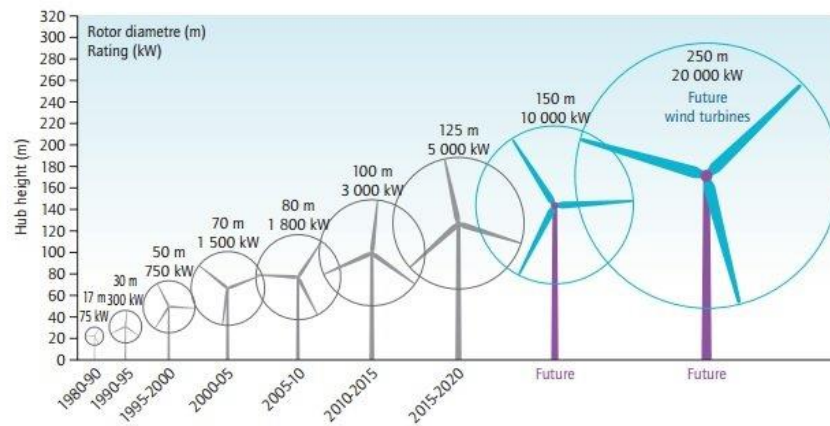


Figura 16 - Relação da Potência da Turbina com o Raio do rotor.

Existem três tipos de sistemas eólicos que recorrem a três tipos de tecnologia diferentes: *Squirrel-Cage Induction Generator* (SCIG), *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) e *Synchronous Generator Full Converter* (SGFC).

Geradores de Velocidade Fixa

Nos geradores que atuam em velocidades fixas o gerador é diretamente ligado à rede elétrica com frequência e velocidade constante independentemente da velocidade do vento. Nestes casos não existe controlo de velocidade dos geradores. Neste tipo de sistemas utiliza-se o gerador de indução com gaiola de esquilo sendo que este está conectado à rede através de um transformador de potência, como se pode ver na Figura 17. Estes geradores devido a serem diretamente conectados à rede possuem a vantagem de serem sensíveis às variações de frequência do sistema, detendo, portanto, capacidade de resposta inercial caso haja variações [9].

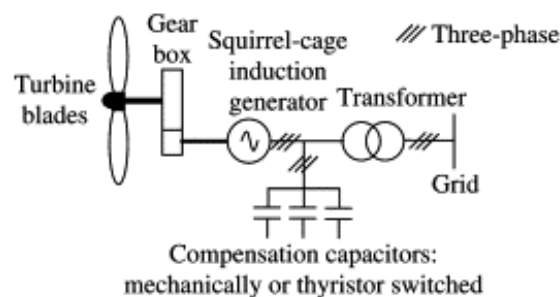


Figura 17 - Gerador Eólico Velocidade Fixa.

Geradores de Velocidade Variável

Os aerogeradores de velocidade variável não contribuem para o controle de frequência do sistema logo necessitam de ser ligados á rede com o auxílio de conversores. Neste tipo de tecnologia é comum os fabricantes de aerogeradores apresentarem o desempenho do rotor eólico desse aerogerador através da curva $\lambda \times C_p$ que relaciona o coeficiente de potência com a relação de velocidade (Figura 10).

O primeiro tipo de sistema eólico de velocidade variável é chamado de *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG). Este possui o gerador de indução duplamente alimentado, ou seja, o estator está diretamente ligado á rede e o rotor encontra-se ligado ao conversor que por sua vez está ligado á rede elétrica (Figura 18).

Este sistema permite que o gerador funcione a velocidade variável através dos conversores eletrônicos. O conversor permite ainda que se usem frequências um pouco diferentes das da rede elétrica e com isto torna-se possível controlar as correntes do rotor e as correntes de saída para a rede elétrica.

Com o conversor AC/DC é possível regular a corrente elétrica do rotor de maneira a manter entre a rede e o gerador a potência reativa e ativa de referência. Este controle permite alterar a velocidade de rotação do gerador.

Com o conversor DC/AC é possível manter a tensão do barramento DC constante no seu valor de referência para que a corrente que passa no conversor seja imposta pelo conversor AC/DC [9].

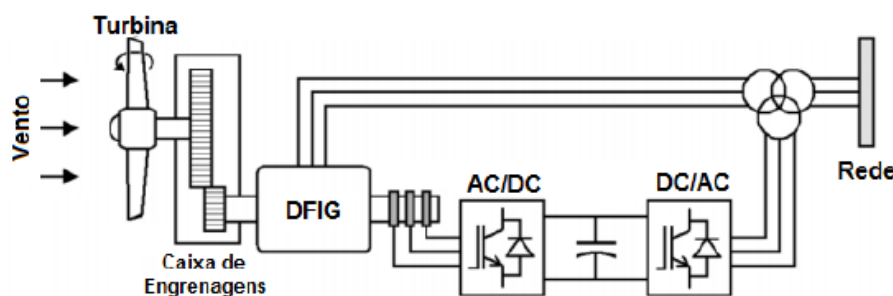


Figura 18 - Gerador Eólico Velocidade Variável Doubly-feed.

O segundo tipo de sistema eólico de velocidade variável é chamado de *Synchronous Generator Full Converter* (SGFC). Neste sistema o gerador síncrono de imans permanentes está ligado á rede traves do conversor eletrónico (Figura 19).

O conversor AC/DC é responsável pela análise do ponto de funcionamento da turbina eólica, ou seja, controla o binário elétrico do gerador. Este valor de binário imposto pelo conversor permite aumentar ou diminuir a velocidade da turbina de maneira a obter o ponto de funcionamento mais rentável para o gerador.

Com o conversor DC/AC é possível manter a tensão os terminais do condensador no seu valor de referência. Este conversor assume também a função de controlar o trânsito de potência ativa e reativa, regulando o desfasamento entre a corrente que é injetada na rede e a tensão da mesma.

Esta tipologia utiliza os conversores AC/DC e DC/AC para conseguir transformar toda a energia captada em energia elétrica. Dessa forma este sistema tem um alcance de velocidades muito maior que os outros tipos de sistemas eólicos devido ao facto de a velocidade da turbina estar completamente desacoplada da frequência da rede elétrica. A frequência elétrica do gerador pode variar conforme a velocidade do vento muda, enquanto a frequência da rede permanece inalterada.

Neste caso não é necessário o uso da caixa de velocidades o que faz com que a velocidade do rotor do gerador seja menor. Contudo, necessitam de um binário mais elevado para certas potências o que torna necessário um número de polos elevado, que faz com que o diâmetro do rotor seja maior.

As vantagens deste tipo de sistema está na simplicidade da solução e na elevada eficiência [10].

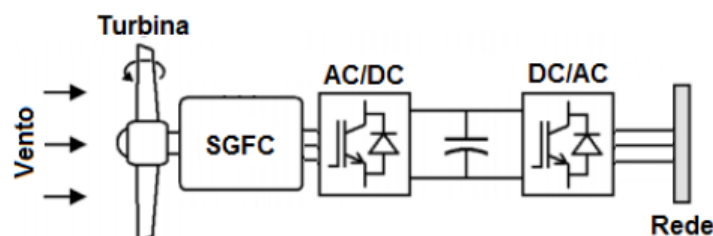


Figura 19 - Gerador Eólico Velocidade Variável Full-Converter.

Nos dias de hoje, os sistemas de geradores eólicos de velocidade variável são os mais utilizados devido ao seu melhor desempenho e também devido à descida dos preços da eletrônica da potência.

Com esta tecnologia torna possível controlar a velocidade de funcionamento o que permite obter o funcionamento no ponto ótimo (MPP), como se pode ver na figura abaixo.

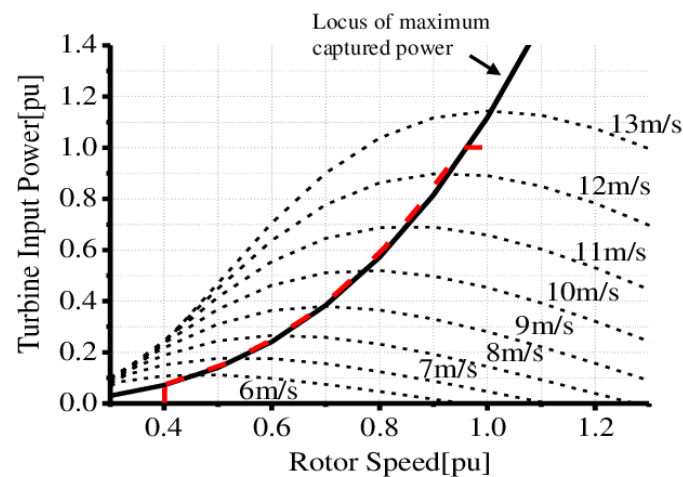


Figura 20 - Gráfico do ponto ótimo de funcionamento.

Contudo, devido aos geradores serem conectados à rede através de conversores estes não são sensíveis às variações de frequência do sistema elétrico de energia, ou seja, não possuem capacidade de resposta inercial. O sistema SGFC funciona de modo desacoplado da rede e o sistema DFIG tem uma resposta inercial limitada apenas obtida pelo inversor que controla o rotor do gerador.

A falta de resposta inercial leva a que seja necessária a criação da chamada, “inércia sintética” de maneira a compensar a mesma.

2.3.EVOLUÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

A história das células solares fotovoltaicas começa com a descoberta de Edmond Becquerel do efeito fotovoltaico em 1839. Becquerel descobriu que quando certos materiais eram expostos à luz era gerada uma corrente elétrica. Becquerel conduzia experiências eletroquímicas quando, por acaso, verificou ao expor elétrodos de platina ou de prata à luz esta exposição provocada o chamado efeito fotovoltaico.

Em 1839 foi realizada a primeira célula fotovoltaica contruída por Willoughby Smith enquanto fazia experiências no laboratório do seu pai. Segundo Willoughby Smith a sua descoberta do efeito fotovoltaico no selénio foi um acidente que não estava á espera tendo este relatado este mesmo acontecimento numa carta para Latimer Clark no dia 4 de fevereiro de 1873:

«Being desirous of obtaining a more suitable high resistance for use at the Shore Station in connection with my system of testing and signalling during the submersion of long submarine cables, I was induced to experiment with bars of selenium - a known metal of very high resistance. I obtained several bars, varying in length from 5 cm to 10 cm, and of a diameter from 1.0 mm to 1.5 mm. Each bar was hermetically sealed in a glass tube, and a platinum wire projected from each end for the purpose of connection. Te early expetiments did not place selenium in a very favourable light for the purpose required,for although the resistance was all that could be desired – some of the bars giving 1400MΩ absolute – yet there was a great discrepancy in the tests , and seldom did diferente operators obtain the same result. While investigating the cause of such great differences in the resistance of the bars, it was found that the resistance altered materially according to the intensity of light to which they were subjected.» [11].

Na sequência desta descoberta, Adams em parceria com Richard Day desenvolveram em 1877 o primeiro dispositivo que produzia eletricidade através da tecnologia fotovoltaica com base nas propriedades do selénio. Este era mergulhado num substrato de ferro e possuía uma camada de ouro muito fina para servir de contacto. Este primeiro dispositivo apenas apresentava uma eficiência de conversão na ordem dos 0,5%.

Em 1883, Charles Fritts conseguiu duplicar a eficiência dos painéis fotovoltaicos e assim obter painéis com cerca de 1% de eficiência construindo as primeiras células solares. Estas células eram constituídas também por selênio. Possuíam uma camada muito fina de ouro e depois um sanduiche de selênio entre duas camadas muito finas de ouro e outro metal na primeira célula de grande área.

Contudo a nível científico ninguém conseguia dar uma explicação sobre a energia fotovoltaica até Albert Einstein publicar a sua teoria vencedora do Prêmio Nobel com a explicação do efeito fotoelétrico em 1905. A teoria de Albert explicava que com certas intensidades de luz incidentes, a que chamou fotões, são capazes de interagir e ejetar elétrons.

Em 1953, Calvin Fuller, um químico dos Bell Laboratories em Murray Hill, New Jersey, nos Estados Unidos da América, desenvolveu o processo de dopagem do silício, que deu início à “era moderna” da energia solar. Calvin Fuller com o auxílio dos cientistas Daryl Chapin e Gerald Pearson, completou a sua pesquisa e desenvolveu a junção p-n. Ao analisar eletricamente a amostra Pearson descobriu que esta tinha um comportamento fotovoltaico e partilhou a descoberta com o seu colega de Daryl Chapin. Daryl Chapin procurava arranjar uma alternativa para as baterias elétricas que alimentavam redes telefónicas remotas.

Em 1954, Fuller desenvolveu uma célula solar fotovoltaica de 4% de eficiência e, posteriormente, de 6% eficiência, dopando tiras de silício com boro e arsênico.

A primeira célula solar foi formalmente apresentada na reunião anual da *National Academy of Sciences*, em Washington, e anunciada, depois de permitido pelo Pentágono, numa conferência de imprensa em 1954 no dia 25 de abril.

Em 1955, foi realizada a primeira aplicação da célula de silício, sendo esta utilizada como fonte de alimentação numa rede telefónica situada em Americus, na Geórgia, Figura 21 [12].



Figura 21 - Primeira célula de Silício aplicada na Rede Telefónica.

Com o passar dos anos a evolução tecnológica continuou e a eficiência dos painéis fotovoltaicos foi aumentando gradualmente tornando-se o que conhecemos atualmente.

Atualmente o recorde de eficiência pertence à Empresa Insolight ao aumentarem opticamente a entrada de luz no painel e assim obterem a marca de aproximadamente 30% de eficiência, Figura 22 [13].

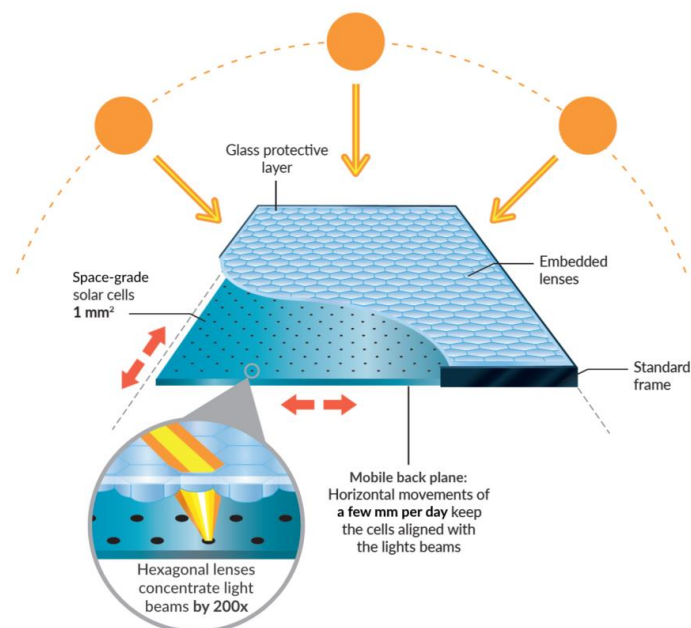


Figura 22 - Painel fotovoltaico Insolight.

Com a evolução tecnológica dita anteriormente não só os preços da energia fotovoltaica têm descido com o passar dos anos, mas também, o preço das próprias células. Na Figura 23 pode-se visualizar essa mesma descida de preço de energia desde 2012 até 2020, assim como a estimativa de preço até 2022 [3].

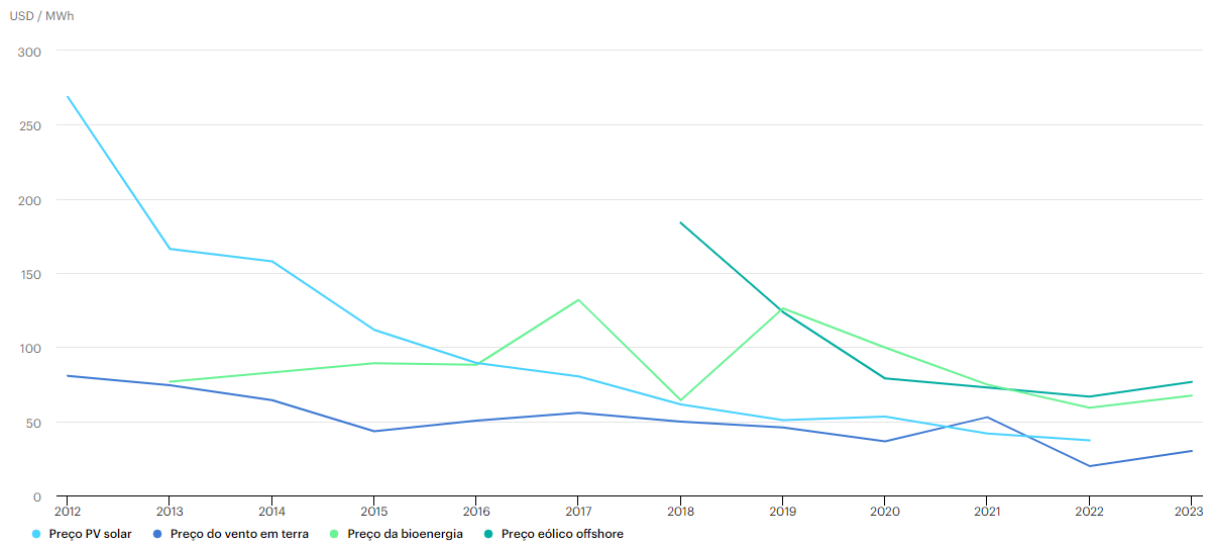


Figura 23 - Preços da Energia Fotovoltaica.

Na figura a baixo pode-se ver que houve uma descida acentuada do preço dos módulos fotovoltaicos devido ao desenvolvimento tecnológico, como dito anteriormente [14].

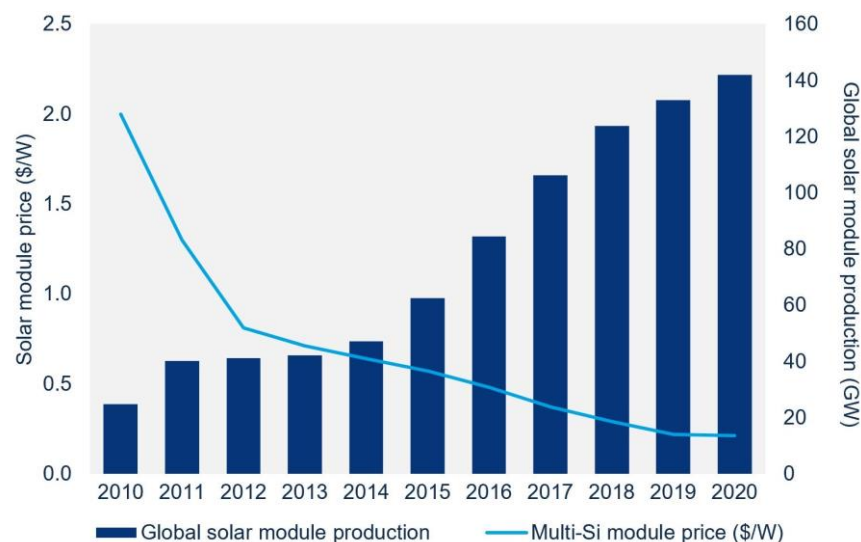


Figura 24 - Preço dos módulos Fotovoltaicos.

Numa perspetiva mundial o aumento do investimento em energia fotovoltaica tem sofrido um crescimento constante a cada ano que passa. Nos últimos anos a potência tem

aumentado fundamentalmente devido às questões ambientais, tal como a eólica, mas também devido á descida de preços dos painéis.

Em 2019, a potência instalada de centrais fotovoltaicas atingiu, globalmente, um total de 586GW de potência instalada, que significa um crescimento de 1430% relativamente ao ano de 2010 onde apenas tínhamos 41GW como se pode analisar na Figura 25 [15].

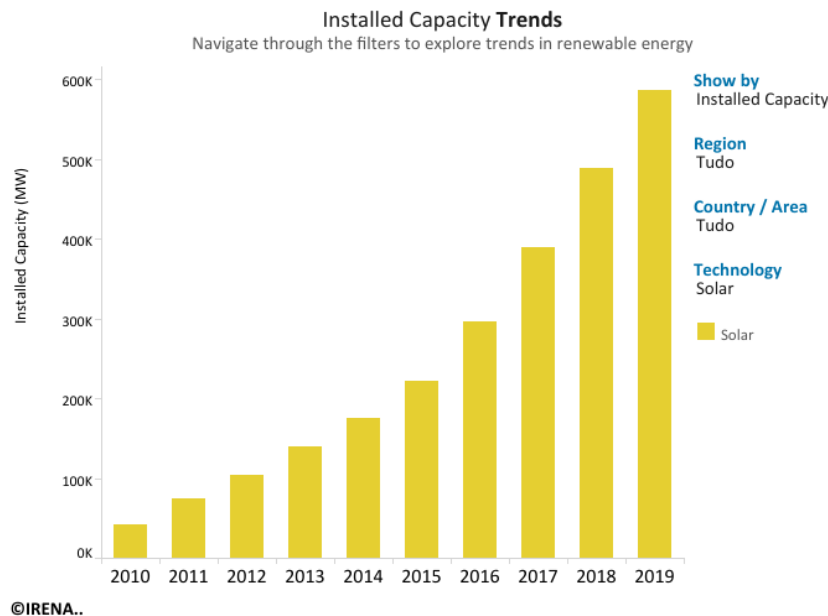


Figura 25 - Crescimento da Potência instalada de Energia Fotovoltaica no Mundo.

