



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS  
E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

# Resposta Inercial do Sistema de Energia Eléctrica com Renováveis sem Acoplamento Electromecânico

Rodrigo Oliveira Sargaço

Dissertação para o grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores

Setembro 2018





# Resposta Inercial do Sistema de Energia Eléctrica com Renováveis sem Acoplamento Electromecânico

## **Orientador:**

Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

## **Presidente do Júri:**

Mário João Simões Ferreira dos Santos

## **Vogal:**

Dulce Helena Carvalho Coelho

Setembro 2018



“Quanto mais experientes a gente estejamos, mais conhecimento temos,  
melhor também estamos.”

— Jorge Jesus



## Resumo

As energias renováveis interligadas com conversores de potência não têm massa rotativa directamente acoplada ao Sistema Eléctrico, não há contacto directo entre as fontes e a rede, logo por si só não contribuem para a inércia global do sistema. Dai terem que ser adoptadas estratégias de controlo para suprimir este problema. Com a inclusão das renováveis no sistema haverá uma variação da inércia ao longo do tempo (diminuição neste caso), e assim por questões de segurança e fiabilidade o sistema tem que ter uma reserva inercial adequada. O software utilizado foi o Digsilent Power Factory para fazer análise de eventos com sistemas de armazenamento e gestão da procura perante a perda de geração síncrona.

## Palavras-Chave

Inercia Rotacional; Acoplamento Eletro-mecânico; Resposta Inercial; Reserva Inercial; Inercia Sintética; Digsilent Power Factory; Códigos de Rede; Inferência Adaptativa Neuro-Difusa





# Abstract

Renewable energy with power converters do not have a rotating mass directly coupled to the Electric System, so there is no direct contact between the sources and the grid, so they do not contribute to the global inertia of the system.

With the inclusion of the RES in the system there will be a variation of the Inertia in function of time (will decrease in this case), and for reasons of safety and reliability, the system must have an appropriate Inertial Reserve (Synthetic Inertia). The software used was the Digsilent Power Factory to analyze events with storage and demand side management systems in the case of loss of synchronous generation.

## Keywords

Rotational Inertia; Electromechanical Coupling; Inercial Response; Inertial Reserve; Synthetic inertia; Digsilent Power Factory; Demand Side Management; Grid Codes



# Índice

<b>Resumo</b>	<b>i</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Acrónimos</b>	<b>xiii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
<b>2 Conceitos</b>	<b>3</b>
2.1 O Problema da Baixa Reserva Inercial . . . . .	3
2.1.1 Variação da inércia no tempo . . . . .	4
2.1.2 Impacto na Estabilidade . . . . .	6
2.1.3 Impacto na Operação . . . . .	10
2.1.4 Inércia Sintética . . . . .	11
2.2 Fundamentos das estratégias de controlo . . . . .	13
2.2.1 Técnicas de controlo projectadas para RES's sem sistemas de armazenamento de energia . . . . .	14
2.2.2 Contribuição da matriz fotovoltaica na regulação da frequência	23
2.3 Técnicas de controlo para RES com suporte de Sistemas de ar- macenamento de Energia . . . . .	25

2.3.1	Técnicas de Controlo para as turbinas eólicas com auxílio do SAE . . . . .	26
2.3.2	Técnicas de controlo para a solar fotovoltaica com auxílio do SAE . . . . .	27
2.4	Controladores não-lineares para a regulação de frequência/inércia	28
2.5	Controlo difuso . . . . .	30
2.6	AGC baseado em Redes Neurais Realimentadas de um sistema de energia de duas áreas com turbinas eólicas baseadas em DFIG	31
2.7	Inferência Adaptativa Neuro-Difusa baseada em Algoritmos Genéticos	37
<b>3</b>	<b>Objectivos de Investigação e Métodos de Abordagem</b>	<b>39</b>
3.1	O Papel da Gestão da Procura . . . . .	40
3.2	O Papel do Armazenamento . . . . .	41
<b>4</b>	<b>Simulações do Projeto</b>	<b>43</b>
4.1	Discussão dos Resultados . . . . .	43
<b>5</b>	<b>Conclusões e Trabalho Futuro</b>	<b>45</b>
	<b>Referências</b>	<b>48</b>
	<b>Anexo A - Simulações do Projeto</b>	<b>49</b>
6.1	Gestão da procura . . . . .	50
6.1.1	Reserva de 300MW . . . . .	50
6.1.2	Reserva de 450MW . . . . .	55
6.2	Sistema de armazenamento com baterias (BESS) . . . . .	59
6.2.1	Reserva de 300MW . . . . .	59
6.2.2	Reserva de 450MW . . . . .	66

<b>Anexo B - Descrição do SEE</b>	<b>73</b>
6.3 Sistema IEEE de 118 Barramentos . . . . .	73
6.3.1 Respetivos Parâmetros . . . . .	74



# Lista de Figuras

2.1	Variação no tempo inércia rotacional agregada do sistema de energia Alemão (dezembro de 2012) e Histograma da inércia rotacional agregada no sistema de energia Alemão (2012) respetivamente. . .	5
2.2	Estabilidade não consolidada no Sistema de Duas áreas para diferentes valores de inércia e constantes de amortecimento . . . . .	8
2.3	Gráficos superiores: Gráficos de Fase do sistema da área II, Gráficos inferiores: Gráficos de Fase da área da rede I . . . . .	9
2.4	Resposta ao Distúrbio (Geração Convencional) . . . . .	12
2.5	Emulação da Inercia para Turbinas de Velocidade Variável . . . . .	16
2.6	Diagrama de Blocos do Controlo Resposta de Reserva Rápida . . . . .	17
2.7	Esquema do Controlo Íngreme . . . . .	19
2.8	Curva de Descarga . . . . .	20
2.9	Curva da velocidade angular do rotor para diferentes valor do ângulo de passo para uma turbina de 1.5MW(velocidade do vento: 10m/s) . . . . .	21
2.10	Curva de operação sub-ótima com limitação da velocidade do rotor . . . . .	22
2.11	Controlo Primário por Descarga - DFIG . . . . .	23
2.12	Malha de controlo da fotovoltaica(Controlo por Descarga) . . . . .	24
2.13	Curva de potencia do controlo por Descarga de uma fotovoltaica . . . . .	24