2.3.1. FUNCIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A geração de energia fotovoltaica é uma tecnologia que utiliza o efeito fotovoltaico para realizar a transformação da energia luminosa (radiação eletromagnética do Sol) proveniente do sol diretamente em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial, ou tensão elétrica, sobre uma célula solar formada por vários materiais semicondutores.

As partículas de luz provenientes do Sol que chegam á Terra, são chamadas de fotões. Quando estes fotões atingem a célula fotovoltaica dá-se então o efeito fotovoltaico. Em seguida é explicado este efeito numa célula solar de silício.

O átomo de silício possui 14 eletrões e 4 eletrões de valência na sua camada exterior. Se analisarmos um cristal de silício verificamos que este possui uma teia de átomos alinhados

em que cada um têm 4 ligações covalentes com átomos vizinhos. Ao partilhar esses 4 elétrons de valência cada átomo fica com 8 elétrons, como este é o valor máximo de elétrons o átomo encontra-se, portanto, num estado estável. Quando um fóton atinge 1 elétron de valência este move-se para a banda de condução deixando uma lacuna e fica com uma carga positiva.

Para a produção de energia elétrica não é possível utilizar cristais de silício puros pois estes acabariam por se combinar entre si e ficar novamente estáveis ocupando as lacunas criadas. Para que seja possível a produção de energia é necessário criar um campo elétrico através da dopagem do silício, por outras palavras, criar uma diferença de potencial entre duas zonas da célula fotovoltaica.

A dopagem do silício consiste num procedimento de adição de impurezas químicas num elemento semiconductor, neste caso o silício, para transformá-lo num elemento mais condutor, porém, de forma controlada. Existem 2 impurezas utilizadas a que chamamos tipo N e tipo P. O material tipo N possui um excedente de elétrons e o tipo P possui falta de elétrons como se pode visualizar na Figura 26.

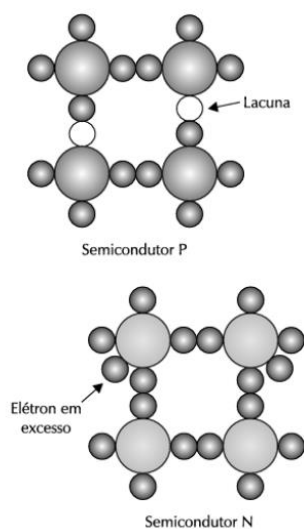


Figura 26 - Estrutura molecular de uma junção P-N.

A dopagem do tipo N ocorre com a adição de fósforo ao silício. O fósforo possui cinco elétrons de valência. O fósforo cria 4 ligações covalentes quando junto ao silício e um deles fica livre, ou seja, é o chamado elétron livre, que ganha movimento e produz corrente elétrica. O nome N deriva da negatividade criada da carga negativa existente.

A dopagem do tipo P ocorre com a adição de boro ao silício. O boro possui três elétrons de valência. Quando estes são adicionados ao silício ocorrem a criação de lacunas, que conduzem a corrente. Com a ausência de um elétron é criada uma carga positiva daí o nome P.

A região entre estes dois tipos dá-se o nome de junção P-N. É nesta junção que é produzido o campo elétrico que separa as duas cargas. Os elétrons livres do semiconductor tipo N movem-se para o semiconductor tipo P para ocuparem as lacunas. Ao receberem os fótons de luz visível, os elétrons são energizados, que, por conseguinte, são acelerados para o terminal negativo tipo N e as lacunas são enviadas para um terminal positivo tipo P. Quando isto acontece, se ligarmos as duas camadas, podendo-se aproveitar a corrente elétrica DC (unidirecional) que se forma na passagem dos elétrons de uma camada para outra, Figura 27 [16].

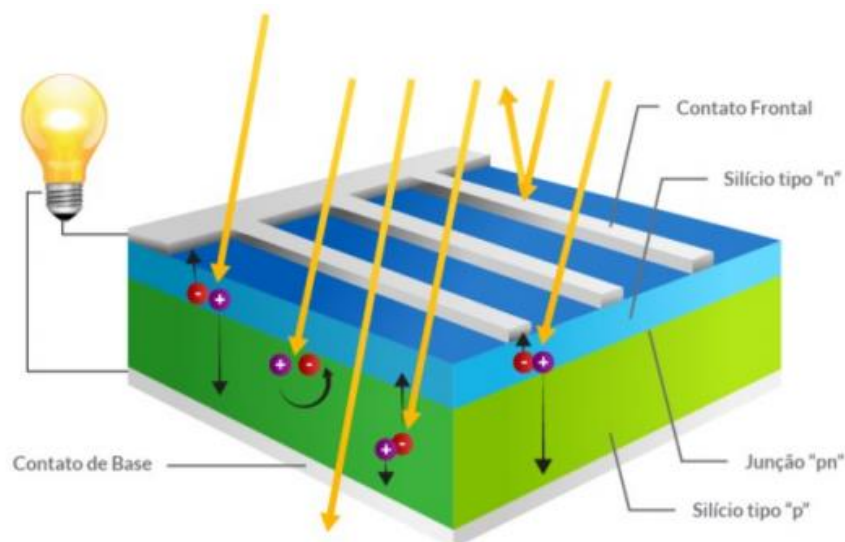


Figura 27 - Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica.

A Figura 28 mostra a parte do espectro solar que é possível ser convertida em energia elétrica no caso de silício cristalino. A cinzento escuro é possível visualizar-se a parte do espectro que não é absorvida pelo material, ou seja, não é possível transformar em energia elétrica [17].

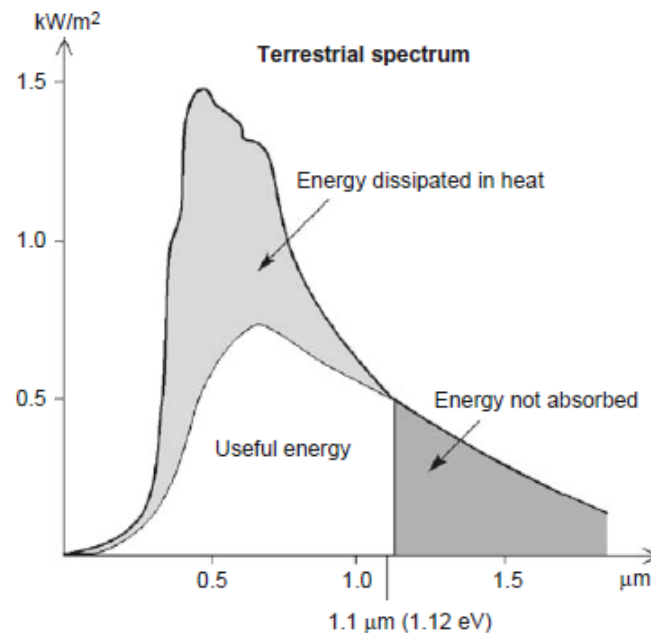


Figura 28 - Energia conversível do espectro solar.

Caracterização de um painel fotovoltaico

O funcionamento do painel fotovoltaico é muitas vezes estudado através da curva que relaciona a corrente de saída com a tensão a que se pode chamar curva I-V.

Na Figura 29 pode visualizar-se esta curva de um painel genérico.

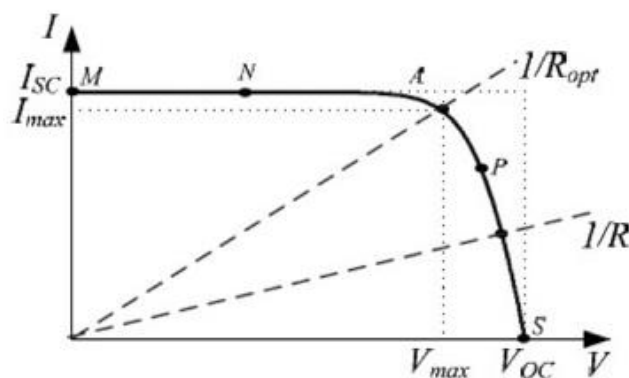


Figura 29 - Curva I-V painel fotovoltaico.

Na figura é possível verificar que a característica do painel não é linear assim como a característica de uma carga resistiva. Com o declive da reta $1/R$ pode-se verificar que a potência fornecida á carga depende do valor que esta tiver.

Para a análise da característica do painel fotovoltaico existem 3 pontos muito importantes: corrente de curto-circuito, ponto de máxima potência e tensão em circuito aberto.

Na Figura 29 a corrente de curto circuito é representada por I_{sc} , que consiste na interceção com o eixo das ordenadas pois o valor da tensão é igual a zero, a tensão em circuito aberto é representada por V_{oc} , que consiste na interseção do eixo das abcissas pois o valor da corrente é igual a zero, e o ponto de máxima potência aparece representado como o ponto de coordenadas V_{max} e I_{max} , que representa o valor ótimo de funcionamento de um painel fotovoltaico, ou seja, é pretendido que o painel funcione sempre neste ponto.

Contudo estas características são obtidas a uma temperatura e radiação incidente constantes o que na realidade não acontece pois estamos dependentes das condições ambientais o que obriga a um sistema de controlo dedicado apenas á extração de potência máxima de um painel fotovoltaico consoante as condições mencionadas [18].

Na Figura 30 pode-se observar a variação do MPP (ponto de máxima potência) consoante a variação da radiação incidente.

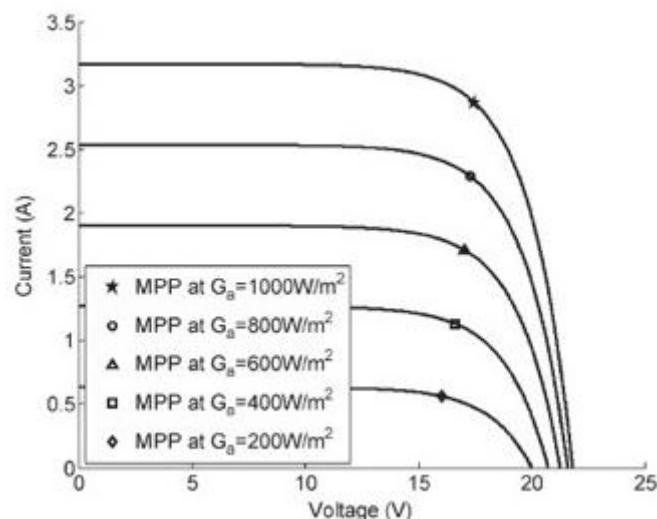


Figura 30 - Curva I-V com influência da radiação incidente.

Pode-se concluir que a radiação tem grande influência na corrente produzida, ou seja, quanto maior for a radiação incidente maior vai ser a corrente produzida. Este fenómeno acontece devido ao facto de a corrente produzida ser proporcional ao fluxo de fotões incidentes. Ao nível da tensão, as variações devidas às alterações da radiação incidente são praticamente desprezáveis [18].

Na Figura 31 pode observar-se a variação do MPP (ponto de máxima potência) consoante a variação da temperatura.

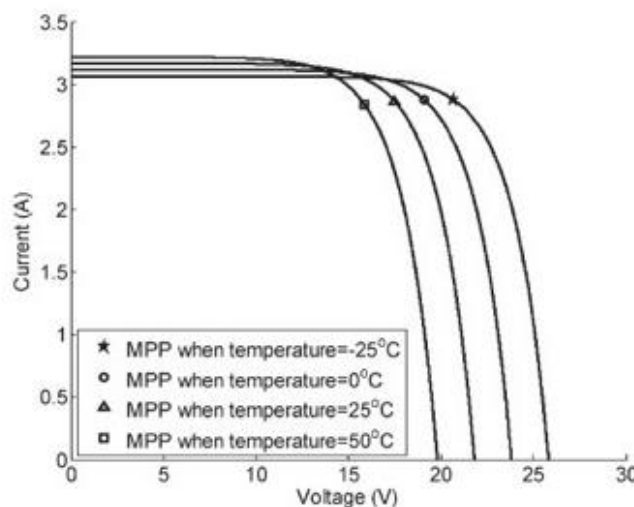


Figura 31 - Curva I-V com influência da temperatura.

Conclui-se que a radiação tem grande influência na tensão de saída, ou seja, quanto mais elevada for a temperatura menor é o valor da tensão. Este fenómeno acontece devido ao facto de a mobilidade dos portadores de carga ser menor com o aumento da temperatura. Ao contrário da influência da radiação, neste caso a variação da corrente produzida devido às alterações de temperatura são praticamente desprezáveis [18].

Na Figura 32 é representada a curva P-V de um painel fotovoltaico, que mostra a característica da tensão em comparação com a potência.

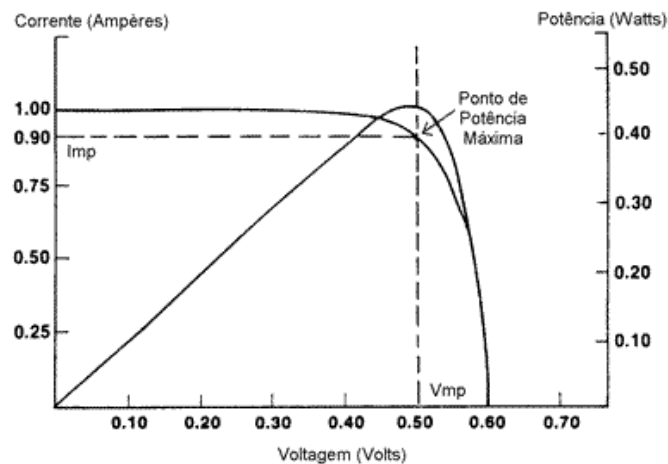


Figura 32 - Curva P-V de um painel fotovoltaico.

Ao analisar esta curva, é demais evidente a necessidade de manter o ponto de funcionamento próximo da potência máxima de modo a garantir a máxima eficiência do painel, ou seja, tentar manter sempre os valores da tensão e da corrente próximos dos valores máximos. Para realizar este controlo e até para ser possível realizar a ligação dos painéis fotovoltaicos á rede elétrica, pois a rede funciona em corrente alternada e os painéis produzem corrente continua, é então necessário a utilização de conversores eletrónicos de potencia [18].

Potência de um fóton

A energia do fóton é a energia carregada por um único fóton. Esta energia pode ser calculada através da Equação 9.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (9)$$

Onde:

- E é a energia produzida por um fóton [eV];
- h é a constante de Planck [eV/s];
- c é a velocidade da luz no vácuo [m/s];
- λ é o comprimento de onda do fóton[nm];

Como os fótons de luz solar possuem a mesma cor, portanto, o mesmo comprimento de onda, estes terão a mesma energia do fóton. A radiação solar terá fótons sempre com a mesma energia [17].

Potência de um Sistema Fotovoltaico

Os modelos clássicos para a estimativa de conversão do valor da radiação solar em energia elétrica produzida. Para este cálculo são utilizados os valores da radiação solar média, valores estáticos dos parâmetros fotovoltaicos e um valor fixo de temperatura ambiente.

Praticamente, para calcular aproximadamente o potencial elétrico da produção anual de energia solar de um sistema fotovoltaico pode ser calculado através da Equação 10.

$$E = A \cdot r \cdot G \cdot \rho \quad (10)$$

Onde:

- E é a energia produzida pelo sistema fotovoltaico [Wh];
- A é a área total do painel solar [m²];
- r é o parâmetro de eficiência (rendimento) do painel;
- G é a radiação solar média anual [W/m²];
- ρ é a taxa de desempenho do sistema geral.

Essa fórmula global naturalmente fornece um valor anual aproximado de produção de eletricidade [19].

2.3.2. COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico é constituído por 3 blocos. Um bloco gerador que contem os arranjos fotovoltaicos onde se encontram os módulos fotovoltaicos com diferentes associações. Um bloco de eletrónica de potência onde se encontram os inversores e os reguladores de carga (no caso de o sistema ter baterias). Por fim um bloco opcional de armazenamento que é constituído por baterias [17].

Na Figura 33 pode-se observar uma simplificação do esquema do sistema fotovoltaico.

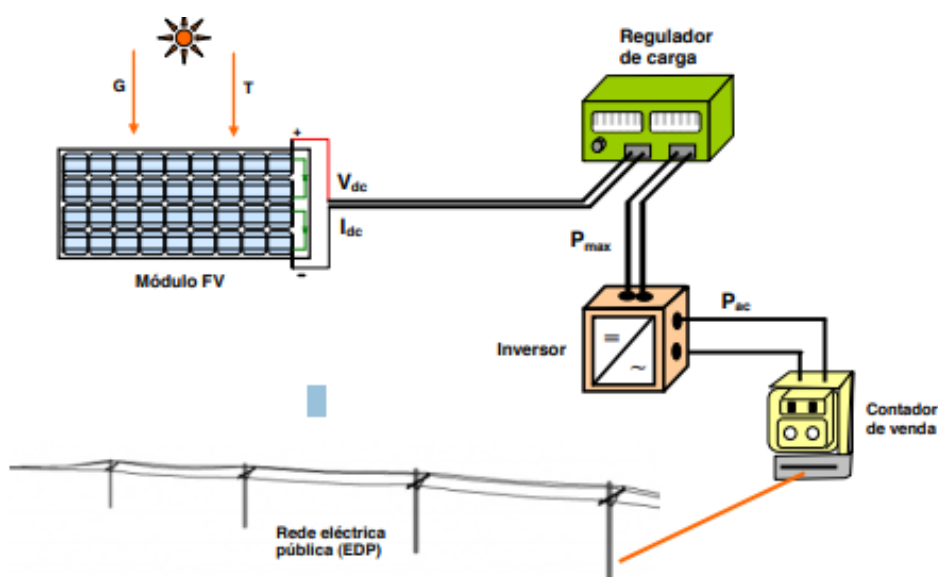


Figura 33 - Sistema de energia Fotovoltaico.

Módulos Fotovoltaicos

Os módulos Fotovoltaicos são a junção de várias células fotovoltaica num painel. O efeito fotovoltaico permite a conversão da luz em eletricidade quando a energia proveniente do sol incide nestas células.

Na Figura 34 pode-se ver a estrutura de uma célula fotovoltaica. Esta é composta por duas camadas de material semiconductor P e N uma grade de coletores metálicos na parte superior e uma base metálica inferior. A base metálica e a grade são os terminais elétricos onde é coletada a corrente elétrica. As células fotovoltaicas são normalmente feitas com dióxido de titânio ou silício pois estes materiais não refletem a luz e com isso é possível obter um aumento da absorção da luz pela célula [20].

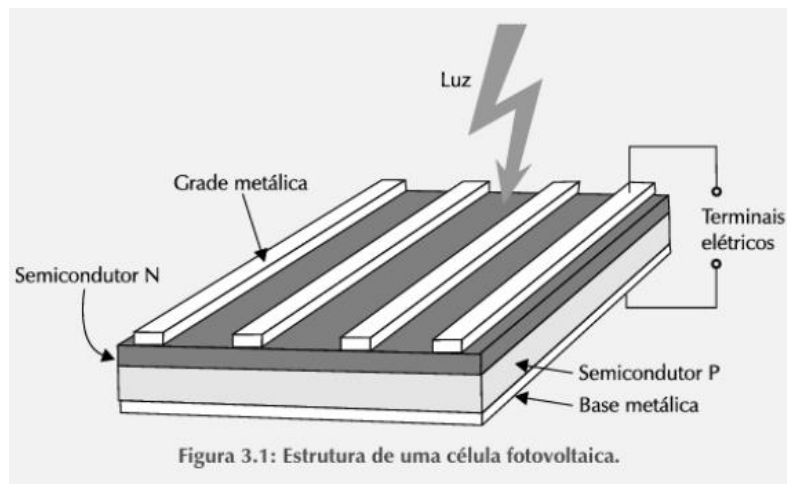


Figura 34 - Célula Fotovoltaica.

Os módulos fotovoltaicos podem ser montados de duas formas: em série (*string*) ou em paralelo (*array*).

Uma *string* é um grupo de módulos conectados em série. Este tipo de ligação tem o objetivo de aumentar a tensão de saída. Por exemplo, os sistemas modernos de produção de energia fotovoltaica operam no mínimo a 48 volts DC nominais, mas para sistemas ligados à rede de alta tensão, podem chegar a valores de 600 volts utilizando a ligação em série. Num sistema fotovoltaico quando maior for a tensão menor serão as perdas ao longo do cabo de conexão. Na Figura 35 pode-se visualizar um exemplo de ligação em série PV.

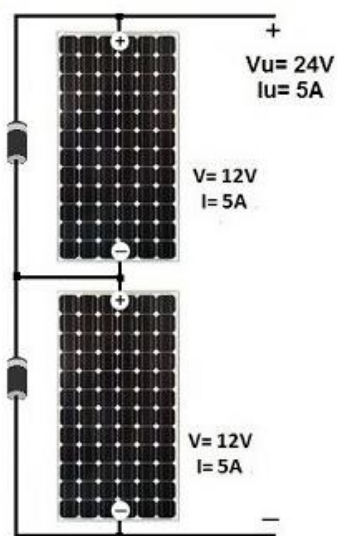


Figura 35 - Ligação em Série de Painéis fotovoltaicos.

Neste caso temos dois painéis de 12V e 5A ligados em série o que faz com que a tensão de saída seja a soma das tensões de saída dos dois painéis e a corrente seja igual, ou seja, 24V e 5A de saída [20].

Uma *array* é um grupo de módulos conectados em paralelo. Este tipo de ligação tem o objetivo de aumentar a corrente de saída (aumentam a potência nominal). Existem dois métodos de ligação entre módulos em paralelo.

Na Figura 36 pode-se observar um exemplo de ligação em paralelo PV.

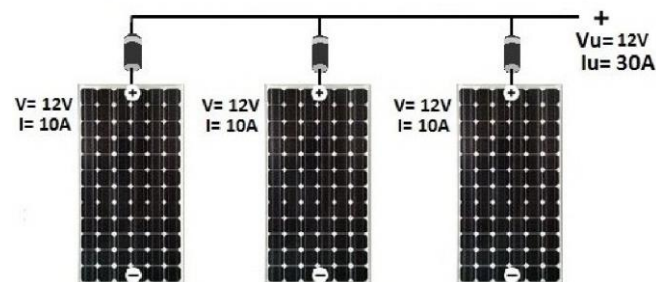


Figura 36 - Ligação em Paralelo de Painéis fotovoltaicos.

Neste caso temos três painéis de 12V e 10A ligados em paralelo o que faz com que a corrente de saída seja a soma da corrente de saída dos três painéis e a tensão seja igual, ou seja, 30A e 12V de saída [20].

Na Figura 37 Figura 36 pode-se visualizar um exemplo de ligação em série-paralelo PV.

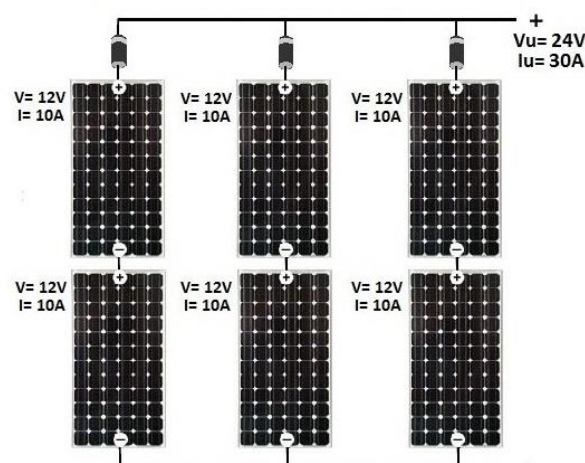


Figura 37 - Ligação em Série-Paralelo de Painéis fotovoltaicos.

Neste caso temos seis painéis de 12V e 10A em que temos a lição em série em pares de dois painéis e estes pares ligados em paralelo o que faz com que a corrente de saída seja a soma da corrente de saída dos três painéis e a tensão seja o dobro, ou seja, 30A e 24V de saída [20].

Baterias

As baterias são usadas para armazenar a energia produzida por um painel fotovoltaico. A maior produção de energia quando se trata de aplicações solares domésticas dá-se ao meio do dia, ou seja, grande parte das vezes a energia produzida não é utilizada. Se a energia não for usada quando esta é gerada, ela poderá ser armazenada através do uso de um conjunto de baterias. Se estivermos a falar de um sistema híbrido de ligação á rede, toda a energia produzida após o carregamento das baterias pode ser enviada de volta à rede elétrica, ou seja, vendida á mesma [21].

Controladores de carga

Os controladores de carga absorvem parte da eletricidade da corrente DC produzida por um painel fotovoltaico e a usam essa mesma energia para carregar uma bateria ou um grupo de baterias. O controlador de carga regula a tensão e a corrente produzidas por um painel solar, para que seja possível carregar a bateria a bateria ou o banco de baterias. A energia produzida pelos painéis solares varia com a exposição à luz (fotões). Se um controlador de carregamento não estiver presente no sistema fotovoltaico, as baterias podem estar sobrecarregadas e danificadas [21].

Inversores

O inversor é um componente essencial de um sistema fotovoltaico. Este é responsável pela conversão efetiva da saída CC (corrente continua) variável dos módulos fotovoltaicos em corrente CA (corrente alternada) sinusoidal limpa e com a frequência necessária de 50 Hz ou 60 Hz. O tamanho ideal de um inversor é dependente da saída do gerador fotovoltaico, que é controlada pelo clima local, pela orientação da superfície e pela inclinação dos módulos.

Os módulos fotovoltaicos possuem coeficientes negativos de temperatura que afetam a potência que depende da radiação solar, da temperatura da célula e do espectro solar.

Como a temperatura da célula aumenta à medida que a intensidade da radiação solar aumenta o desempenho ideal dos módulos é afetado ficando abaixo da potência DC nominal. A redução da intensidade da radiação solar que atinge a superfície do módulo fotovoltaico faz com que a sua potência de saída diminua abaixo da sua capacidade nominal o que pode levar ao inversor funcionar sob condições de carga parcial com uma eficiência reduzida se este não estiver bem dimensionado para o sistema instalado.

Para otimizar o desempenho de um sistema fotovoltaico, é muito importante que a capacidade nominal do inversor seja maior que a capacidade nominal do sistema fotovoltaico de maneira a evitar possíveis funcionamentos em sobrecarga.

O mau dimensionamento do inversor pode também provocar um aumento nos custos totais de energia.

A escolha de um inversor depende então de vários recursos ditos essências: eficiência, baixas perdas em Standby, regulação de frequência, custo, fator de correção de potência, confiabilidade e facilidade de manutenção.

O inversor tem a função de melhorar continuamente a sua capacidade de otimizar energia elétrica produzida para todas as condições, incluindo condições de radiação mais baixas. Uma característica distinta do inversor de alto rendimento é sua capacidade de se reconfigurar automaticamente para a produção de energia continua caso ocorra algum disparo no módulo do inversor. Também possui mecanismos que permitem o aumento da vida útil do próprio inversor.

Caso a radiação solar seja baixa o inversor redimensiona automaticamente sua solução modular para otimizar o sistema [21].

2.3.3. SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Existem três tipos de sistemas fotovoltaicos que recorrem a três tipos de tecnologia diferentes de ligação á rede elétrica: *Single Stage*, *Double Stage* e *Multi-Stage*.

Na figura a baixo temos as normas internacionais de ligação entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica. Todos os conversores têm de respeitar estes valores para poderem ser colocados no mercado [22].

Característica	IEC61727	IEEE1547	EN61000-3-2
Potência Nominal	10 Kw	30 Kw	3,7 Kw
Harmónicos de Corrente (Ordem – h) Limites	(3-9) 4,0 % (11-15) 2,0 % (17-21) 1,5 % (23 – 33) 0,6 %	(2-10) 4,0 % (11-16) 2,0 % (17-22) 1,5 % (23-34) 0,6 % (>35) 0,3 %	16 A @ 230 V (3) 2,30 A (5) 1,14 A (7) 0,77 A (9) 0,40 A (11) 0,33 A (13) 0,21 A
	Os harmónicos pares deverão ser abaixo de 25% do harmónico ímpar mais próximo		Os harmónicos pares deverão ser abaixo de 30 % do harmónico ímpar mais próximo
THD máximo de corrente	5,0 %	5,0 %	-
Factor de Potência a 50% da potência nominal	0,90	-	-
Gama da tensão em operação normal	85% - 110% (196 V – 253 V)	88% - 110% (97 V – 121 V)	-
Gama de frequências em operação normal	50 ± 1 Hz	59,3 Hz até 60,5 Hz	-

Figura 38 - Valores Normalizados para conversores.

Tipologia Single Stage

Na tipologia Single Stage o processamento do controlo do MPP e da corrente injetada na rede elétrica é realizado apenas com um inversor de um estágio como se pode ver na Figura 39 [23].

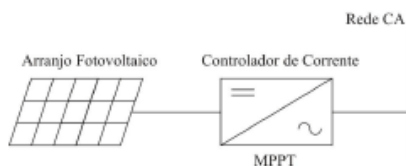


Figura 39 - Diagrama da tipologia Single Stage.

Esta tipologia é muito utilizada em sistemas domésticos.

Tipologia Double Stage

Na tipologia Double Stage o processamento do controlo do MPP é realizado com um conversor CC-CC e o da corrente injetada na rede elétrica é realizado com um conversor CC-CA, ou seja, é utilizado um inversor de dois estágios como se pode ver na Figura 40 [23].

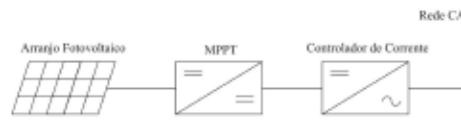


Figura 40 - Diagrama da tipologia Double Stage.

Tipologia Multi-Stage

Na tipologia Multi-Stage o processamento do controlo do MPP é realizado por vários conversores CC-CC, visto que nesta tipologia temos vários grupos de módulos fotovoltaicos, e o da corrente injetada na rede elétrica é realizado com um conversor CC-CA, ou seja, é utilizado um inversor multi-estágios como se pode ver na Figura 41 [23].

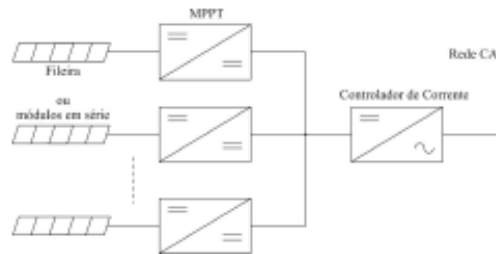


Figura 41 - Diagrama da tipologia Multi-Stage.

2.4.CONCLUSÃO

Neste capítulo abordou-se as várias tecnologias existentes de produção de energia eólica e fotovoltaica assim como a evolução de ambas até aos dias de hoje.

Explicou-se o modo de funcionamento de ambos os sistemas de produção renovável enumerando todos os seus componentes que os constituem.

Conclui-se que as tecnologias, tanto eólica como fotovoltaica, evoluíram muito ao longo dos anos, aumentando a sua eficiência e diminuindo o custo de aquisição.

3. CONCEITO DE INÉRCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

A maior parte da energia concebida da rede elétrica é produzida com a utilização de geradores síncronos com a rede, ou seja, estes rodam com a mesma velocidade e frequência que a rede em todos os momentos. Nestes geradores existem peças rotativas o que permite que estes possuam energia cinética armazenada devido ao movimento das peças.

A frequência elétrica do sistema relaciona diretamente a velocidade de rotação das máquinas girantes que se encontram sincronizadas com ele. Para calcularmos esta interação, entre sistema elétrico e máquina síncrona, utilizamos a equação 11.

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (11)$$

Onde:

- J é o momento de inércia da máquina girante [$kg \cdot m^2$];
- T_e é o torque eletromagnético imposto pela carga [$N \cdot m$];
- T_m é o torque mecânico de entrada [$N \cdot m$];
- ω a velocidade angular mecânica da máquina [rad/s].

Num sistema elétrico equilibrado temos a produção de energia igual á carga, ou seja, $T_m - T_e = 0$ o que faz com que a frequência do sistema se mantenha constante.

Na realidade acontece que o valor da carga está sempre a variar o que provoca variações no valor do T_e retirando o sistema da zona de equilíbrio sendo necessário realizar-se um controlo continuo do balanço carga-geração.

As máquinas síncronas possuem uma grande vantagem em termos de resposta inercial auxiliando o controlo da frequência. Quando ocorre uma variação de carga ou uma perda de produção de energia o valor de $T_m - T_e$ assumirá um valor negativo o que fará com que a derivada da velocidade seja negativa, que, por conseguinte, reduzirá a velocidade da máquina junto com a frequência do sistema. A energia cinética no eixo da máquina síncrona é utilizada para anular o aumento da carga ou a perda de produção.

Nestas situações a velocidade cai em conjunto com a frequência dependendo da magnitude do desequilíbrio carga-geração e do momento de inércia da máquina, ou seja, quanto maior for a inércia mais lenta será a variação da frequência devido ao desequilíbrio. Esta é a vantagem da máquina síncrona.

A inércia de um gerador é definida pela fórmula (12) de maneira a calcular o parâmetro H.

$$H = \frac{J \omega_n^2}{2 S_n} \quad (12)$$

Onde:

- H é a inércia do gerador[s];
- J é o momento de inércia da máquina girante [$kg \cdot m^2$];
- S_n a potência nominal do gerador [VA];
- ω_n a velocidade angular mecânica da máquina [rad/s].

A inércia de um gerador pode ser interpretada como sendo o tempo que é necessário para suprimir uma carga igual à sua potência nominal com a sua energia armazenada.

Conclui-se que a utilização da energia cinética faz com que o desvio da frequência seja menor e que a aceleração das máquinas tem uma relação inversa com a inércia e uma relação proporcional com o desequilíbrio entre potencia consumida e produzida. Reinscrevendo a equação 12 chega-se à equação 13 que traduz a oscilação da máquina, ou potência aceleradora.

$$\frac{2H}{f_n} \frac{\partial f(t)}{\partial t} \cdot S_n = P_{mec}(t) - P_e(t) = P_a(t) \quad (13)$$

Onde:

- f_n é a frequência nominal da rede [Hz];
- $\frac{\partial f(t)}{\partial t}$ é a taxa de variação da frequência [Hz/s];
- P_m é a potência gerada [MVA];
- P_e é a potência elétrica do gerador [MVA].

Esta equação demonstra a importância da inércia pois sem a existência dela qualquer alteração entre consumo e produção provocaria uma variação acentuada na frequência e nas partes rotativas das máquinas. Para que isto não aconteça é necessário haver um controle de maneira a eliminar rapidamente o defeito para manter o equilíbrio entre carga-geração e também para evitar o deslame de cargas ou até blackouts no sistema.

Quanto maior for a inércia menor será a variação da frequência, até porque existem limites de ROCOF e de desvios de frequência impostos pelos operadores da rede elétrica.

O ROCOF é um indicador que nos diz como a frequência muda após um súbito desequilíbrio entre produção e carga. Este é expresso em Hertz por segundo. O ROCOF pode ser calculado através da equação 14.

$$ROCOF = \frac{\Delta P^* f}{2S^* H} \quad (14)$$

Onde:

- f é a frequência nominal do sistema [Hz];
- H é a inércia do sistema [s];
- P é a potência gerada [MVA];
- S é a potência elétrica do sistema [MVA].

Na Figura 42 pode-se visualizar a resposta típica de um sistema quando existe uma perda de uma unidade de produção de energia. Após o distúrbio, $t=1$, a velocidade e , por conseguinte, a frequência oscila em torno da frequência COI (*Center of Inertia ou centro de inércia em português*), até que, alguns segundos depois a oscilação amortece e conversem para o mesmo valor.

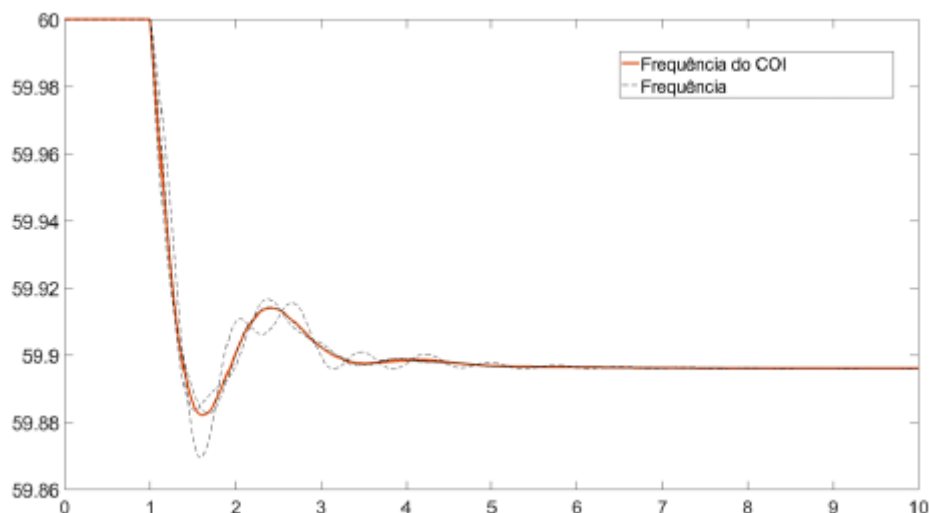


Figura 42 - Resposta do sistema á perda de produção.

Contudo a inércia apenas se pode encontrar em motores ou geradores síncronos ligados á rede elétrica pois esta ação quase instantânea ocorre devido a estes trabalharem acoplados com a frequência da rede.

Como dito anteriormente no relatório tanto a energia fotovoltaica como a energia eólica necessitam de conversores de potência o que faz com que não possuam inércia pois apenas processam a energia síncrona com uma determinada frequência e acompanham a frequência da rede. Isto leva á necessidade de arranjar soluções para a esta falta de inércia [24].

3.1.SOLUÇÕES DE INÉRCIA

Antigamente, quando a maioria das centrais produtoras de energia recorriam á utilização de geradores síncronos não havia necessidade de serem impostos limites mínimos de inércia pelos operadores de rede pois as máquinas tinham capacidade de resposta automática por acompanharem a rede como referimos no capítulo anterior. Contudo, com a maior penetração de aproveitamentos com base em energias renováveis, como energia eólica e fotovoltaica, que não possuem inércia, começou a ser necessário controlar estes limites.

Esta situação levou á necessidade á investigação de soluções e medidas para que estas fontes não prejudicassem a estabilidade da rede elétrica. Existem 3 soluções para sistemas com baixa inercia:

- **Resposta dinâmica da carga**

Esta solução consiste na utilização de aparelhos que possuem carga controlável, ou seja, aparelhos On/Off. Estes podem ser utilizados na manutenção do valor da frequência quando existe um desequilíbrio, até que sejam mobilizados novos grupos de produção que assegurem a estabilização da frequência em regime permanente.

Na Figura 43 temos um exemplo de um frigorifico com sistema controlo de carga.

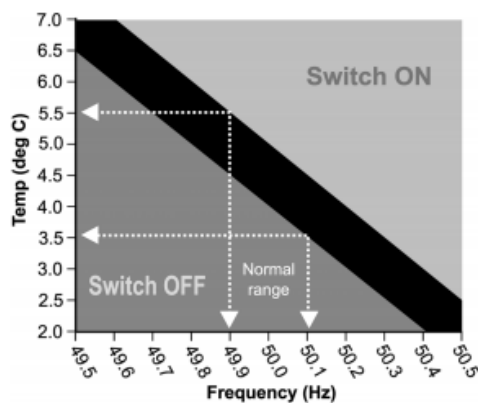


Figura 43 - Exemplo Aparelho On/Off.

Quando a frequência se encontra dentro dos valores considerados estáveis, o consumo do frigorífico é definido pelo seu sistema de controlo normal em função dos seus limites mínimo e máximo de temperatura. Contudo, quando a frequência da rede sai desse limite de valores, os intervalos de temperatura são deslocados para baixo ou para cima de forma proporcional à frequência, dependendo do aumento ou diminuição da mesma [25].

- **Centrais convencionais a fornecer inércia**

Para compensar a falta de inércia podem ser utilizadas as centrais convencionais como compensadores síncronos sem produção de energia ativa. Algumas centrais funcionam em modo parcial para poderem fazer este tipo de compensação. Uma outra solução é a colocação de motores síncronos de grande potência ligados á rede elétrica para aumentar a inércia da mesma [26].

- **Inércia sintética**

O conceito de inércia sintética inclui fornecer energia rapidamente quando a frequência do sistema se desvia de seu valor nominal numa certa quantidade.

Esta pode ser vista como serviços que contribuem para melhorar a resposta do sistema em caso de desequilíbrio, como por exemplo, elevar a frequência instantânea mínima e reduzir o RoCoF. A inércia sintética tem o objetivo de melhorar a estabilidade da rede elétrica através da conversão eletrônicos de potência. Os inversores, atualmente, possuem alterações no software/hardware assim como fontes de energia disponíveis para fornecer inércia, como componentes com capacidade de armazenamento de energia ou da fonte de energia em questão se não estiver a funcionar no ponto ótimo, para criar a inércia sintética, visto que naturalmente estes sistemas não possuem inércia [26].

3.2. CONTROLO DE FREQUÊNCIA

O controlo de frequência é muito importante quando falamos em sistemas elétricos de energia pois esta influência diretamente o funcionamento do sistema assim como a sua segurança, eficiência e confiabilidade.

Visto que a frequência da rede elétrica é proporcional à velocidade de rotação dos geradores, o problema de controlo de frequência pode ser visto como um problema no controlo de velocidade dos geradores. Devido a este facto as unidades de produção são constituídas por componentes de controlo de frequência automáticos que atuam quando a frequência (ou velocidade) se afasta do seu valor de referência [27] [28].

Dependendo do valor do desvio de frequência, como se pode ver na Figura 44, além da resposta natural do regulador de frequência, conhecida como o controlo primário de produção, existe também o controlo secundário e de emergência que podem ser necessários executar de maneira a manter a frequência do sistema estabilizada.