2.14	Malha de controlo reformulada (Controlo por Descarga) . . . . .	25
2.15	Diagrama esquemático da regulação da frequência da turbina eólica e da flywheel) . . . . .	26
2.16	Matriz com super-condensador na regulação da frequência . . . . .	28
2.17	Frequência da Rede a), Potencia Ativa de um gerador b), Velocidade angular do rotor c), ângulo de passo das ás da turbina . . . . .	30
2.18	Resposta $\Delta F_1$ para o primeiro caso . . . . .	34
2.19	Resposta $\Delta P_{tie12}$ para o primeiro caso . . . . .	34
2.20	Resposta $\Delta F_1$ para o segundo caso . . . . .	35
2.21	Resposta $\Delta P_{tie12}$ para o segundo caso . . . . .	35
2.22	Resposta $\Delta F_1$ para o terceiro caso . . . . .	36
2.23	Resposta $\Delta P_{tie12}$ para o terceiro caso . . . . .	36
2.24	Velocidade do gerador no processo de arranque . . . . .	38
6.1	Resposta em Frequência . . . . .	49
6.2	Resposta em Frequência . . . . .	50
6.3	Resposta em Frequência . . . . .	50
6.4	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	51
6.5	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	51
6.6	Resposta em Frequência . . . . .	52
6.7	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	52
6.8	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	53
6.9	Resposta em Frequência . . . . .	53
6.10	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	54
6.11	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	54
6.12	Resposta em Frequência . . . . .	55
6.13	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	55
6.14	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	56



6.15	Resposta em Frequência . . . . .	56
6.16	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	57
6.17	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	57
6.18	Resposta em Frequência . . . . .	58
6.19	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	58
6.20	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	59
6.21	Resposta em Frequência . . . . .	59
6.22	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	60
6.23	Sistema de armazenamento de energia . . . . .	60
6.24	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	61
6.25	Resposta em Frequência . . . . .	62
6.26	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	62
6.27	Sistema de armazenamento de energia . . . . .	63
6.28	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	63
6.29	Resposta em Frequência . . . . .	64
6.30	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	64
6.31	Sistema de armazenamento de energia . . . . .	65
6.32	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	65
6.33	Resposta em Frequência . . . . .	66
6.34	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	66
6.35	Sistema de armazenamento de energia . . . . .	67
6.36	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	67
6.37	Resposta em Frequência . . . . .	68
6.38	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	68
6.39	Sistema de armazenamento de energia . . . . .	69
6.40	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	69
6.41	Resposta em Frequência . . . . .	70

6.42	Velocidade angular dos geradores (pu) . . . . .	70
6.43	Sistema de armazenamento de energia . . . . .	71
6.44	Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW . . . . .	71
6.45	Sistema IEEE + Descrição . . . . .	73
6.46	Nomenclatura . . . . .	74
6.47	Parâmetros das Maquinas Síncronas . . . . .	75
6.48	Parâmetros DFIG . . . . .	76
6.49	Parâmetros BESS . . . . .	77

## Lista de Acrónimos

<b>RES</b>	Renewable Energy Systems
<b>ROCOF</b>	Rate of Change of Frequency
<b>RRR</b>	Resposta de Reserva Rápida
<b>SAE</b>	Sistema de Armazenamento de Energia
<b>AGC</b>	Automatic Generation Control
<b>DUFR</b>	Discrete Under Frequency Relay
<b>FTR</b>	Frequency Trend Relay
<b>BESS</b>	Battery Energy Storage System
<b>DFIG</b>	Doubly Fed Induction Generator



# 1 Introdução

As energias renováveis são uma fonte de energia alternativa e têm um papel importante no desenvolvimento de uma economia ecológica e sustentável. Com a necessidade de reduzir a emissão de gases poluentes para a atmosfera estas fontes de energia têm ganhado terreno ao longo dos anos. Mas para além de serem fontes de energia intermitentes por natureza não contribuem para a inércia global do Sistema de Energia (com excepção da Hídrica) e assim põem em causa a sua segurança e estabilidade. Sabendo que a fotovoltaica não tem qualquer inércia e a eólica tem pouca, à medida que se vai adicionando este tipo de fontes de energia ao sistema este torna-se mais sensível a qualquer evento, portanto para o mesmo evento um sistema com baixa inércia a taxa de variação da frequência é superior em comparação com um sistema só com fontes convencionais. Trata-se de uma temática relevante já que se houver variações de frequência superiores 0.5Hz o sistema poderá colapsar.

Devido ao acoplamento electromecânico as massas rotativas, os geradores convencionais fornecem energia cinética à rede ou absorvem energia eléctrica da rede quando há um desvio da frequência  $\Delta f$  no sentido da diminuição ou no aumento, respectivamente. A energia cinética fornecida é proporcional à variação da frequência  $\Delta f$ , com diminuição da reserva inercial a resposta dos geradores ficará mais lenta em relação a um distúrbio. Com este aumento do desvio da frequência o controlo implementado nos geradores convencionais torna-se demasiado lento

para responder a um distúrbio. Este cenário poderá levar ao deslastre de cargas apenas devido às vibrações provocadas por variações de carga.

O Sistema de Energia Eléctrica com poucas renováveis terá inércia suficiente que ira garantir a sua estabilidade e segurança pois esta é assegurada por fontes de energia convencionais. Num cenário onde haja a inclusão de muita renovável, para o sistema ter inércia suficiente terá que haver uma coordenação apropriada entre fontes convencionais e as renováveis. Portanto terá que ser adoptado estratégias de controlo para que as renováveis contribuam obrigatoriamente para as reservas primárias e para a inércia global do sistema.

## 2 Conceitos

### 2.1 O Problema da Baixa Reserva Inercial

Tradicionalmente a inércia do SEE era devido apenas à massa rotativa da geração convencional, para além de ter uma massa muito grande era totalmente despachável. A frequência do sistema, que é proporcional às massas de velocidade angular rotacional síncrona, tem um gradiente finito. Quando idealmente a potência mecânica fornecida pela máquina primária não é igual à potência eléctrica pedida ao gerador existe uma variação de energia cinética que se traduz numa aceleração ou desaceleração das massas rotativas em que o sistema deixa de estar equilíbrio.

$$\frac{dE_{kin,i}}{dt} = P_{mech,i} - P_{elec,i} \quad (2.1)$$

Então a variação da frequência do sistema depende da velocidade angular assim como da massa de cada unidade geradora. Devido às constantes de tempo do sistema de controlo, as turbinas não podem responder instantaneamente aos distúrbios e daí a extracção de potência mecânica das massas rotativas não ser imediata. Na geração convencional o sistema de controlo era suportado pela resposta física inerente associada às massas rotativas na primeira fase dos eventos. Já no caso das renováveis com conversores de potência não há acoplamento directo

entre as massas de rotativas e a frequência da rede. Assim este tipo fontes levanta problemas como a diminuição da reserva inercial. Ora um conversor de potência pode ser usado para complementar este fenómeno, isto é emular a resposta inercial dos geradores convencionais.

## 2.1.1 Variação da inércia no tempo

### 2.1.1.1 Modelar a resposta inercial

Quando há um distúrbio a energia cinética  $E_{kin}$  armazenada nas massas rotativas de cada gerador é liberada, sendo que a mesma depende do momento de inércia  $J$  e da frequência mecânica  $f_m$  do gerador.

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J (2\pi f_m)^2 \quad (2.2)$$

A constante de Inércia ( $H$ ) pode ser definida como:

$$H = \frac{E_{kin}}{S_B} = \frac{J(2\pi f_m)^2}{2S_B} \quad (2.3)$$

Em que  $S_B$  é a potência nominal do gerador e  $H$  indica o tempo na qual a máquina pode fornecer sua potência nominal somente com sua energia cinética armazenada. Tipicamente os geradores convencionais têm uma constante inércia de 2-6s e as RES com conversor de potência a constante de inércia é 0.



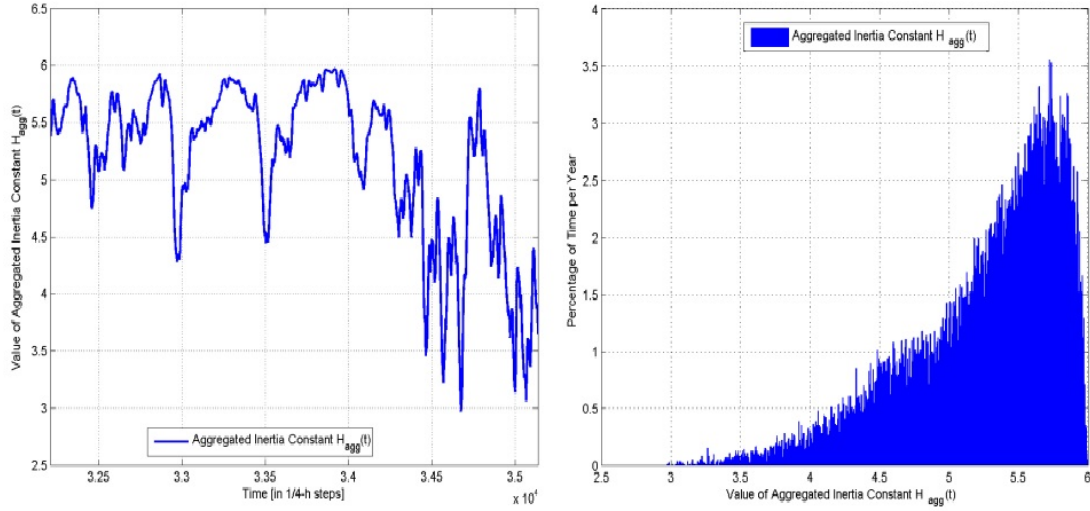


Figure 2.1: Variação no tempo inércia rotacional agregada do sistema de energia Alemão (dezembro de 2012) e Histograma da inércia rotacional agregada no sistema de energia Alemão (2012) respetivamente.

### Equação de Oscilação (Clássica)

$$\dot{E}_{kin} = J(2\pi)^2 f_m \times \dot{f}_m = \frac{2HS_B}{f_m} \times \dot{f}_m = (P_m - P_e) \quad (2.4)$$

### Equação de Oscilação (Reformulada)

Os transitórios na frequência são geralmente pequenos desvios em torno do valor de referência, assim substitui-se  $f_m$  por  $f_o$  e  $P_m$  por  $P_{m,O}$ , na qual também será adicionado o factor de amortecimento da carga.

$$k_{load} = \frac{1}{D_{load}} \quad (2.5)$$

$$\dot{f}_m = -\frac{f_o}{2HS_B D_{load}} + \frac{f_o}{2HS_B} (P_{m,O} - P_e) \quad (2.6)$$

Desta equação constata-se de imediato que quanto maior a constante de Inércia  $H$ , mais lenta e harmoniosa será a resposta em frequência, ou seja, para os mesmos desvios de frequência  $f_m$  a variação de  $\dot{f}_m$  será menor.