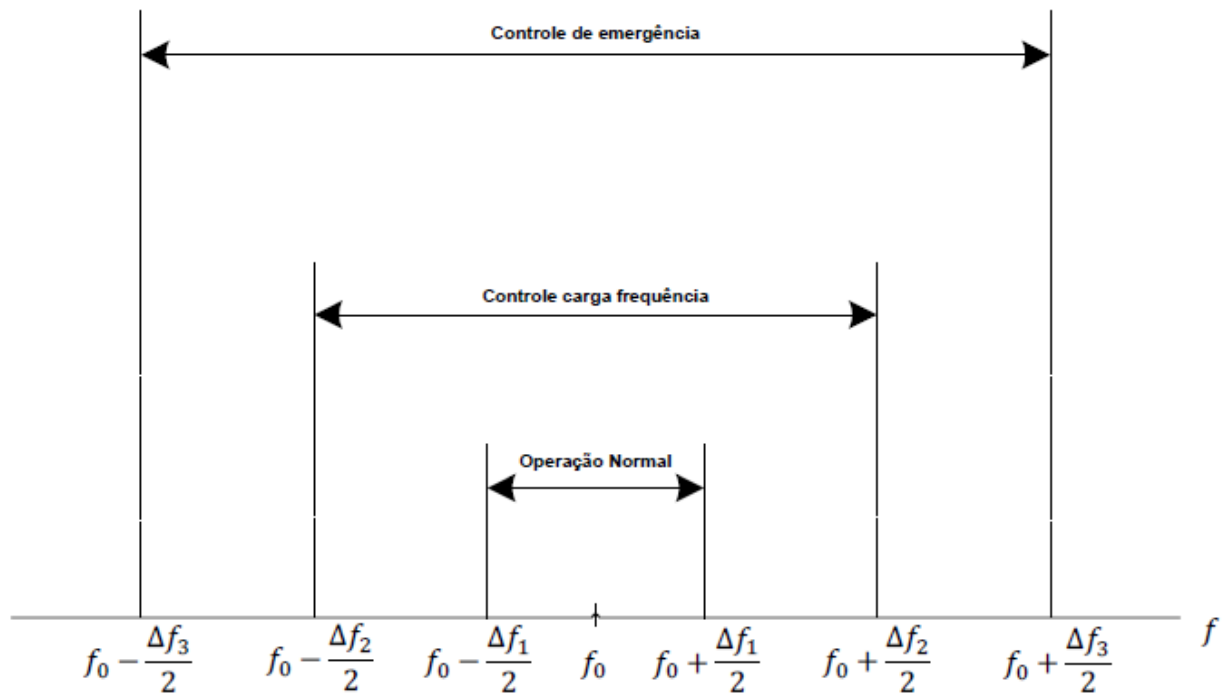


Figura 44 - Associação dos desvios de frequência ao sistema de controlo.

Na Figura 44, Δf_0 simboliza a referência nominal, e, Δf_1 , Δf_2 , Δf_3 representam as variações de frequência correspondendo às diferentes condições de intervenção do sistema. Isto é, quando os desvios de frequência existentes são pequenos podem ser atenuados pelo controlo primário, quando estes são maiores, de acordo com a quantidade disponível de energia de reserva, controlo secundário é responsável por normalizar a frequência do sistema, quando o desvio é muito grande e o sistema sofre variações rápidas de frequência, pois o distúrbio é elevado, o controlo secundário pode não ser suficiente e torna-se necessário ativar o controlo de emergência assim como esquemas de proteção (corte automático de carga/produção), deve ser implantado para restaurar a estabilidade da frequência [27].

A Figura 45 ilustra um exemplo de um sistema que sofre uma perda de produção e são ativados os controles primário, secundário e de emergência.

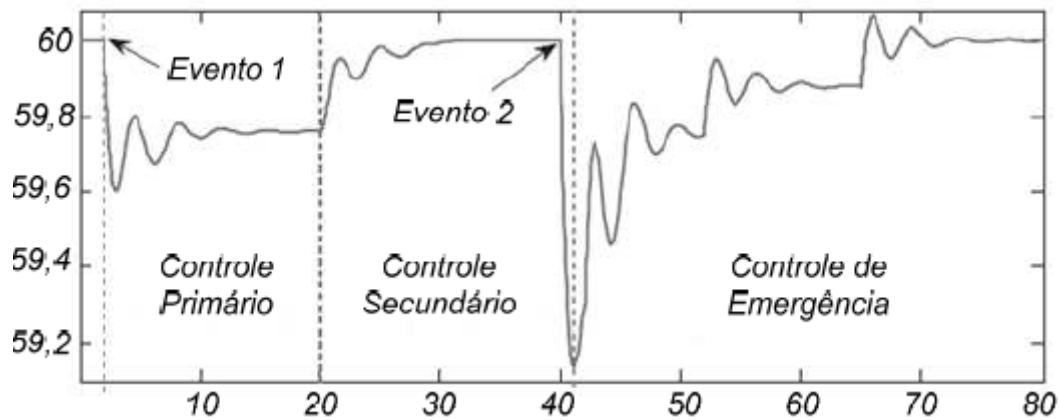


Figura 45 - Resposta dos controles primário, secundário e emergência.

3.2.1. CONTROLO PRIMÁRIO

Quando a potência ativa produzida e a potência da carga se tornam instantaneamente diferentes devido a algum incidente na rede elétrica, a velocidade de rotação das máquinas sofre alterações, que por sua vez altera a frequência da rede e faz com que seja acionado o controle primário de maneira a estabelecer o equilíbrio entre carga e produção de energia novamente.

O controle primário adapta a potência produzida para que seja possível repor o equilíbrio de potências, ou seja, aumenta ou diminui a potência injetada.

Esta adaptação tem o nome de estatismo e este relaciona o desvio de frequência (velocidade) para modificar a potencia produzida. Pode-se calcular este parâmetro através da equação 15.

$$R = - \frac{\Delta f}{\Delta P_G} \quad (15)$$

Onde:

- Δf é o desvio de frequência [Hz];
- ΔP_G é a variação de potência [MVA];

Na Figura 46 é possível verificar que a variação de potência é inversamente proporcional à variação de frequência e que quanto menor for o estatismo maior vai ser a contribuição do gerador para estabilizar os valores de frequência.

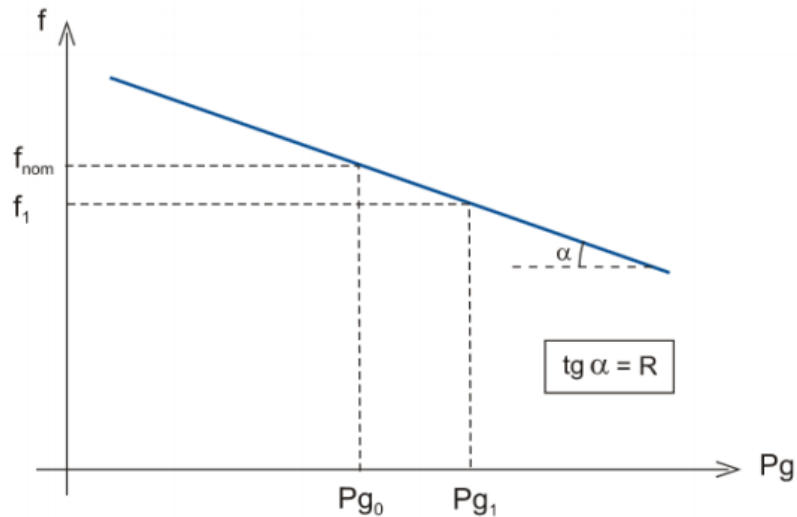


Figura 46 - Estatismo na variação de frequência.

No controlo primário existem dois parâmetros muito importantes: reserva primária e o tempo de ativação da regulação de frequência primária.

A reserva primária consiste numa reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras para realizar o controlo primário. Este valor é normalmente aconselhado, para cada país, pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

O tempo de ativação da regulação de frequência primária consiste no tempo de atuação do controlo primário. Este parâmetro está definido pela ENTSO-E e deve ser disponibilizada pelo menos metade da potência passado 15 segundos do desequilíbrio e 100% da potência no máximo dentro de 30 segundos (Figura 47).

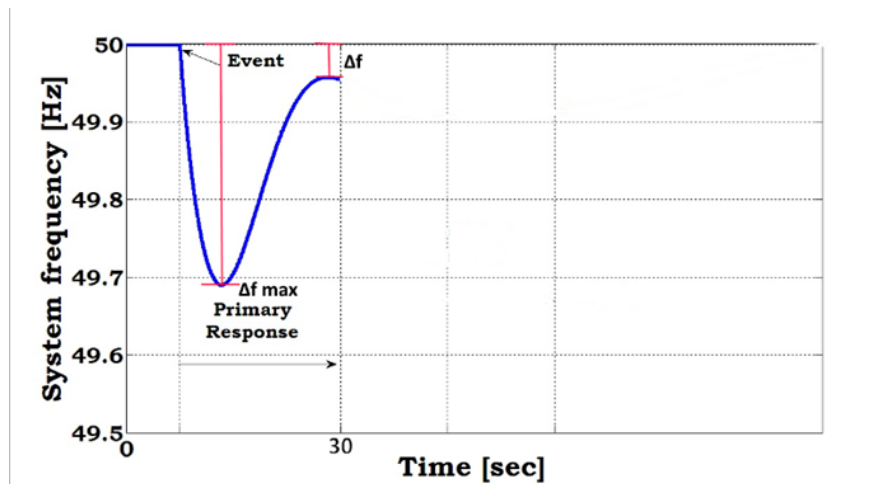


Figura 47 - Atuação do controle primário de frequência.

Na Figura 47 pode-se ver os dois desvios de frequência que advêm da ocorrência de um distúrbio na rede. Quando a carga aumenta instantaneamente ou um grupo gerador sai de funcionamento dá-se o desvio máximo de frequência (Δf_{max}). Em seguida o controle primário é atuado até que a frequência atinge o desvio de frequência *quasi-steady-state* (Δf) que é o valor do desvio de frequência que se vai perdurar até que seja ativado o controle secundário.

O Δf_{max} é afetado por vários fatores: pela energia cinética das massas girantes (inércia de cada máquina), pelo desequilíbrio total de potência entre carga-geração, pelo número de geradores com controle primário e pelas características das cargas, geradores e controladores ligados à rede.

O Δf é afetado pela sensibilidade do consumo às variações do sistema elétrico de energia e pelo estatismo dos geradores que possuem controle primário [27].

3.2.2. CONTROLE SECUNDÁRIO

O controle secundário entra em atuação logo após o controle primário com o objetivo de anular o desvio de frequência de regime permanente deixado pelo controle primário. Este tem o objetivo de introduzir os módulos de controle de produção/reguladores de velocidade para que estes ajustem a produção e seja possível retornar a o valor da frequência do sistema ao seu valor nominal. Esta regulação é automática e tem o nome de Controle Automático de Geração (CAG).

Na Figura 48 pode-se visualizar o gráfico de uma resposta típica do controlo secundário.

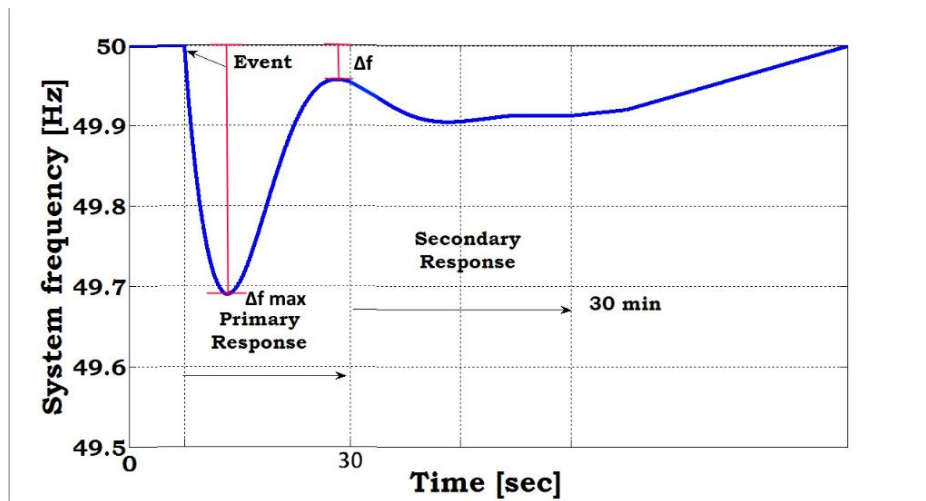


Figura 48 - Atuação do controlo secundário de frequência.

Este controlo restaura o valor nominal da frequência entre os 30 segundos e os 30 minutos [27].

3.2.3. CONTROLO DE EMERGÊNCIA

Quando as variações de frequência são muito elevadas podem causar o mau funcionamento, ou até, a danificar os componentes do sistema de potência (geradores, cargas), dependendo da duração da variação e da sua amplitude.

Para que esta consequência não aconteça pode ser necessário a atuação do controlo de emergência que consiste no corte de carga/produção com a função de minimizar o risco de perda de estabilidade do sistema [27].

3.3. INÉRCIA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

Tanto na produção de energia fotovoltaica como na eólica são utilizadas formas assíncronas de produção de energia elétrica. A produção de energia eólica baseia-se na utilização de máquinas de indução duplamente alimentadas ou por máquinas síncronas ligadas à rede por intermédio de conversores eletrónicos (Figura 49). A produção de energia fotovoltaica não possui nenhuma máquina rotativa, também sendo ligado à rede através de conversores eletrónicos (Figura 49).

Em ambas as tecnologias são utilizadas os inversores de maneira a controlar a produção, ou seja, calibram o sistema para obter o ponto de máxima potência (MPP) conforme as condições climáticas (sol e vento) independentemente da condição da rede elétrica.

Portanto, mesmo com falta ou excesso de produção de energia, o inversor não adapta a sua potência de saída com o objetivo de restabelecer o equilíbrio da rede caso haja algum distúrbio, ou seja, não é associado ao controlo de frequência da rede. Além de que é muito difícil realizar uma previsão tanto da produção de energia fotovoltaica como da eólica, o que faz com que a operação de sistemas com alta penetração destas duas tecnologias seja um enorme desafio para os seus operadores.

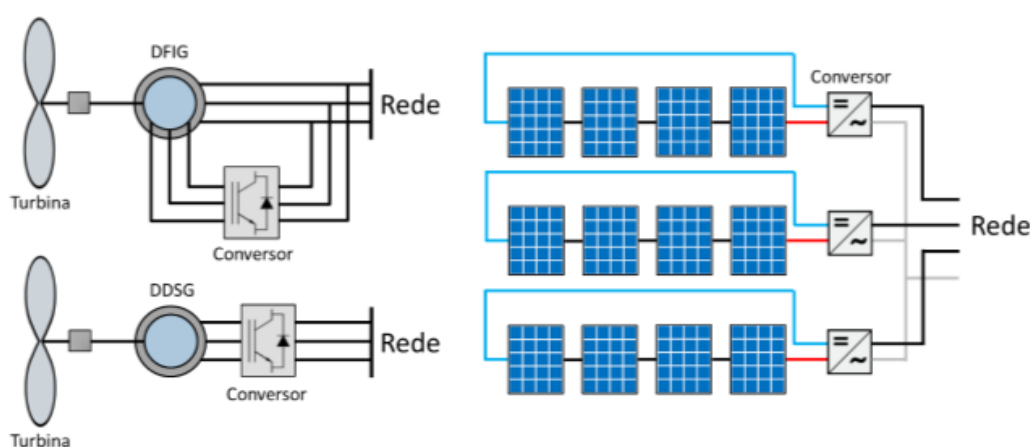


Figura 49 - Tipologias de fontes de energia eólica e fotovoltaica para efeitos de inércia.

Claro que, sendo o inversor um dispositivo inteiramente controlável, é possível criar através da parametrização de vários parâmetros do sistema de produção uma resposta inercial de uma máquina síncrona, ou seja, com a criação da chamada inércia sintética falada no tópico 2.4.1. Através deste controlo é possível extrair por pouco tempo a energia cinética presente na turbina eólica, mesmo que esta esteja ligada de forma assíncrona. Embora seja possível a extração desta energia, esta é muito mais limitada quando comparada à capacidade disponível oferecida por máquinas síncronas. Outra maneira de obter resposta inercial é colocar o sistema a operar fora do MPP. Com isto torna-se possível reduzir ou aumentar a potência fornecida à rede de acordo com as condições verificadas pelo controlo do inversor. Esta solução traz desvantagens económicas para o sistema pois obriga o sistema a funcionar fora da sua potencialidade máxima.

3.3.1. CONTROLO DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS EÓLICOS

Para conseguirmos obter inércia ou controlo primário é necessário ter sempre reserva de energia, neste caso energia cinética.

Nas turbinas de velocidade fixa não é necessário realizar o controlo de frequência pois estas têm o gerador de indução diretamente acoplado à rede elétrica o que faz com que este forneça inércia, embora seja mais limitada quando comparada com as centrais convencionais, quando ocorre um distúrbio que provoque um desvio na frequência, ou seja, acompanha o valor da rede.

Contudo, com o passar dos anos, estas deixaram de ser tão famosas e começou-se a utilizar as turbinas de velocidade variável pois oferecem menores problemas mecânicos, conseguem captar mais potência, menor ruído, melhor capacidade de controlo e melhor eficiência de produção elétrica.

Neste caso, as turbinas de velocidade variável são desacopladas da rede, ou seja, o seu estator está ligado a um conversor que por sua vez liga à rede, ou a ligação é realizada através do circuito do rotor (DFIG). Isto faz com que o conversor isole a turbina da resposta em frequência em caso de alguma anomalia na rede.

Nas turbinas de velocidade variável caso haja um aumento de potência devido ao controlo primário e a turbina eólica estiver a trabalhar no seu ponto de máxima potência a velocidade de rotação vai diminuir pois a energia cinética vai ser absorvida. Existem dois tipos de controlo de inércia que permitem a libertação de energia cinética armazenada nas pás (dentro de 10 segundos) e assim possuir uma reserva de energia em caso de desequilíbrio carga-geração:

- **Controlo da reserva**

Permite manipular o ângulo de passo, ou seja, se for necessário aumentar a potência diminui-se o ângulo de ataque das pás da turbina. Este método tem a desvantagem de ter uma resposta relativamente lenta quando comparada à dinâmica da frequência do sistema, pois o movimento das pás para o ângulo desejado é lento.

- **Controlo de velocidade de rotação**

Permite que a turbina tenha uma velocidade angular superior á velocidade base. Este método aumenta a energia cinética comparada á do controlo de reserva e tem uma atuação mais rápida.

Nestes dois casos o sistema não funcionará no seu MPP o que faz com que seja desperdiçada energia para que seja possível realizar estes tipos de controlo.

Como as turbinas de velocidade variável, utilizadas atualmente, não possuem quase ou nenhuma inércia, como dito anteriormente, foi criado um método para emular a inércia de maneira que o sistema eólico se pareça com uma máquina síncrona usando controladores de inércia como se pode ver na Figura 50 [29].

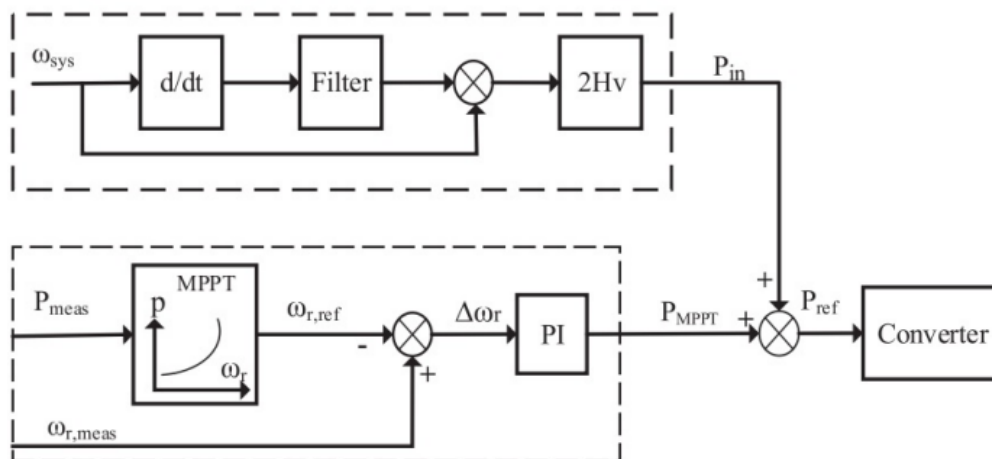


Figura 50 - Emulação de Inércia para turbinas de velocidade variável.

A potência de saída da turbina eólica (P_{meas}) irá delimitar o valor da velocidade angular de referência do rotor ($w_{r,ref}$) que por outro lado vai ser comparada com a velocidade angular do rotor ($w_{r,meas}$) de maneira a controlar o valor do PI para que seja possível para o gerador trabalhar de modo a fornecer a potência máxima disponível. Através da equação 16 é possível calcular a potência de inércia do controlo de inércia.

$$P_{in} = 2H_v \times \omega_{sys} \times \frac{d\omega_{sys}}{dt} \quad (16)$$

Onde:

- w_{sys} é a velocidade do sistema [rad/s];
- P_{in} é a potência de inércia [MVA];

Com esta equação pode-se verificar que caso haja algum desvio de potência o gerador vai fornecer um valor de P_{in} que é baseado no valor da constante de inércia e também do *System Inertia and Rate of Change of Frequency* (ROCOF).