### 2.1.1.2 Modelo da Equação de Oscilação Agregada

O modelo assume que todas as unidades estão ligadas ao mesmo barramento. Em que  $n$  represente o numero de geradores,  $j$  o numero de cargas e  $l$  a quantidade de linhas.

$$\begin{aligned} \dot{f} &= -\frac{f_o}{2HS_B D_{load}} f + \frac{f_o}{2HS_B} (P_m - P_e - P_{Loss}), \\ f &= \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_{B,i} f_i}{\sum_{i=1}^n H_i S_{B,i}}; S_B = \sum_{i=1}^n S_{B,i}; H = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_{B,i}}{S_B}, \\ P_m &= \sum_{i=1}^n P_{m,i}, P_{load} = \sum_{i=1}^j P_{load,i}, P_{loss} = \sum_{i=1}^l P_{loss,i}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

$H$  é a constante de inércia agregada dos  $n$  geradores,  $S_B$  é a potência aparente total dos  $n$  geradores e  $D_{load}$  é o factor de amortecimento de carga. Como os distúrbios na frequência provocados pelas cargas são relativamente pequenos então podemos linearizar a Equação de Oscilação, tal que  $\Delta f_i = f_i - f_o$  em que  $f_o$  e  $f_i$  é a frequência antes e depois do distúrbio respectivamente, com  $\Delta P_{Loss} = 0$ .

$$\Delta \dot{f} = -\frac{f_o}{2HS_B D_{load}} \Delta f + \frac{f_o}{2HS_B} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (2.8)$$

## 2.1.2 Impacto na Estabilidade

A inércia da rede está directamente relacionada ao mix de geração em um determinado momento e com a crescente penetração da geração renovável, a inércia vai diminuindo e tornar-se-á cada vez mais volátil, da mesma maneira as reservas primárias também serão insuficientes para conter as quedas na frequência.

A reacção de carga é determinada por dois factores, a carga total que varia de acordo com o clima, a sazonalidade e a hora do dia, já a composição da carga varia de um dia para outro.

Um estudo detalhado dos distúrbios irá representar o nível de risco que os operadores de sistema determinam para a rede. Em termos de controlo de frequência é necessário definir um certo limiar de capacidade (dependente da área), assim as RES devem emular os geradores convencionais participando no controlo primário. O custo decrescente dos sistemas de armazenamento de energia pode levar a uma maneira mais económica, e aumentar a resiliência da rede com o abandono de geração convencional. É preciso ter em consideração que estes sistemas de armazenamento baseiam-se em baterias de Lítio e que as estas vão perdendo autonomia com ao longo dos anos.

Nesta secção é feita análise da variação da inércia rotacional no tempo devido à interligação das RES usando um modelo de duas áreas assumindo que os valores de referência da terceira área do ângulo da tensão e da frequência são nulos,  $\delta_3 = 0$  e  $\omega_3 = 0$ .

$$\begin{aligned} \dot{\delta}_1 &= \omega_1 \\ \dot{\delta}_2 &= \omega_2 \\ \dot{\omega}_1 &= \frac{1}{M_1} [\Delta P_1 - k_1 \omega_1 - V_1 V_2 B_2 \sin(\delta_1 - \delta_2) - V_1 V_3 B_3 \sin(\delta_1 - \delta_3)] \\ \dot{\omega}_2 &= \frac{1}{M_2} [\Delta P_2 - k_2 \omega_2 - V_2 V_1 B_1 \sin(\delta_2 - \delta_1) - V_2 V_3 B_3 \sin(\delta_2 - \delta_3)] \end{aligned} \quad (2.9)$$

$$M_i = \frac{2H_i S_{B_i}}{2\pi f_0} = J_i \omega_i \quad (2.10)$$

$$\Delta P_i = (\Delta P_M - \Delta P_{Load}) \quad (2.11)$$

A constante de inércia  $M_i$  mitiga o impacto causado por um distúrbio  $\Delta P_i$ , tal que  $\dot{\omega}_i \sim \left(\frac{\Delta P_i}{M_i}\right)$ , por outro lado a constante de amortecimento  $k_i$  tem um potencial efeito estabilizador já que  $\dot{\omega}_i \sim \left(-\frac{k_i}{M_i}\right)$ . Portanto como estabilidade do sistema depende do rácio  $\left(\frac{k_i}{M_i}\right)$  os valores de  $M_i$  e  $K_i$  determinam como o SEE absorve o distúrbio e por outro lado definem a margem de estabilidade.

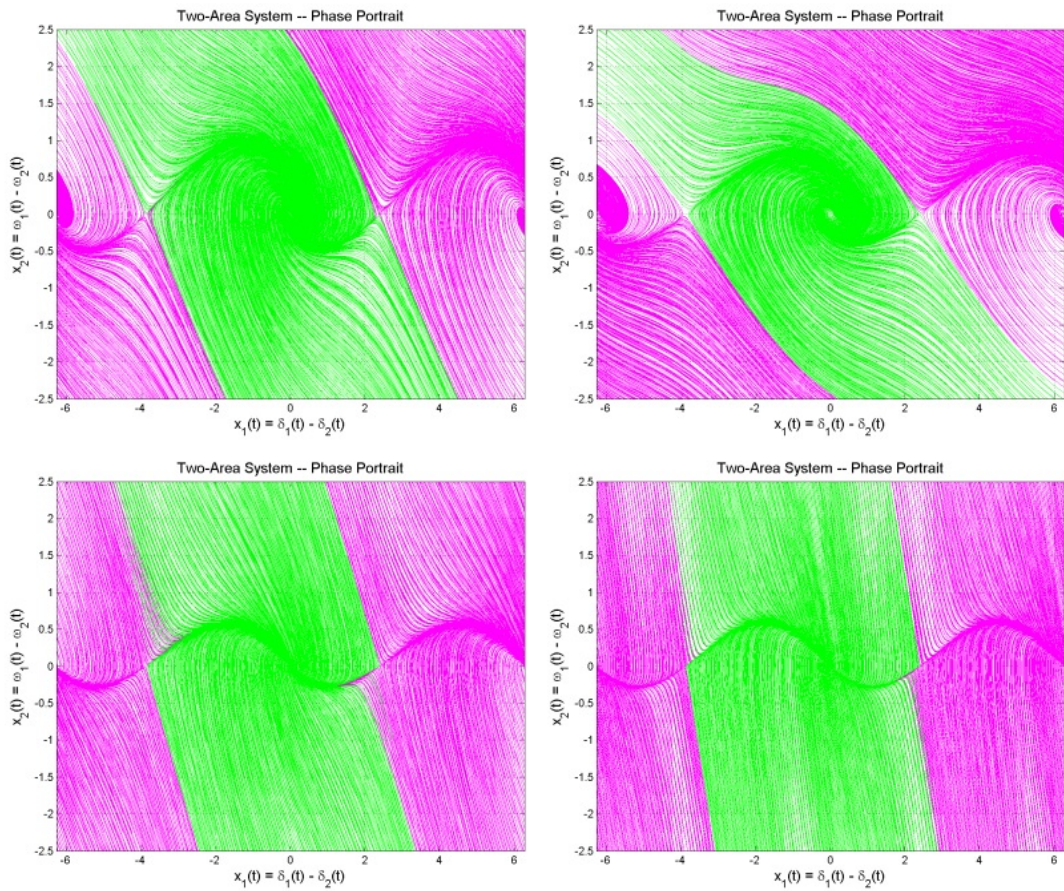


Figure 2.2: Estabilidade não consolidada no Sistema de Duas áreas para diferentes valores de inércia e constantes de amortecimento

É de importância crítica que a área seja suficientemente grande ao longo do eixo  $x_2$ , uma vez que qualquer evento que ocorre em uma região da rede em  $i$  ( $\Delta P_i$ )

ou importado via linhas de transmissão das regiões vizinhas  $j$  ( $\Delta P_{i,j}$ ) tem um impacto directo em  $\omega_i$ . A inércia rotacional é benéfica na redução do impacto directo ( $\Delta P_i$ ) em  $\omega_i$ , isto é, o transitório do sistema desde a origem ao longo do eixo  $x_1$ , já o coeficiente de amortecimento  $k_i$  é bom para aumentar o tamanho da região de estabilidade ao longo do eixo  $x_2$ .

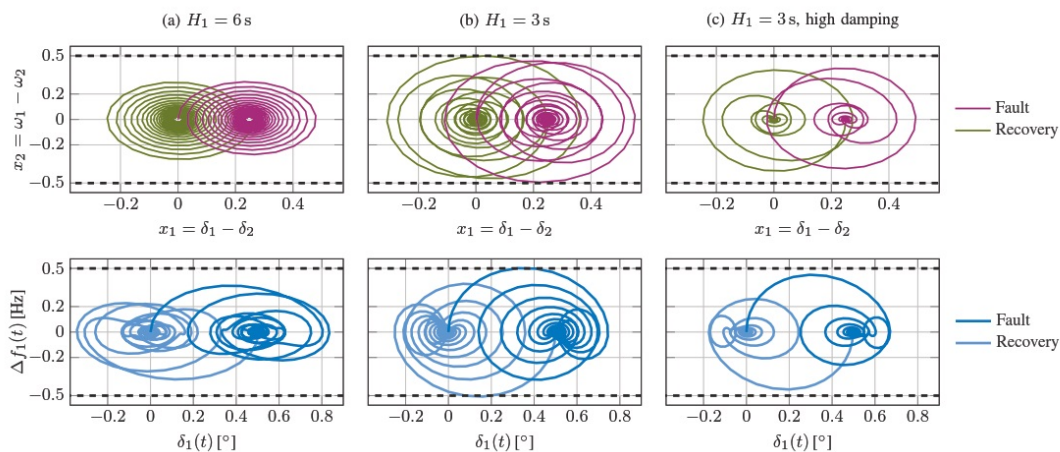


Figure 2.3: Gráficos superiores: Gráficos de Fase do sistema da área II, Gráficos inferiores: Gráficos de Fase da área da rede I

Ilustrações mostram o efeito de diferentes valores de  $M_i$  e  $K_i$  para o sistema de energia de duas áreas na forma de gráficos de fase. Aqui, o impacto de um distúrbio é dado por um desvio de potência na Área I dado por  $\Delta P_i$ . Isto resulta em uma excursão do estado do sistema que se distancia da origem para um novo ponto de equilíbrio no eixo  $x_1$  (trajectória mostrada em magenta). Depois de um breve momento o desvio de potência é compensado e o sistema então volta para o estado original (trajectória mostrada em verde). Dependendo da escolha dos parâmetros  $M_i$  e  $K_i$ , a excursão crítica da trajectória de fase do sistema ao longo do eixo  $x_2$  é menor (para valores maiores de  $M_i$  e  $K_i$ ) ou maior (para valores pequenos de  $M_i$  e  $K_i$ ). De notar que os desvios de frequência  $\Delta f$  superiores a 0,5 Hz podem

causar um colapso do SEE. As trajectórias adicionais do gráfico de fase da Área I mostram que esse limite crítico é de fato ultrapassado.