A diferença entre o P_{in} e o P_{MPPT} vai ser o valor da energia cinética que o sistema vai disponibilizar em caso de desequilíbrios [27].

Este método de controlo traz algumas desvantagens como perdas aerodinâmicas, redução da velocidade do rotor, e também leva à necessidade de o sistema precisar de tempo para recuperar a energia para que o rotor volte à sua velocidade angular de referência.

Em contrapartida a emulação de inércia, ou seja, a inércia sintética, traz bastantes potencialidades quando aplicado em sistemas eólicos de velocidade variável pois, permite armazenar e libertar muito rapidamente grandes quantidades de energia cinética devido ao grande momento de inércia, permite um grande alcance de velocidades de rotação do rotor e também possui conversores totalmente controláveis. Isto faz com que os sistemas de velocidade variável possuam mais energia cinética que os sistemas de velocidade fixa [27].

3.3.2. CONTROLO DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas de produção de energia fotovoltaicos não possuem inércia no seu sistema mecânico, pois não possuem energia cinética no seu processo de produção de energia elétrica. Devido ao facto de estes sistemas não possuírem inércia faz com que afetem todo o sistema em caso de algum desequilíbrio entre carga-geração.

É vital gerir este tipo de problemas de maneira a garantir a maior eficiência possível por parte da produção fotovoltaica sem afetar a rede elétrica em caso de anomalias.

Para que isto aconteça estes sistemas precisam de ser monitorizados com muito cuidado.

Para os sistemas fotovoltaicos possuírem resposta inercial de maneira a ajudar o sistema a encontrar o equilíbrio novamente quando ocorre um problema de produção existem dois métodos:

- **Redução de produção (Deslocamento do MPP)**

Ao limitar a produção de energia fotovoltaica de maneira a ser possível controlar a frequência a primeira pergunta que surge em mente é: quanta energia de reserva é necessária. Esta energia será baseada na comparação entre a produção de energia e a estabilidade do sistema de energia. A Figura 51 mostra um exemplo de uma característica de potência versus a tensão DC de um sistema fotovoltaico. O objetivo é encontrar o valor de ΔP mais adequado para o sistema, em vez de usar um valor genérico (MPP).

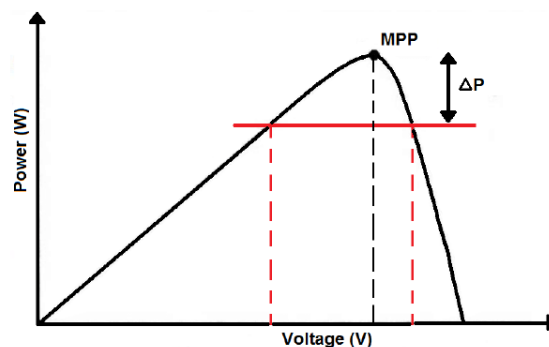


Figura 51 - Controlo de frequência Sistemas fotovoltaicos.

Desta forma é possível obter um ΔP de reserva que permite aumentar a produção quando ocorre um desequilíbrio e por conseguintes variações na frequência, como se pode ver na Figura 51. Com este método torna-se possível auxiliar o controlo primário de frequência do sistema [30].

- **Gerador Síncrono Virtual**

O VSG é um método que permite o controlo da produção de energia baseado em conversores estáticos de potência para emular o comportamento de um gerador síncrono convencional (GS). Este emula no conversor do sistema fotovoltaico as dinâmicas eletromecânicas de um gerador síncrono, como por exemplo, dinâmicas elétricas do rotor e do estator e também a resposta inercial. Ao utilizar este método é possível eliminar os problemas de estabilidade de frequência e assim auxiliar o controlo de frequência do sistema em caso de algum distúrbio entre geração e a carga.

O VSG viabiliza a inserção da produção fotovoltaica no sistema permitindo um controlo adequado da frequência por meio do conversor do sistema fotovoltaico.

Na Figura 52 pode-se analisar o diagrama do sistema fotovoltaico com a implementação do VSG.

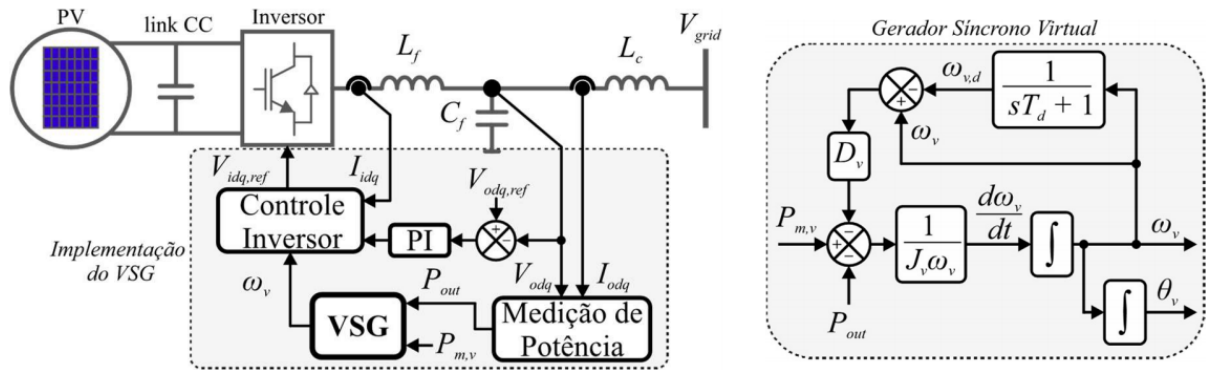


Figura 52 - Diagrama do sistema fotovoltaico com VSG.

A partir da potência ativa de saída do sistema fotovoltaico (P_{out}) e do valor da “inércia virtual” do sistema de controlo (J_v) calcula-se a frequência do VSG (w_v) através da equação 17.

$$\frac{d\omega_v}{dt} = \frac{1}{J_v \omega_v} \left(P_{m,v} - P_{out} - D_v (\omega_v - \omega_{v,d}) \right) \quad (17)$$

Onde:

- w_v é a frequência do VSG [rad/s];
- $w_{v,d}$ é a saída do filtro passa baixa [rad/s];
- P_{out} é a potência ativa de saída do sistema fotovoltaico [MVA];
- $P_{m,v}$ é a potência mecânica virtual do VGS [MVA];
- J_v é a inércia virtual do sistema de controlo;
- D_v é a constante de amortecimento;
- T_d é a constante de tempo [s].

A velocidade w_v utilizada pelos inversores é determinada apenas com a análise do equilíbrio da inércia do VSG e da potência.

Este método altera as malhas convencionais do controlo da produção fotovoltaica possibilitando ao sistema operar num modo que caso haja variação de carga no sistema a frequência do sistema fotovoltaico também varia e, consequentemente, a potencia injetada na rede elétrica pelo inversor da unidade também vai variar.

Esta solução permite melhorar a resposta inercial do sistema fotovoltaico, melhorando o ROCOF e o *frequency nadir* do sistema pois a inércia é virtual o que permite assumir diferentes valores de inércia consoante as necessidades [30].

3.4.CONCLUSÃO

Neste capítulo explicou-se o conceito de inércia quando aplicado a sistemas elétricos de energia, bem como as consequências da falta da mesma.

Por fim apresentou-se soluções para a falta de inércia no sistema e métodos de controlo de frequência utilizados nas duas tecnologias de produção de energia renovável (eólica e fotovoltaica).

Conclui-se que com as soluções apresentadas torna-se possível mitigar a pouca inércia existente num sistema eléctrico com alta penetração de energias renováveis. A desvantagem destes sistemas de compensação de inércia é apenas o custo de implementação pois exige mais componentes nas centrais de produção renováveis quando comparados aos tradicionais métodos de produção de energia renovável.

Nesta dissertação simula-se o controlo de frequência recorrendo a um sistema de armazenamento de energia de maneira a compensar a pouca inércia do sistema.

4. DESENVOLVIMENTO DO MODELO COM EMULAÇÃO DE INÉRCIA

4.1. INTRODUÇÃO

Para a realização da dissertação e obtenção dos resultados realizar-se um estudo através da elaboração de uma micro-rede com fontes de energia convencionais (centrais termoelétricas) e fontes renováveis de energia (parques solares e eólicos). Este sistema é monitorizado através de um centro de controlo de energia de modo a ajudar o sistema a recuperar de possíveis desvios de frequência causados por defeitos que possam ocorrer na rede ou mudanças entre a potência gerada e carga. Este controlo vai compensar a pouca inércia do sistema provocada pela alta penetração de energia renovável através da inércia virtual, pois estas não possuem inércia como as fontes convencionais. A inércia da inércia

virtual que irá ser simulada através da presença de um sistema de armazenamento de energia como se pode ver na Figura 53.

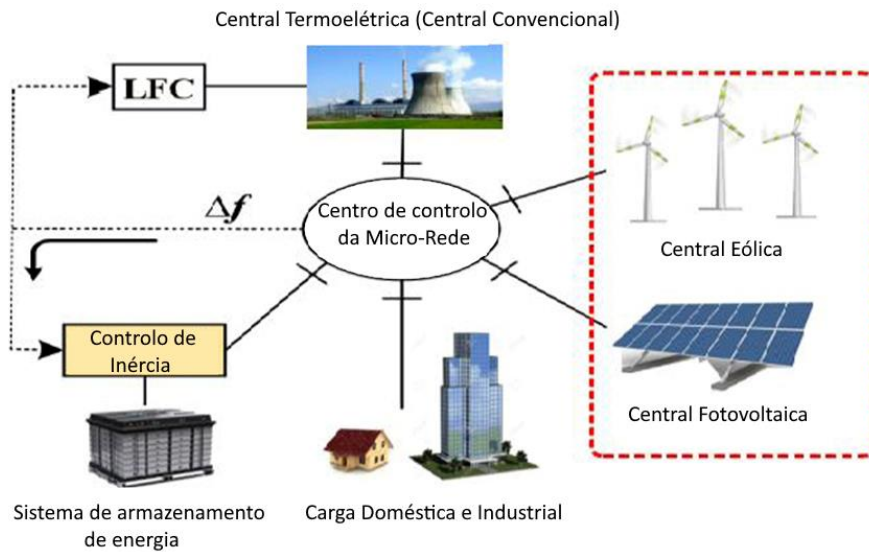


Figura 53- Esquema da Micro-Rede usada para o caso em estudo.

Na Figura abaixo temos o modelo anterior representado em *Simulink*.

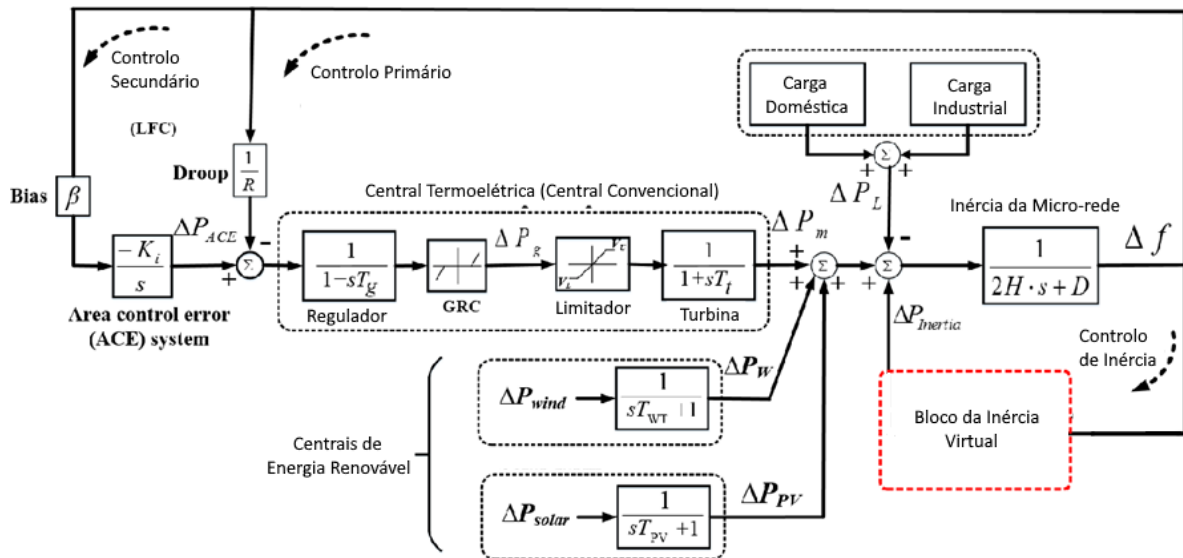


Figura 54-Modelo de controlo de inércia em *Simulink* implementado numa Micro-Rede.

Com o modelo acima representado será possível visualizar gráficos com a representação da resposta da frequência em caso de algum distúrbio na rede com e sem controlo de inércia.

4.2.DESCRICÃO DO MODELO

O modelo desenvolvido para a realização das simulações tem como principais constituintes os seguintes componentes: central termoeletrica, central eólica e fotovoltaica, controle de inércia virtual, inércia do sistema e o controle primário e secundário.

Central Termoeletrica

Para a realização do modelo de uma central Termoeletrica seguimos os modelos matematicos para simularmos o gerador de velocidade e a turbina de um gerador.

A fonte de geração de energia da central é o motor principal. Podem ser turbinas hidráulicas perto de cachoeiras, turbinas a vapor cuja energia vem da queima de carvão, gás e outros combustíveis. O modelo da turbina relaciona as mudanças na potência mecânica ΔP_m e as mudanças na posição da válvula de vapor ΔP_v . A equação de transferência que representa a Turbina G_t é dada pela equação 18:

$$G_t = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1+T_t s} \quad (18)$$

Onde:

- ΔP_m é a potência mecânica do gerador;
- ΔP_v é a posição da válvula de vapor;
- T_t é a constante de tempo da turbina a vapor.

Quando a carga elétrica aumenta repentinamente, a potência elétrica excede a potência mecânica de entrada. Essa diminuição de potência no lado da carga é compensada pela energia cinética da turbina. Por este motivo, a energia que é armazenada na máquina é diminuída e o regulador de velocidade envia sinal para fornecer mais volumes de água, vapor ou gás para aumentar a velocidade do motor principal para compensar a deficiência de velocidade.

A equação de transferência que representa o regulador é apresentada na equação 19:

$$G_g = \frac{1}{1+T_g s} \quad (19)$$

Onde:

- T_g é a constante de tempo do regulador.

Na figura abaixo pode-se ver a junção das equações atrás mencionadas e assim obter a representação em *simulink* da central termoeletrica [31].

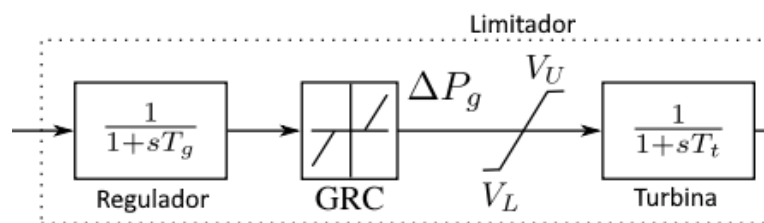


Figura 55- Modelo de uma central termoeletrica em Simulink.

Neste caso de estudo a central é composta por um regulador com restrição de taxa de produção (GRC) e uma turbina com limitador de taxa de frequência, que restringe a abertura / fecho da válvula (VU, VL) de maneira a tornar o estudo da resposta da central aos distúrbios na rede o mais aproximado do real possível.

Carga Residencial e Industrial

Neste sistema levamos em consideração as cargas industriais e residenciais. Estas foram simuladas através do diagrama de blocos representado na Figura 56.

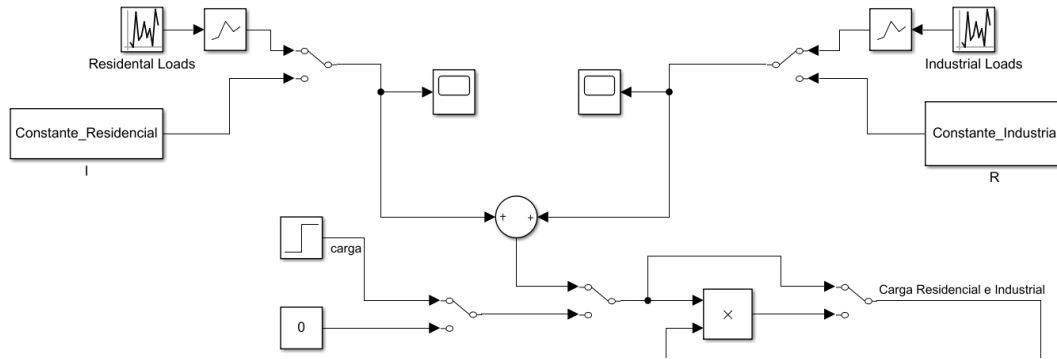


Figura 56 - Modelo de Cargas do sistema.

Central eólica e fotovoltaica

Os distúrbios da central eólica serão simulados através da função de transferência de primeira ordem da turbina eólica. Estes serão calculados através da equação 20 [32].

$$\Delta P_w = \frac{1}{1 + T_{wt}s} * \Delta P_{wind} \quad (20)$$

Onde:

- ΔP_w é a mudança de energia produzida pelo sistema eólico;
- ΔP_{wind} é a mudança de energia eólica;
- T_{wt} é a constante de tempo da turbina eólica.

O bloco em *simulink* é representado na Figura 57.

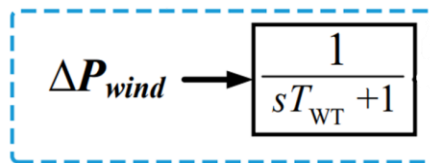


Figura 57 - Bloco da Central eólica em *simulink*.

O bloco de simulação da energia proveniente do vento (ΔP_{wind}) é representado pelo diagrama de blocos abaixo.

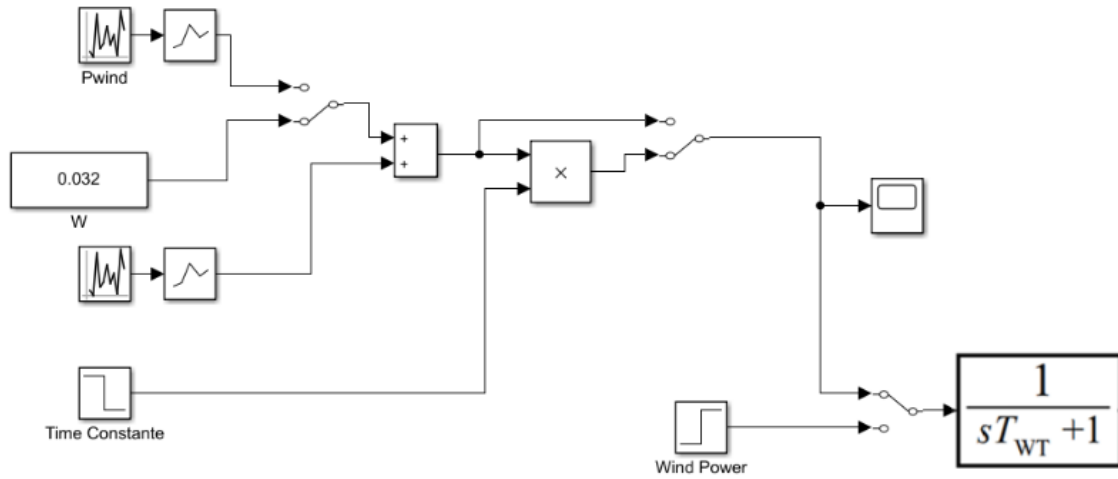


Figura 58 - Bloco da Energia Eólica.

Os distúrbios da central fotovoltaica serão simulados através da função de transferência de primeira ordem da turbina eólica. Estes calculam-se através da equação 21.

$$\Delta P_{pv} = \frac{1}{1 + T_{pv}s} * \Delta P_{solar} \quad (21)$$

Onde:

- ΔP_{pv} é a mudança de energia produzida pelo sistema fotovoltaico;
- ΔP_{solar} é a mudança de energia solar;
- T_{pv} é a constante de tempo do sistema fotovoltaico.

O bloco em *simulink* é representado na Figura 59.

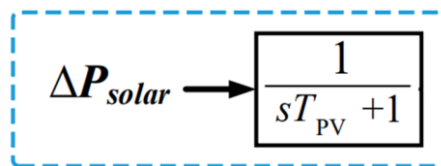


Figura 59 - Bloco da Central fotovoltaica em *simulink*.

O bloco de simulação da energia proveniente do sol (ΔP_{solar}) é representado pelo diagrama de blocos abaixo.

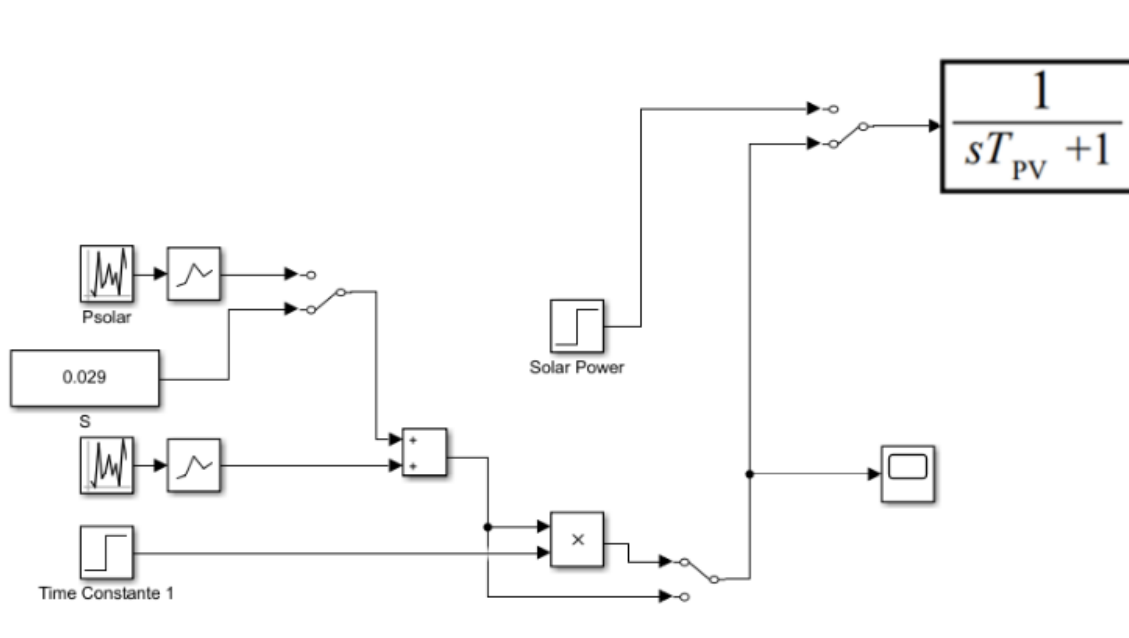


Figura 60 - Bloco da Energia Solar.

Controlo primário e secundário

O modelo dinâmico da micro-rede possui uma arquitetura hierárquica com *loops* para o controlo primário e secundário.

O controlo primário consiste no coeficiente de queda de velocidade do gerador. Este corresponde a uma ação de controlo integral de cada unidade, devido aos seus reguladores de velocidade. Isso permite limitar os desvios de frequência por perturbação na geração / equilíbrio de carga, em poucos segundos de resposta de tempo [33].

Este controlo é representado no *simulink* pelo bloco representado na figura abaixo.

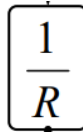


Figura 61 - Droop do regulador de velocidade em *simulink*.

O controlo secundário consiste numa malha secundária que possui um sistema de erro de controlo de área (ACE) com o segundo controlador de frequência K_i e o integrador de primeira ordem (Figura 62). Esta tem a função de manter ou restaurar a frequência do sistema ao seu valor nominal, o equilíbrio entre geração / carga [33].

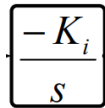


Figura 62 - Controlo de erro de área (ACE) em *simulink*.

Inércia do sistema

Para representarmos a inércia do sistema constituído pela massa rotativa proveniente das centrais convencionais temos o bloco representado na Figura 63.

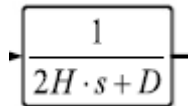


Figura 63 - Inércia do sistema em *simulink* (massa girante).

O sistema de balanceamento da micro-rede é então realizado com a função de transferência através do coeficiente de amortecimento D e da inércia do sistema H [31].

Controlo de Inércia Virtual

O modelo realizado no estudo tem o objetivo de tornar possível a regulação da frequência na presença de algum distúrbio na rede, ou seja, alguma alteração na potência ativa. Do ponto de vista do controlo de inércia, este é um modelo focado essencialmente nos efeitos dinâmicos da mudança de potência ativa em relação à regulação de frequência, o que pode reduzir a complexidade do diagrama de blocos esquemático de um controlo de inércia virtual em malha fechada.

Para projetar o modelo dinâmico de controlo de inércia virtual, baseamo-nos nas características dinâmicas da Equação (22):

$$\Delta P_{VI} = K_{VI} \left(d \frac{\Delta f}{dt} \right). \quad (22)$$

Onde:

- ΔP_{VI} é a potência virtual da unidade de controlo de inércia;
- K_{VI} é a característica / constante de inércia virtual;
- Δf é o desvio de frequência do sistema;
- $d \frac{\Delta f}{dt}$ é a taxa de mudança de frequência (RoCoF);

Para simular a inércia virtual e amortecimento combinamos a função de transferência de primeira ordem do armazenamento de energia baseado no inversor como se pode ver na Figura 64 .

Posteriormente, o modelo dinâmico dos inversores pode ser realizado com uma função de transferência de primeira ordem.

A equação dinâmica da potência virtual da unidade de controlo de inércia pode ser expressa como na equação (23):

$$\Delta P_{VI}(s) = \frac{sK_{VI}}{1 + sT_{INV}} (\Delta f(s)) \quad (23)$$

Onde:

- ΔP_{VI} é a potência virtual da unidade de controlo de inércia;
- K_{VI} é a característica / constante de inércia virtual;
- Δf é o desvio de frequência do sistema;
- T_{inv} é a constante de tempo do armazenamento de energia baseado no inversor;

Através da equação 23 torna-se possível realizar o modelo do controlo de inércia virtual em *Matlab/Simulink* como se pode visualizar na figura abaixo.

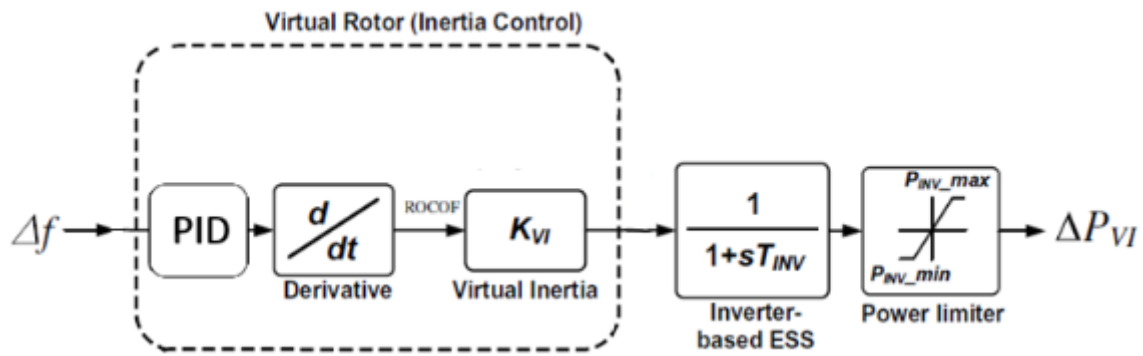


Figura 64- Estrutura de resposta de frequência dinâmica para controlo de “inércia virtual”.

De acordo com a Figura 64 e a equação (23), a unidade de inércia virtual é construída utilizando a técnica da derivada introduzida para calcular o RoCoF (df/dt) de maneira a ajustar a potência adicional com a inércia necessária que sirva como ponto de ajuste do sistema durante alguma perturbação com o auxílio de um controlador PID. Esta parte diminuirá o desvio máximo da velocidade do rotor e reduz os desvios da frequência do sistema após uma perturbação [34].

Como resultado, a potência ativa do ESS (sistema de armazenamento de energia) é baseada no inversor que é proporcional ao RoCoF. Assim, a potência adicional injetada

pela inércia virtual e o amortecimento necessários podem ser imitados adequadamente no sistema, melhorando a dinâmica de frequência transiente e estável.

A unidade limitadora de potência é utilizada para restringir a potência máxima (P_{inv_max}) e a potência mínima (P_{inv_min}) da saída ESS baseada no inversor, realizando o comportamento de resposta de potência real do ESS.

Modelo Final

Por fim, juntando todas as partes do modelo obtemos o modelo final (Figura 54) que nos permite chegar á equação do valor do desvio de frequência do sistema elétrico a cada instante de tempo. Este valor é dado pela junção das equações 24 até á 27 obtendo assim a equação do desvio de frequência apresentada na equação 28.

$$\Delta P_m = \frac{1}{1 + sT_t} (\Delta P_g) \quad (24)$$

$$\Delta P_g = \frac{1}{1 + sT_g} (\Delta P_c - \frac{1}{R} \Delta f) \quad (25)$$

$$\Delta P_{WT} = \frac{1}{1 + sT_{WT}} (\Delta P_{Wind}) \quad (26)$$

$$\Delta P_{PV} = \frac{1}{1 + sT_{PV}} (\Delta P_{Solar}) \quad (27)$$

$$\Delta f = \frac{1}{2Hs + D} (\Delta P_m + \Delta P_{WT} + \Delta P_{PV} + \Delta P_{Inertia} - \Delta P_L) \quad (28)$$

Onde:

- ΔP_m é a potência mecânica do gerador;
- ΔP_g é a potência produzida pela turbina da central convencional;
- ΔP_{wt} é a mudança de energia produzida pelo sistema eólico;
- ΔP_{pv} é a mudança de energia produzida pelo sistema fotovoltaico;
- ΔP_c é mudança de ação do sinal de controlo secundário (ACE);
- $\Delta P_{inertia}$ é a potência virtual da unidade de controlo de inércia.

Na tabela abaixo temos representados os valores dos parâmetros da microprodução considerada nas simulações [35].

Tabela 1 - Parâmetros das simulações.

Parâmetros	Valor (PU)
D	0.015
H	0.083
Tg	0.1
Tt	0.4
Twt	1.5
Tpv	1.8
R	2.4
Ki	0.05
Kvi	0.5
Tvi	10
GRC	20%
Vu bess	0.2
VI bess	-0.2
Vu	0.3
VI	-0.3
f	50

4.3. CONCLUSÃO

Neste capítulo realizou-se a descrição detalhada do modelo das simulações executadas na dissertação, assim como, os parâmetros e os seus valores.

Nesta dissertação criou-se um modelo que permite a análise das variações de frequência de um sistema elétrico de energia, constituído por fontes de produção de energia convencionais e renováveis, quando aplicada a solução de controlo de frequência desenvolvida, utilizando a “inércia virtual”.

Neste caso de estudo, para se simular a produção de energia proveniente de fontes convencionais de energia optou-se pela utilização de uma central termoelétrica e para as fontes renováveis utilizaram-se centrais eólicas e fotovoltaicas.

Posteriormente desenvolveram-se perfis variáveis para a produção de energia através de fontes renováveis e para a carga residencial/industrial, visto que, tanto a carga do sistema

como a produção de energia por via de recursos renováveis variam ao longo do tempo dependendo da utilização de energia elétrica e das condições climatéricas.

Para se obter uma análise mais realista acrescentou-se ao modelo os controlos de frequência já existentes nos sistemas elétricos de energia, os controlos primários e secundários. O controlo primário consiste no coeficiente de queda de velocidade do gerador e o secundário consiste numa malha secundária que possui um sistema de erro de controlo de área (ACE).

Com este modelo torna-se possível simular alterações repentinas tanto de carga como de produção e verificar as consequências destas na estabilidade do sistema. Permite analisar as mudanças de valores de frequência do sistema quando ocorrem distúrbios.

Conclui-se que este modelo permite chegar a conclusões relativamente á resposta do sistema quando existem perturbações no sistema, normalmente criadas por desequilíbrios entre a carga e a produção.

5. ANÁLISE DE RESULTADOS

Realizaram-se duas simulações diferentes. Na primeira é possível analisar o que acontece à frequência com apenas um distúrbio sem haver mais alterações, ao nível da carga e da produção, ao longo do tempo. Na segunda simulação é possível analisar a resposta do sistema com um perfil de carga e produção de energia aproximado da realidade, ou seja, ocorrem vários desvios ao longo do tempo. Em anexo é possível visualizar o diagrama das duas simulações.

Estas duas situações servem para visualizar detalhadamente o que acontece com o apoio da “inércia virtual” num sistema com forte presença de produção de energia através de fontes renováveis. Na primeira simulação é possível ver como é a resposta a cada desvio enquanto na segunda responde a vários desvios.

De maneira a expressarmos as grandezas elétricas no circuito de forma normalizada, com base em valores pré-determinados utilizamos o sistema Por Unidade (PU) em todas as simulações.

5.1. ANÁLISE DA PRIMEIRA SIMULAÇÃO

Como dito no subcapítulo anteriormente, na primeira simulação ocorre apenas um desvio de carga e de produção por parte das fontes renováveis de energia. Este distúrbio ocorre logo no instante 0s. Esta simulação tem o total de 50s pois é o tempo necessário para realizar a análise. Na Figura 65 pode-se ver o valor da carga residencial mais a industrial do sistema.

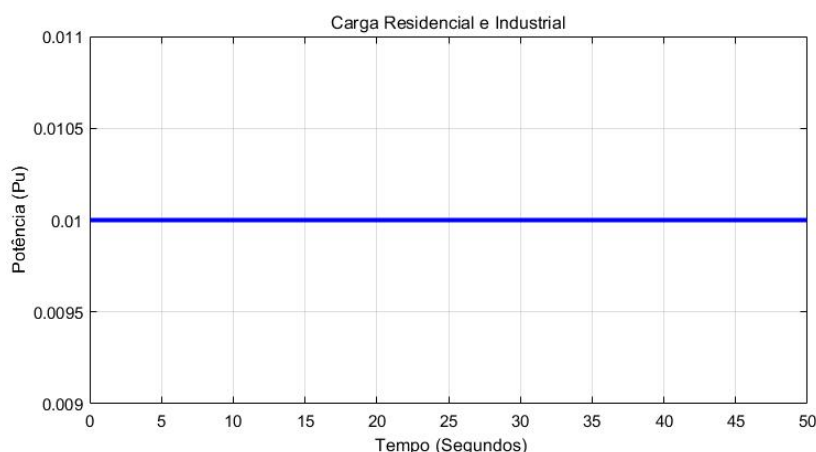


Figura 65 - Simulação 1, carga Residencial e Industrial.

Esta toma o valor de 0.01 Pu no instante inicial da simulação.

Na Figura 66 é possível analisar o perfil de produção por parte das energias renováveis no sistema.

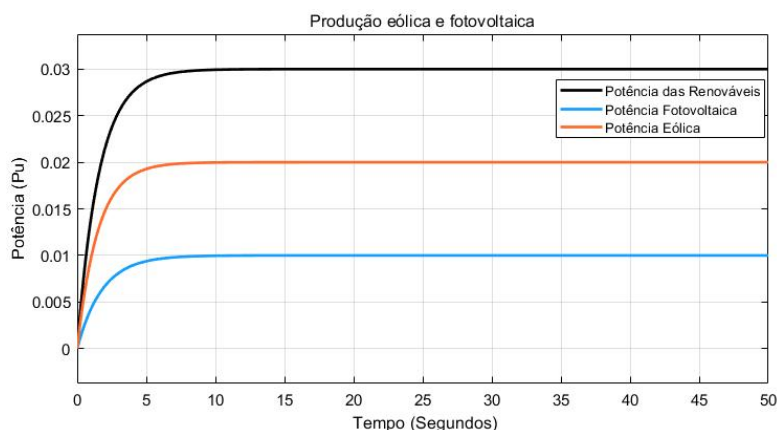


Figura 66 - Simulação 1, produção eólica e fotovoltaica.

Esta aumenta de forma exponencial a partir do instante inicial e estabilizam no instante $t=10s$ da simulação. A produção fotovoltaica estabiliza nos 0.01 Pu e a eólica nos 0.02 Pu. No gráfico é possível ver a soma das potências geradas pelas duas fontes renováveis (a preto).

Resultados sem implementação de “inércia virtual” no sistema

Realizada a simulação obtém-se o gráfico com os valores da frequência do sistema ao longo do tempo.

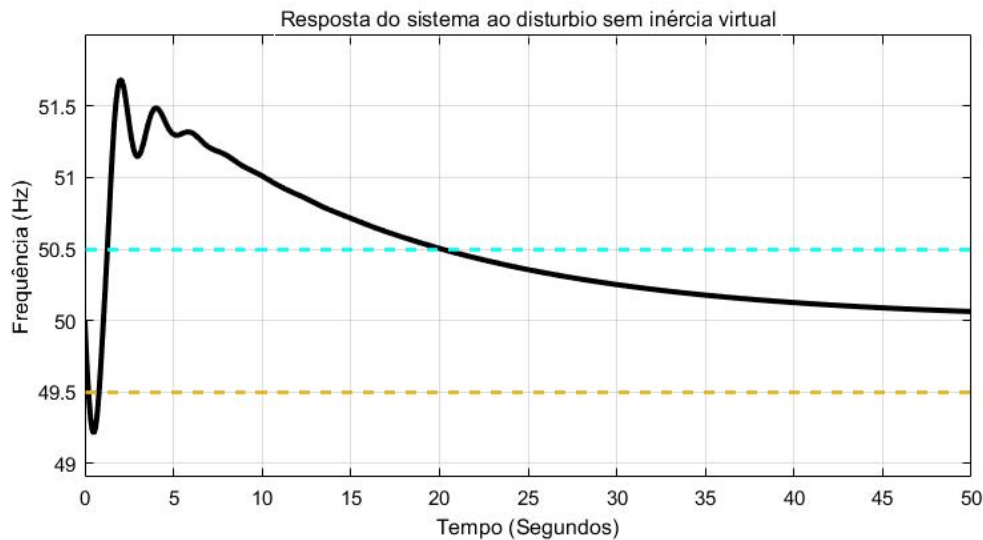


Figura 67 - Simulação 1, resultado da estabilidade da frequência da rede sem “inércia virtual”.

Neste caso ocorre um distúrbio logo no instante $t=0s$. Em condições normais o valor médio da frequência deve sempre estar entre 49,5 e 50,5 Hz. Para analisarmos melhor o sistema colocamos esses dois valores como constantes para ser possível visualizá-los no gráfico. O limite superior está a azul ciano e o inferior a cor-de-laranja.

Na figura acima pode-se verificar que a frequência demora cerca de 50s a estabilizar e atinge picos com valores superiores aos valores médios permitidos nos desvios de frequência. O pico máximo de frequência teve o valor de 51,7Hz aos 2 segundos da simulação.

Resultados com a implementação de “inércia virtual” no sistema

De seguida obtém-se o mesmo gráfico com os valores da frequência do sistema, mas desta vez com a implementação do modelo de inércia virtual mantendo-se o sistema e valores dos parâmetros da rede inalterados.

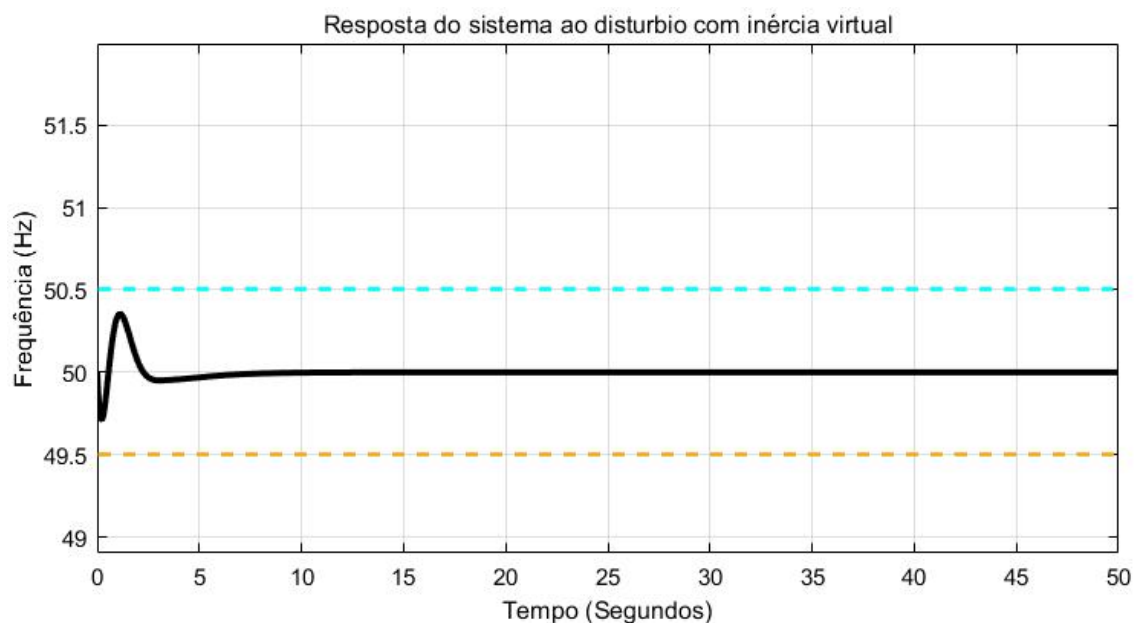


Figura 68 - Simulação 1, resultado da estabilidade da frequência da rede com “inércia virtual”.

Neste caso e tal como no anterior o distúrbio dá-se logo no instante $t=0s$.

Na Figura 68 pode-se verificar que a frequência demora cerca de 10s a estabilizar e atinge picos com valores inferiores aos valores médios permitidos nos desvios de frequência. O pico máximo de frequência teve o valor de 50.4Hz no instante $t=1s$ da simulação.

5.2. ANÁLISE DA SEGUNDA SIMULAÇÃO

Na segunda simulação ocorrem vários distúrbios ao longo do tempo pois considera-se um perfil de carga e produção mais aproximado da realidade, ou seja, os valores vão variando aleatoriamente ao longo do tempo. De maneira a simular os distúrbios de modo significativo e realista colocou-se a entrada em serviço da central fotovoltaica ao instante $t=300s$ e a saída de produção da central eólica no instante $t=700s$, de maneira a simular um cenário aproximado da realidade, pois nem sempre temos sol e vento durante o dia,

ou seja, as centrais podem entrar em produção ou sair de maneira aleatória. Esta simulação tem o total de 1000s pois é o tempo necessário para realizar a análise.