### 2.1.3 Impacto na Operação

No SEE em geral, a dinâmica da frequência tornar-se-á mais rápida devido a níveis mais baixos de inércia rotacional, isto levanta varias questões, como por exemplo se o esquema de controlo primário permanecerá suficientemente rápido para mitigar quedas na frequência durante um distúrbio, se tal não se verificar os controladores tornam-se obsoletos para uma determinada falha.

Em sistemas interligados em particular, dinâmicas de frequência mais rápidas também significam que a dinâmica das oscilações em áreas individuais com suas áreas de grade vizinhas provavelmente serão amplificadas, o que por sua vez leva também à amplificação dos fluxos de potência através das linhas de transmissão. A inércia rotacional tornar-se-á heterogénea. Em vez de termos uma constante de inércia global  $H$  para todas as áreas, existem diferentes valores de  $H_i$  para as áreas individuais  $i$  em função da quantidade de unidades ligadas através de conversores de potência em comparação com unidades convencionais acopladas directamente à rede.

As constantes de inércia rotacionais tornar-se-ão variáveis no tempo ( $H_i(t)$ ). Isto é devido à constante mudança nos despachos. A dinâmica de frequência torna-se assim muito diferente em cada área individual.

Os fenómenos de instabilidade na frequência da rede são amplificados. A inércia rotacional é reduzida e leva a maior desvio na frequência e nos fluxos de potência durante os transitórios através das linhas de transmissão durante um distúrbio. Isto pode causar erradamente à actuação das protecções que por sua vez agrava ainda mais a situação.

Controle primário terá de ser mais rápido a actuar para emular um efeito de

amortecimento ( $k(t)$ ) que varia no tempo, isto é, este amortecimento adicional é fundamental para a estabilidade do sistema imediatamente após um evento.

#### 2.1.4 Inércia Sintética

Quando há um evento, antes de haver activação dos sistemas de controlo primário os geradores libertam energia cinética armazenada nas suas massas rotativas (rotor) que dura aproximadamente 10s, se o desvio da frequência ultrapassar um determinado valor é activado o controlo primário que actua após esses 10s. Passados esses 30s é activado o controlo secundário que coloca o valor da frequência novamente no valor nominal, sendo que este controlo necessita de alguns minutos para completar a operação. Para compensar o restante desvio de potência é activado o controlo terciário, este controlo é manual e irá fazer um ajuste no despacho dos geradores ou mudança nos períodos catalogados.

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}S_B}(P_m - P_e) \quad (2.12)$$

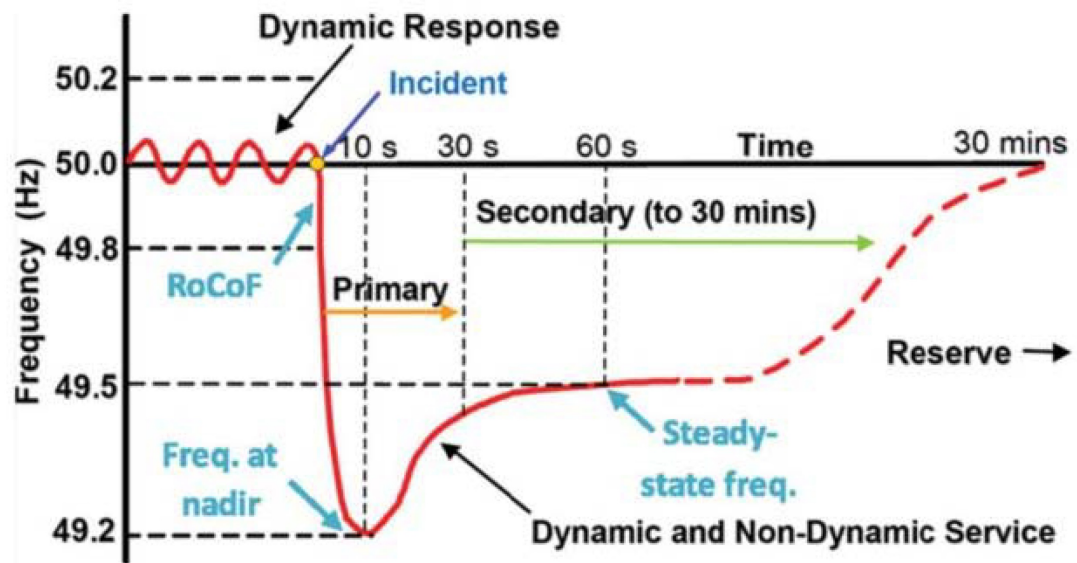


Figure 2.4: Resposta ao Distúrbio (Geração Convencional)

Em suma:

Controlo de frequência Primário:

- Actua nos primeiros 30s
- Fornece uma potência proporcional a  $\Delta f$ , ( $u_{prim.} = -\frac{1}{S}\Delta f$ )
- Não restaura a frequência para o valor nominal  $f_o$

Controlo de frequência Secundário:

- Actua 30s a seguir ao controlo primário
- Controlo integral (PI)
- Restaura a frequência para o valor nominal

Controlo de frequência Terciário:

- Actua 15 minutos depois de um distúrbio
- Adapta a geração



- Fornece o controlo de reserva

A inércia sintética entenda-se pela inércia produzida virtualmente pelas RES que na prática não existe na fotovoltaica e nas eólicas desacopladas da rede. O critério para a parametrização da inércia sintética baseia-se na estimação da inércia total do sistema, tendo em consideração as mudanças diárias e sazonais. A actuação da inércia sintética baseia-se na detecção de um alto grau de desvio de frequência. Isto pode ser feito através do monitoramento da Taxa de Variação de Frequência (ROCOF), ou além de uma certa tolerância do valor absoluto da frequência ou detecção do desvio absoluto da frequência nominal. O conhecimento detalhado dos distúrbios na frequência é essencial assim como a preservação e distribuição sistemática da reserva inercial para a estabilidade do ângulo dos rotores de cada gerador.