Na Figura 69 pode-se observar o valor da carga residencial mais a industrial do sistema.

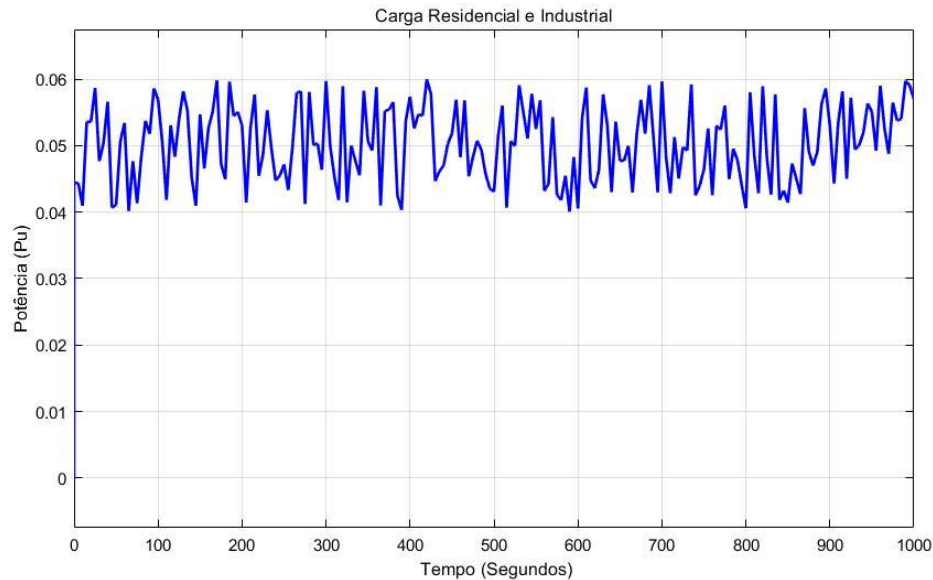


Figura 69 - Simulação 2, carga Residencial e Industrial.

Esta toma valores aleatórios compreendidos entre de 0.04 pu e 0.06 pu.

Na Figura 70 é possível analisar o perfil de produção por parte das energias renováveis no sistema.

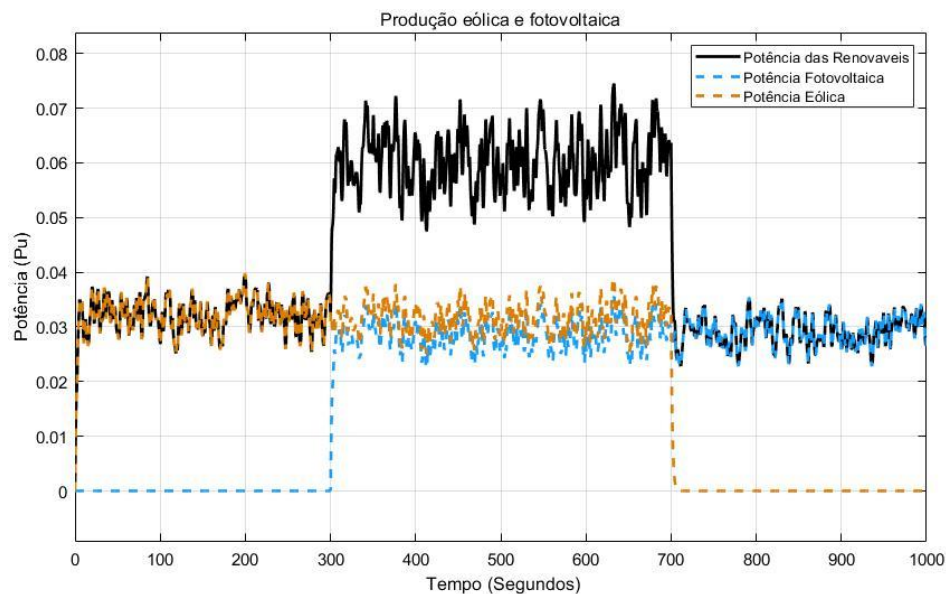


Figura 70 - Simulação 2, produção eólica e fotovoltaica.

Como dito na descrição da simulação 2 neste caso a central fotovoltaica entra em produção no instante $t=300s$ como se pode verificar através da Figura 71. Esta varia ente 0.02 e 0.04 Pu.

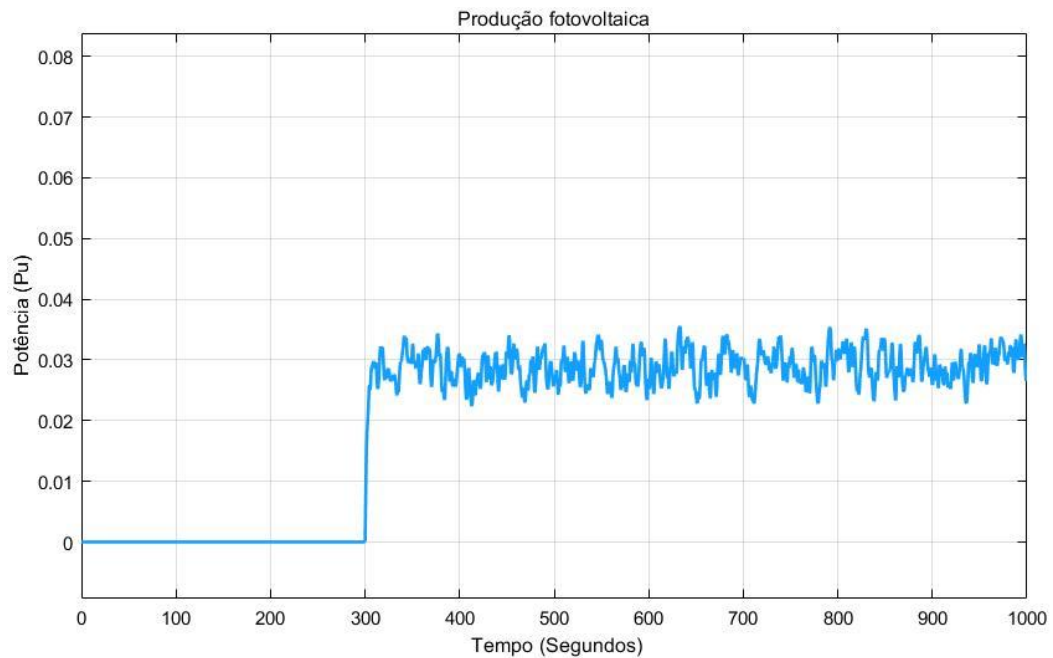


Figura 71 - Simulação 2, produção fotovoltaica.

A central eólica sai de produção ao instante $t=700s$ como se pode ver na Figura 72. Esta varia ente 0.025 e 0.04 Pu.

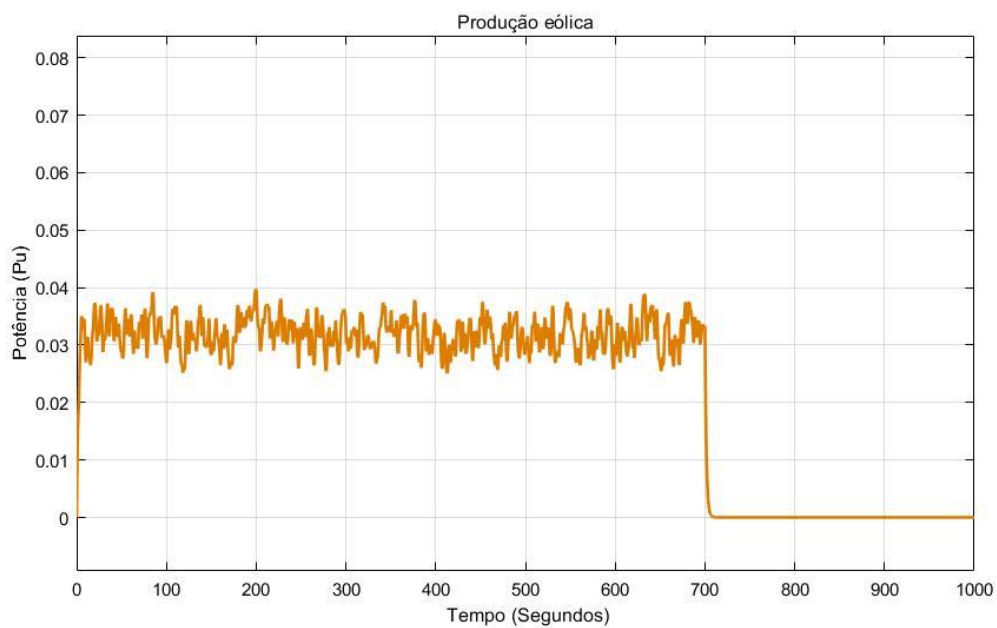


Figura 72 - Simulação 2, produção eólica.

Na Figura 70 pode-se visualizar a soma das potências das centrais de produção de energia renovável ao longo do tempo. Esta está representada a amarelo.

Resultados sem implementação de “inércia virtual” no sistema

Realizada a simulação obtém-se o gráfico com os valores da frequência do sistema ao longo do tempo, como se pode ver na

Figura 73.

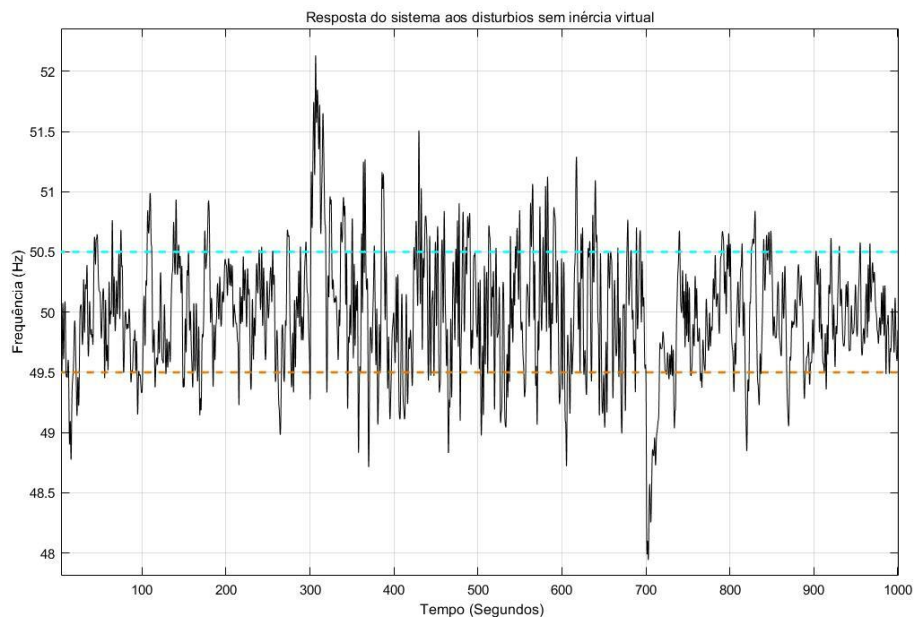


Figura 73 - Simulação 2, resultado da estabilidade da frequência da rede sem “inércia virtual”.

Neste caso é possível verificar-se os vários distúrbios devido às alterações de carga e produção ao longo da simulação. Em condições normais, tal como na simulação1, o valor médio da frequência deve sempre estar entre 49,5 e 50,5 Hz. Para analisarmos melhor o sistema colocamos esses dois valores como constantes para ser possível visualizá-los no gráfico. O limite superior está a azul ciano e o inferior a cor-de-laranja.

Na figura acima pode-se verificar que ocorrem vários picos de frequência com valores superiores aos valores médios permitidos devido as alterações da carga e da produção ao longo da simulação. Como era de prever existem dois principais picos nos instantes $t=300s$ e $t=700s$ devido á entrada e saída de produção das centrais fotovoltaica e eólica.

Os picos máximos de frequência chegam aos valores de 52.2Hz aos 310 segundos da simulação e 47.9 Hz aos 700 segundos.

Resultados com a implementação de “inércia virtual” no sistema

De seguida obtém-se o mesmo gráfico com os valores da frequência do sistema (Figura 74), mas desta vez com a implementação do modelo de inércia virtual mantendo-se o sistema e valores dos parâmetros da rede inalterados.

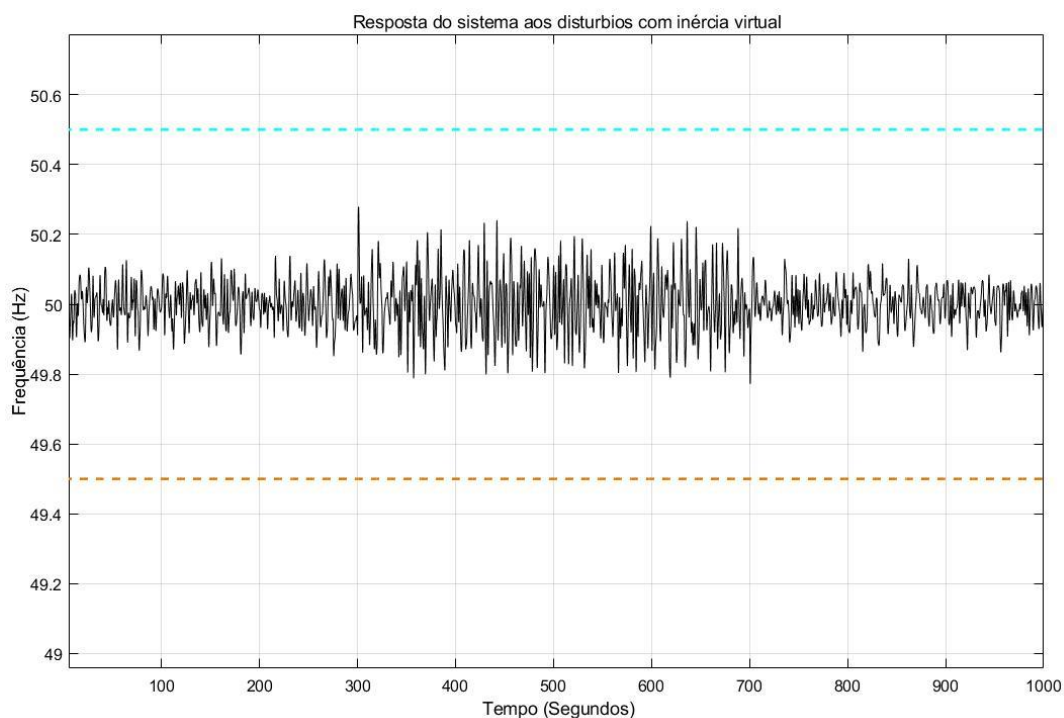


Figura 74 - Simulação 2, resultado da estabilidade da frequência da rede com “inércia virtual”.

Tal como no caso anterior ocorrem vários distúrbios logo do tempo.

Na Figura 74 pode-se verificar que todos os picos de frequência atingem valores inferiores aos valores médios permitidos nos desvios de frequência. Tal como a simulação sem “inércia virtual” os picos máximos de frequência deram-se quando a central fotovoltaica entrou em produção e quando a central eólica saiu de produção do sistema. Contudo estes picos foram pouco significativos tomando os valores de 50.27 Hz no aos 302 segundos e de 49.77 Hz aos 701 segundos como se pode ver nas Figura 75 e Figura 76 respetivamente.

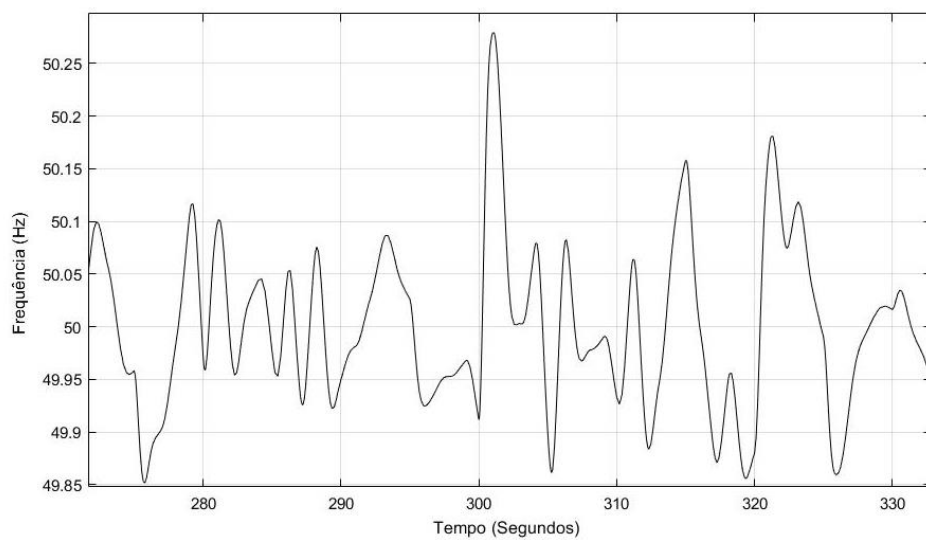


Figura 75 - Simulação 2, pico de frequência ao entrar na rede elétrica a unidade de produção fotovoltaica.

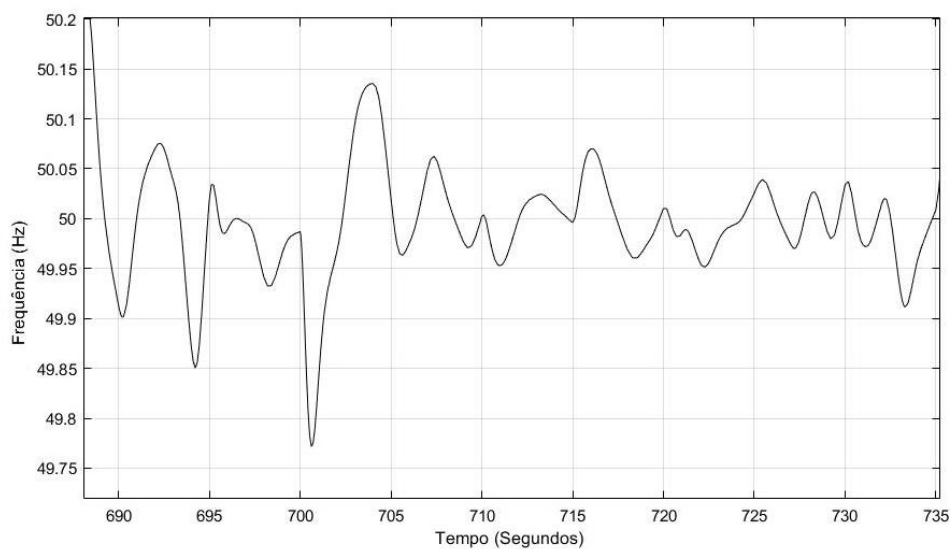


Figura 76 - Simulação 2, pico de frequência ao entrar na rede elétrica a unidade de produção eólica.

5.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Obtidos os resultados das simulações pode-se concluir que com a implementação da solução de “inércia virtual” tornamos o sistema mais robusto ajudando-o a manter-se equilibrado ao longo do tempo e a obter rápidas respostas aos desvios de frequência que vão ocorrendo mesmo quando temos um sistema com elevada penetração de fontes renováveis de energia que não possuem inércia.

Na Figura 77 é possível visualizar a diferença de resposta do sistema da primeira simulação com e sem aplicação de “inércia virtual”.

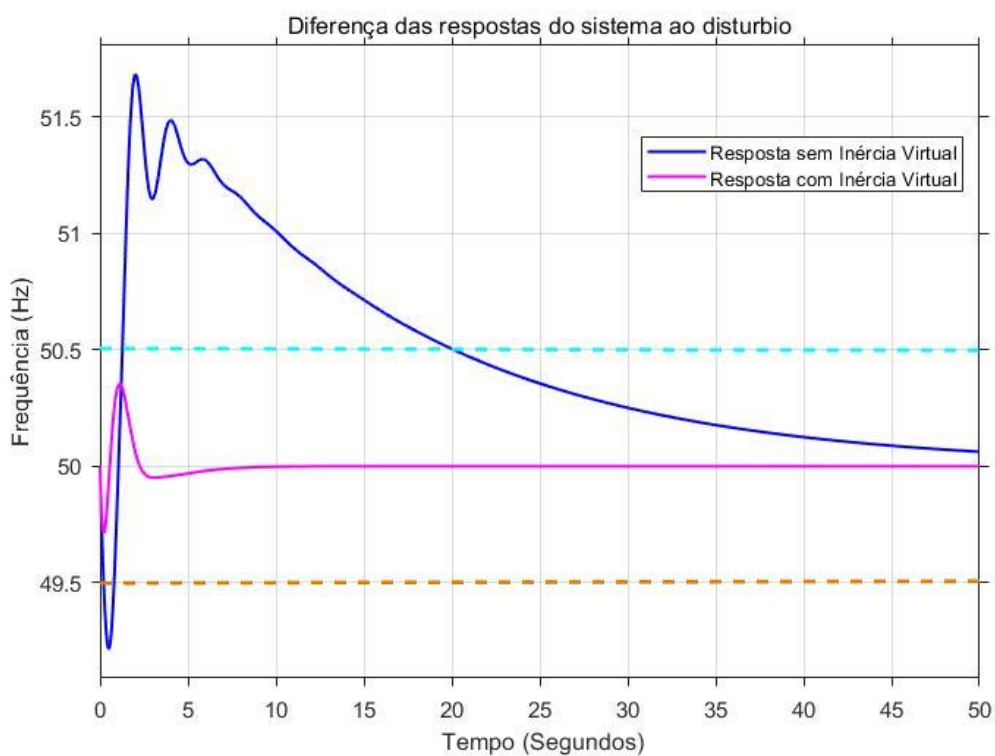


Figura 77 - Simulação 1, diferença da estabilidade da frequência da rede com e sem “inércia virtual”.