O efeito substancial da inércia sintética na inércia global do sistema e na sua resposta inercial é:

- A potência extra fornecida pela turbina eólica pode reduzir substancialmente o ROCOF.
- Fornece tempo para os sistemas de controlo das fontes convencionais responderem.
- Pode evitar os deslastre de cargas.

## 2.2 Fundamentos das estratégias de controlo

Um SEE com baixa inércia levará a uma ROCOF com magnitudes elevadas mesmo sendo com distúrbios de menor amplitude (visto que são é inversamente proporcionais), o que pode ser o suficiente para o sistema ter que deslastrar cargas. Mais

ainda, com o aumento da integração das RES o número de geradores que fornecem reservas primárias e secundárias também diminui, o que leva a um maior desvio na frequência. Com a penetração das turbinas eólicas é necessário ter uma reserva primária adequada, já que a participação na regulação da frequência/tensão é transferida das fontes de energia convencionais para as RES.

Para as RES genericamente existe duas categorias de controlo com e sem armazenamento. A melhor escolha para o controlo da frequência terá um “Trade-off” entre a fiabilidade proporcionada e o custo do controlador. No caso das eólicas, o controlo da inércia permite fornecer energia cinética armazenada nas pás das eólicas, enquanto a técnica de controlo de reserva irá manipular o passo angular das pás, a sua velocidade ou ambas para aumentar a margem da reserva.

As turbinas eólicas com conversores de potencia não têm a capacidade de libertar a energia cinética armazenada na sua massa rotativas como existe no acoplamento direto. Por esta razão, as turbinas eólicas necessitam de uma estratégia de controlo para fornecer reserva inercial. Já no caso da fotovoltaica por natureza não tem inércia. As técnicas MPPT (maximum power point tracking) foram desenvolvidas para extrair a potência máxima da fonte, mas desta maneira as RES não fornecem reservas primárias.

### **2.2.1 Técnicas de controlo projectadas para RES’s sem sistemas de armazenamento de energia**

O objectivo destas técnicas é para que as RES participem na regulação da frequência assim como as fontes de energia convencionais, isto é, fornecer reservas primárias.

### **2.2.1.1 Turbina Eólica**

Nas turbinas a velocidade fixa o gerador de indução é directamente acoplado à rede, desta maneira o gerador fornece inércia perante um desvio da frequência, sendo que esta é relativamente pequena comparada com os geradores síncronos das centrais termoeléctricas. As turbinas de velocidade variável têm ganhado terreno porque oferecem menor stress mecânico, menos ruído acústico, maior captação de potência, maior capacidade de controlo e maior eficiência. Mas neste caso as turbinas estão desacopladas da rede, ou seja o estator do gerador está ligado a um conversor de potência que por sua vez este está ligado à rede no caso do PMSG, já no caso do DFIG a ligação é feita via circuito do rotor. Portanto este tipo de ligação feito através de um conversor de potência isola a turbina da resposta em frequência perante um distúrbio. Os dois principais tipos de controlo são o controlo de inércia que permite que a turbina eólica liberte energia cinética armazenada nas pás que estão em rotação (dentro de 10s). O controlo da reserva que manipula o ângulo de passo e o controlo de velocidade em que a turbina tem uma velocidade angular superior à velocidade base. Isto serve para que a turbina tenha uma margem de reserva de potência durante um desequilíbrio entre geração e procura.

#### **2.2.1.1.1 Controlo da Resposta Inercial**

As duas técnicas para lidar com a resposta inercial são a emulação de inércia em que é libertada a energia cinética armazenada nas pás da turbina e a resposta de reserva rápida em que é libertado uma potência constante num determinado intervalo de tempo.

## Emulação da Inércia

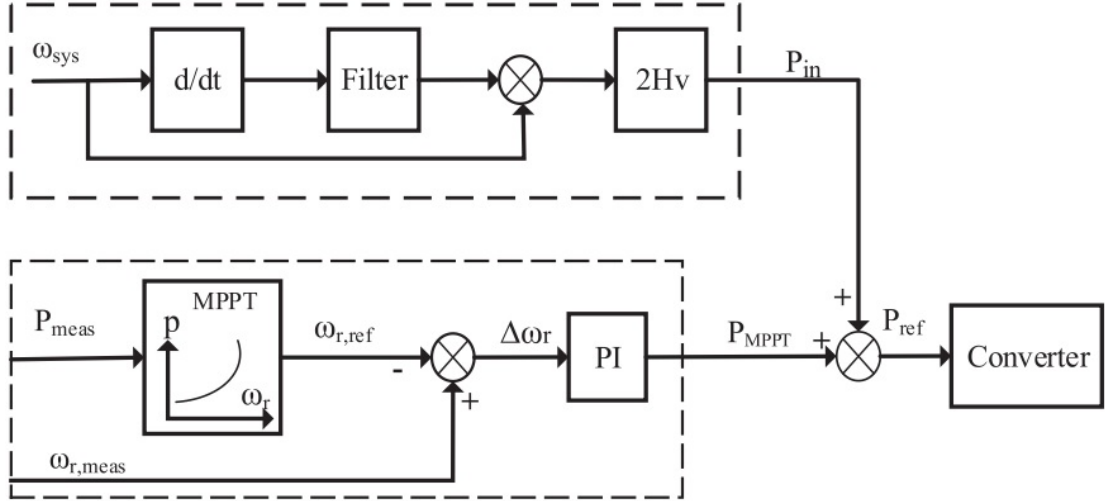


Figure 2.5: Emulação da Inércia para Turbinas de Velocidade Variável

A potência de saída da turbina  $P_{meas}$  irá determinar o valor da velocidade angular de referência do rotor  $\omega_{r,ref}$  que por sua vez é comparado ao valor da velocidade angular do rotor  $\omega_{r,meas}$ , desta maneira o controlador PI irá actuar para o gerador fornecer potência máxima disponível.