Na Figura 78 pode-se observar a dissimilaridade de resposta do sistema da segunda simulação com e sem aplicação de inércia virtual.

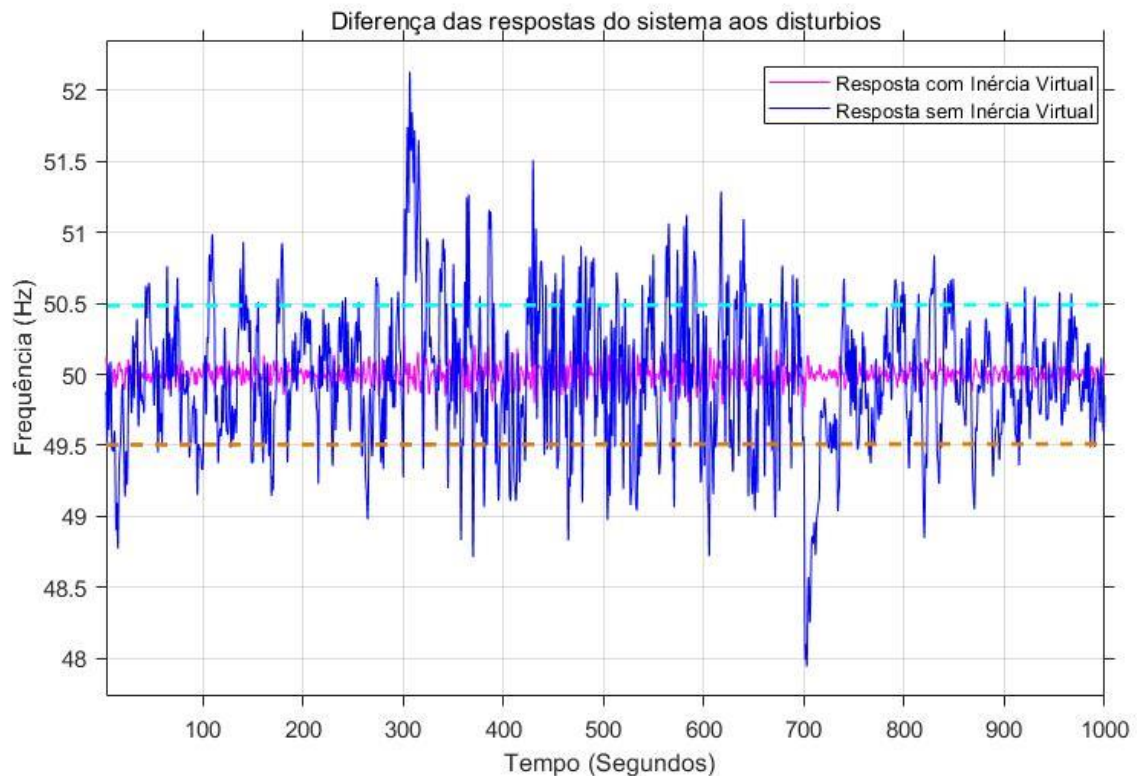


Figura 78 - Simulação 2, diferença da estabilidade da frequência da rede com e sem “inércia virtual”.

Através da Tabela 2 pode-se visualizar uma síntese de resultados das simulações e verificar as diferenças dos desvios e picos de frequência das mesmas.

Tabela 2 - Síntese de resultados das simulações.

Simulação	Valor máximo de desvio de frequência (Hz)			
	Valor máximo de Frequência (Hz)			
	Sem Inércia Virtual	Com Inércia Virtual	Sem Inércia Virtual	Com Inércia Virtual
1	51.7	50.4	1.7	0.4
2	52.2	50.27	2.2	0.27

Através das Figura 77, Figura 78 e da Tabela 2 conclui-se que os desvios são bastante menores e diríamos quase insignificantes quando aplicamos no sistema soluções de inércia virtual.

5.4.CONCLUSÃO

Neste capítulo apresentam-se as duas simulações executadas, analisando os seus resultados.

É possível analisar ambas as simulações através dos gráficos apresentados ao longo do capítulo e concluir-se a análise através de uma tabela síntese dos resultados obtidos.

Nas duas simulações tem-se como objetivo verificar a diminuição dos desvios de frequência quando ocorrem uma ou mais perturbações na rede tendo por base a utilização de um sistema de controlo de frequência utilizando “inércia virtual”. Elaboraram-se ambas as simulações em cenários próximos dos realistas, através da utilização de um regulador com restrição de taxa de produção e uma turbina com limitador de taxa de frequência, que restringe a abertura / fecho da válvula no caso da central convencional. No caso do sistema de armazenamento de energia colocou-se também um limitador de forma a simular o limite de potência que este pode fornecer.

Na primeira simulação é estudado um caso simples de apenas uma perturbação. Com esta simulação torna-se possível verificar o que acontece com a frequência da micro-rede quando ocorre uma diferença entre carga e produção de energia. Na Figura 77 percebe-se que, com o auxílio do controlo de frequência, a amplitude da frequência devido ao distúrbio reduz significativamente quando comparado ao sistema sem controlo.

Na segunda simulação é estudada uma situação com um perfil mais realista. Neste caso existem várias perturbações ao longo do tempo devido a alterações constantes do valor da carga e à entrada e saída de produção das centrais de energia renovável. Com esta simulação torna-se possível verificar o que acontece com a frequência da micro-rede quando ocorrem várias diferenças entre a carga e a produção de energia consecutivas ao longo do tempo. Neste caso temos 2 picos de frequência mais significativos ($t=300s$ e $t=700s$) correspondentes à entrada de serviço da central fotovoltaica no instante $t=300s$ e à saída de produção da central eólica no instante $t=700s$. Na Figura 78, tal como na primeira simulação, verifica-se que com o auxílio do controlo de frequência, o desvio de frequência originado pelo distúrbio reduz em todas as ocasiões quando comparado a um sistema sem controlo. Embora existam na mesma os dois picos de frequência, aos 300s e

700s, estes não atingem valores tão elevados quando se aplica o sistema de controlo de frequência.

Em ambas as simulações se obtiveram aos resultados pretendidos de forma a poder-se analisar o efeito da implementação do sistema de controlo de frequência recorrendo à “inércia virtual”.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Atualmente, a produção de energia elétrica é cada vez mais de natureza renovável devido às metas e incentivos atribuídos nos últimos anos. Tanto as centrais eólicas como as fotovoltaicas têm aumentado bastante nos últimos anos, contudo, ultimamente as centrais fotovoltaicas têm tido um crescimento exponencial quando comparadas com o aumento das centrais eólicas. Esta preocupação, com vista a aumentar este tipo de produção de energia renovável tem como o objetivo de reduzir a pegada ecológica a nível Mundial combatendo os problemas ambientais com que nos deparamos nos últimos anos.

Em Portugal, o aumento da produção de energia através de fontes renováveis dá-se não só devido aos problemas ambientais e metas a que estamos sujeitos, mas também ao facto de se reduzir a dependência energética, isto é, diminuir a importação de energia elétrica e começar a ser produzida a própria energia. Como consequência, fará com que o país

tenha menos despesas com importações o que permite um melhor desenvolvimento e autonomia a nível interno.

Contudo, o aumento de centrais de produção renovável traz consequências ao nível dos SEE, pois sem a implementação de compensadores de inércia vamos evoluir para uma rede que ao mínimo distúrbio irá provocar uma enorme instabilidade. Esta situação verifica-se devido ao facto de as fontes de produção renovável não serem reguláveis, existindo uma dependência dos recursos naturais como o vento e o sol, mas também ao facto de estas não possuírem massas girantes capazes de armazenar energia cinética para fornecer ao sistema elétrico caso ocorra algum distúrbio. Esta instabilidade faz com que existam fortes possibilidades de ocorrer deslastre de cargas.

Nesta dissertação desenvolveu-se um método de controlo de frequência baseado na implementação de uma compensação de inércia a que se dá o nome de “inércia virtual”. O controlador, através da taxa de mudança de frequência (RoCoF), deteta desvios de frequência e consoante o valor dessa taxa fornece a potência necessária ao sistema através do ESS de maneira a reduzir o desvio causado pelo distúrbio e assegurar a segurança e fiabilidade da rede elétrica.

Sem o controlo de inércia num sistema com alta penetração de energias renováveis, um pequeno defeito pode ser catastrófico para o bom funcionamento do sistema, podendo levar mesmo a um apagão geral. Esta instabilidade torna-se uma limitação para os sistemas de elétricos de energia impedindo que estes sejam maioritariamente constituídos por fontes renováveis de energia e assim obter uma “energia mais limpa”.

No decorrer desta dissertação abordou-se com sucesso os vários temas propostos. Começou-se por apresentar o estado atual das tecnologias de produção de energia através do recurso a fontes renováveis de energia, nomeadamente centrais eólicas e fotovoltaicas. Nos últimos anos, ambas as tecnologias evoluíram bastante. Ao mesmo tempo que a eficiência destas aumentava, o custo de aquisição diminuí-a, o que proporcionou uma maior adesão a este tipo de produção de energia a nível mundial.

Tendo em vista o estudo da melhoria da estabilidade da frequência do SEE abordou-se o conceito de inércia em sistemas elétricos de energia. Desta forma enumerou-se os métodos de controlo de frequência já existentes. Em seguida apresentou-se novos métodos de controlo concluindo-se que com as soluções apresentadas torna-se possível

mitigar a pouca inércia existente num sistema elétrico com alta penetração de energias renováveis, visto que os métodos existentes não têm capacidade para estabilizar a frequência da rede elétrica quando esta possui alta penetração de fontes de energia renováveis.

Em vista dos argumentos apresentados, com o modelo de estudo apresentado entende-se que com a aplicação do sistema de controlo de frequência, baseado na utilização da “inércia virtual” simulada através de um ESS, torna-se possível obter desvios de frequência muito menores quando comparado aos sistemas atualmente existentes.

Dado os resultados obtidos nas simulações, conclui-se que os objetivos desta dissertação foram alcançados com sucesso visto que a implementação do controlo de frequência estudado melhora a estabilidade da mesma.

Com as soluções apresentadas nesta dissertação torna-se possível mitigar a pouca inércia existente num sistema elétrico com alta penetração de energias renováveis. A desvantagem destes sistemas de compensação de inércia traduz-se no investimento necessário para os realizar.

Com este trabalho pode concluir-se que com a utilização da “inércia virtual” é possível compensar a diminuição de inércia que as fontes renováveis de energia causam quando confrontadas com as fontes convencionais.

Em virtude do que foi mencionado no decorrer da dissertação , entende-se que com o controlo de inércia e implementação de sistemas de “inércia virtual” pode reduzir-se os danos causados em situações de contingência na rede, possibilitando elevada penetração de energias renováveis mantendo a rede estável e em segurança.

6.1. TRABALHOS A DESENVOLVER

No futuro pretende-se desenvolver mecanismos de controlo mais otimizados (redes neuronais e inteligência artificial) e desenvolver mais soluções de compensação de inércia para que os sistemas sejam cada vez mais robustos e evitar a ocorrência de problemas graves na rede elétrica.

6.2.APLICAÇÕES FUTURAS

Com este trabalho de dissertação pretende-se dar um contributo para a obtenção de energia “limpa” e evitar uma crise energética por falta de recursos ou a poluição extrema causada pelas fontes convencionais de produção de energia.

Este trabalho também serve como base para futuros desenvolvimentos de controladores para a inércia virtual visto que com este modelo pode-se verificar a resposta aos desvios de frequência que ocorrem ao longo do dia na rede elétrica através da simulação da compensação de inércia. Com isto pode-se vir a desenvolver mecanismos mais eficientes ao nível do controlo de frequência utilizando modelos matemáticos mais avançados.

Referências Bibliográficas

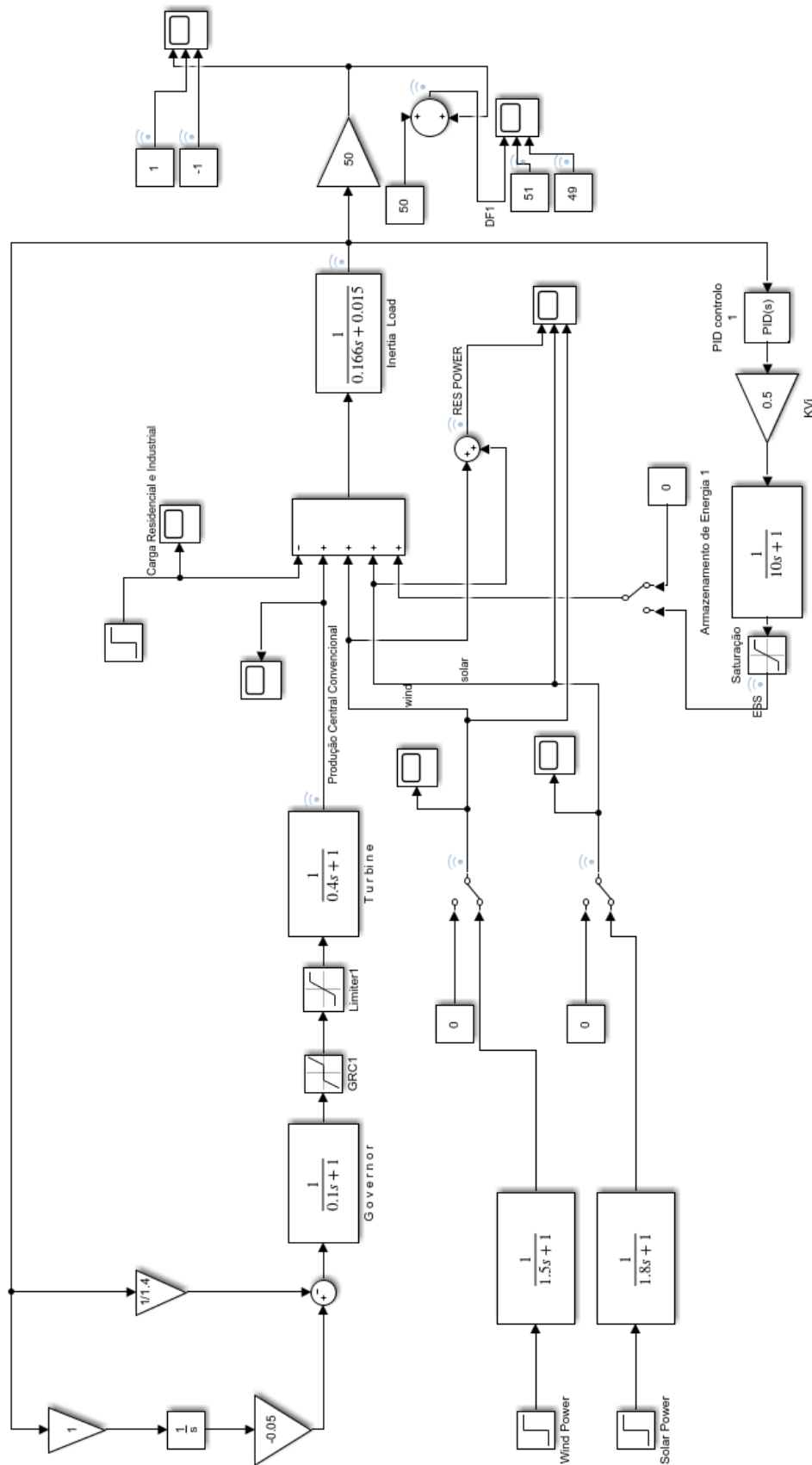
- [1] Enerdata, “Global Energy & CO2 Data,” [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>.
- [2] J. F. Manwell, J. G. McGowan e A. L. Rogers, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition, WILEY, 2010.
- [3] IEA, “Preço médio do leilão por data de comissionamento do projeto, 2012-2022,” 7 janeiro 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-auction-price-by-project-commissioning-date-2012-2022>.
- [4] B. Backwell, “Global Wind Power Acceleration,” GWEC, 2019.
- [5] G. W. E. COUNCIL, “GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2019,” 2019.
- [6] R. Cariveau, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power, IntechOpen, 2011.
- [7] H. L. SINTRA, “Modelação de Torre Eólica: Controlo e Desempenho,” INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, 2013.
- [8] S. J. Chapman, Electric Machinery Fundamentals, MCGRAW-HILL EDUCATION - EUROPE, 2012.
- [9] N. Tleis, Power Systems Modelling and Fault Analysis, Newnes, 2008.
- [10] A. Hamzeh, S. A. Hamed e Z. Al-Omari, “Wind Generation Impact on Symmetrical Fault Level at Grid Buses,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, 21 Agosto 2018.
- [11] R. W. Burns, Communications: An International History of the Formative Years, IET, 2004.
- [12] A. M. VALLÊRA, “Meio Século de História Fotovoltaica,” 2004.
- [13] P. Reis, “Painéis solares fotovoltaicos Insolight com eficiência recorde de 29%,” 22 Abril 2019. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/paineis-solares-fotovoltaicos-insolight-eficiencia-recorde-147125/>.
- [14] X. DOM, “A tecnologia solar ficou mais barata e melhor nos anos 2010. O que agora?,” 17 Dezembro 2019. [Online]. Available:

<https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-pv-has-become-cheaper-and-better-in-the-2010s-now-what>.

- [15] T. I. R. E. Agency, “Renewable Capacity Statistics 2020,” IRENA, 2020.
- [16] M. G. Villalva, Energia Solar Fotovoltaica- Conceitos e Aplicações, érica | Saraiva, 2012.
- [17] A. Labouret e M. Viloz, Solar Photovoltaic, IET, 2010.
- [18] J. T. Pinho e M. A. Galdino, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, GTES, 2014.
- [19] T. Filik, Ü. B. Filik e Ö. N. Gerek, “Solar radiation – to – power generation models for one-axis tracking PV system with on-site measurements from Eskisehir, Turkey,” 2017.
- [20] R. D. R. Barbosa, “Compensação Harmónica em Inversores Fotovoltaicos Ligados à Rede Eléctrica,” 2011.
- [21] C. Wang e Y. Lu, “Solar Photovoltaic,” Savonia University Of Applied Sciences, 2016.
- [22] A. N. M. e. Silva, “Sistema de Conversão de Energia Solar Fotovoltaica,” 2008.
- [23] P. Mohanty, T. Muneer e M. Kolhe, Solar Photovoltaic System Applications: A Guidebook for Off-Grid Electrification, Springer, 2015.
- [24] J. P. S. Paiva, Redes de energia eléctrica - Uma análise sistémica, IST PRESS, 2015.
- [25] A. C. d. Silva, “Utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia para Melhoria das Condições de Estabilidade de Redes Isoladas,” FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO, 2015.
- [26] J. P. G. Ramos, “Conversão de energia de geração fotovoltaica com inércia sintética,” FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO, 2019.
- [27] A. M. Jahangir Hossain, Large Scale Renewable Power Generation: Advances in Technologies for Generation, Transmission and Storage, Springer, 2014.
- [28] J. J. G. William D Stevenson, Power System Analysis, Mc Graw Hill Education, 1994.

- [29] R. O. Sargaço, “Resposta Inercial do Sistema de Energia Eléctrica com Renováveis sem Acoplamento Electromecânico,” Faculdade de Ciências e Tecnologia , Universidade de Coimbra, 2018.
- [30] D. Feldmann, R. d. Oliveira e H. Tessaro, “Controle suplementar de frequência para o restabelecimento de sistemas elétricos com elevada inserção de geração fotovoltaicacentralizada,” Universidade Tecnológica Federal do Paraná Brasil, 2019.
- [31] K. RahimiParviz e F. Famouri, “Performance enhancement of automatic generation control for a multi-area power system in the presence of communication delay,” 2013.
- [32] N. K. Kumar, V. I. Gandhi, L. Ravi e V. V. Vijayakumar, “Improving Security for Wind Energy Systems in Smart Grid Applications,” 4 2 2020.
- [33] E. Rakhshani, D. Remon, A. M. Cantarellas, J. M. Garcia e P. Rodriguez, “Virtual Synchronous Power Strategy for Multiple HVDC Interconnections of Multi-Area AGC Power Systems,” 2017.
- [34] E. Rakhshani e P. Rodriguez, “Inertia Emulation in AC/DC Interconnected Power Systems Using Derivative Technique Considering Frequency Measurement Effects,” 2015.
- [35] H. Bevrani, Robust Power System Frequency Control, Springer, 2009.
- [36] L. L. F. d. P. u. Sincrofasores, “Estimação da Constante Inercial de Sistemas,” UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS ,Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2018.

Anexo A



Anexo B