$$P_{in} = 2H_v \times \omega_{sys} \times \frac{d\omega_{sys}}{dt} \quad (2.13)$$

Perante um desvio de potência o gerador fornece um determinado valor  $P_{in}$  que é baseado no valor da ROCOF e na constante de inércia  $H_v$ . Depois a diferença entre  $P_{in}$  e o valor  $P_{MPPT}$  é que irá definir qual será o valor da energia cinética libertada. Este tipo de controlo tem duas desvantagens, primeiro a velocidade do rotor irá reduzir rapidamente, ou seja irá haver grandes perdas aerodinâmicas, segundo o sistema irá necessitar de tempo para recuperar energia e assim o rotor voltar a velocidade angular anterior.

## Resposta de Reserva Rápida

Geralmente, a resposta de inercial pode ser emulada através do sinal de controlo do desvio de frequência ou da ROCOF. Também pode ser definido como uma constante de 10% da potência activa nominal por 10s, apesar da sua intermitência. A potência constante de curto prazo, que é chamada de Resposta de Reserva Rápida, é libertada através da energia cinética armazenada na massa rotativa da turbina eólica. Esta reserva de potência pode ser obtida controlando o "set-point" da velocidade do rotor. Dado por:

$$P_{cont} = \frac{1}{2}J\omega_r\omega^2 - \frac{1}{2}J\omega_{rt}^2 \quad (2.14)$$

onde  $P_{const}$ , é a quantidade constante de potência activa,  $t$  é a duração de tempo para a reserva de potência,  $\omega_{ro}$  é a velocidade de rotação inicial e  $\omega_{rt}$  é a velocidade de rotação no final da resposta inercial.

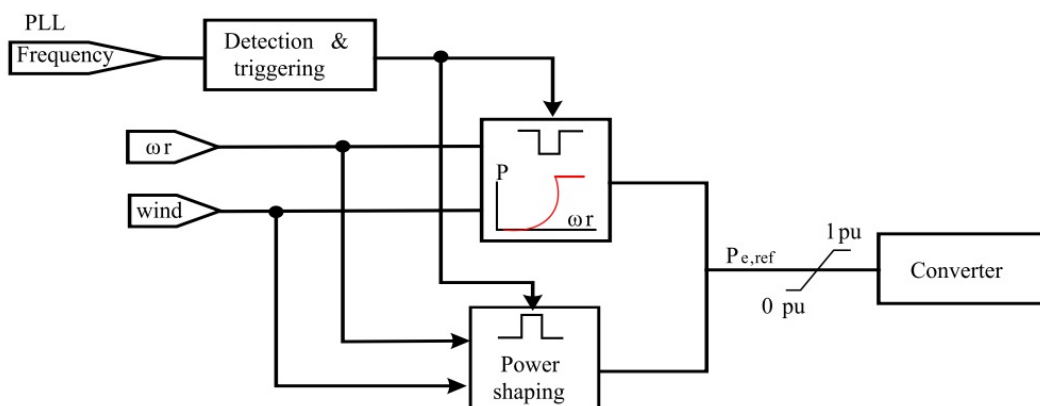


Figure 2.6: Diagrama de Blocos do Controlo Resposta de Reserva Rápida

A operação do controlador resposta de reserva rápida começa quando o desvio de frequência exceder um determinado limite. Um sinal de controlo é enviado do esquema de "detecção e disparo" para contornar o ponto de potência máx-

ima (MPPT) e configurar a potência de reserva. Assim, este esquema continua fornecendo potência extra durante a fase de sobreprodução. No entanto, quando a descarga de energia cinética é concluída, a função de recuperação de velocidade traz a velocidade do rotor de volta ao seu valor anterior (antes do evento) e restaura a potência máxima. Esta restauração de potência geralmente leva à fase de subprodução, na qual a energia é retirada da rede para recuperar a velocidade do rotor ao valor desejado. Para evitar uma queda imediata na potência de saída, a transição de sobreprodução para subprodução deve seguir uma transição linear. O controlador central tem duas tarefas principais, sendo a primeira tarefa determinar a quantidade de energia adicional para cada turbina eólica, enquanto a segunda tarefa é determinar o tempo apropriado para recuperar a energia cinética após a fase final da sobreprodução.

### Controlo Íngreme

O esquema de controlo íngreme regula a saída de potência activa de uma turbina eólica proporcional à variação da frequência em que há uma relação linear entre a frequência e a potência activa. Este controlador melhora consideravelmente o nadir da frequência, bem como o processo de recuperação de frequência após um distúrbio. A potência activa é ajustada de acordo com as características lineares e é dada por:

$$\Delta P = P1 - P0 = -\frac{f_{meas} - f_{nom}}{R} \quad (2.15)$$

onde  $R$  é o declive,  $f_{meas}$  e  $P1$  são a frequência após o evento e a potência de saída da turbina eólica, respectivamente, enquanto  $f_{nom}$  e  $P0$  são os pontos iniciais de operação. Quando a frequência cai de  $f_{nom}$  para  $f_{meas}$ , a turbina aumenta a saída de potência de  $P0$  para  $P1$  para compensar o desvio.

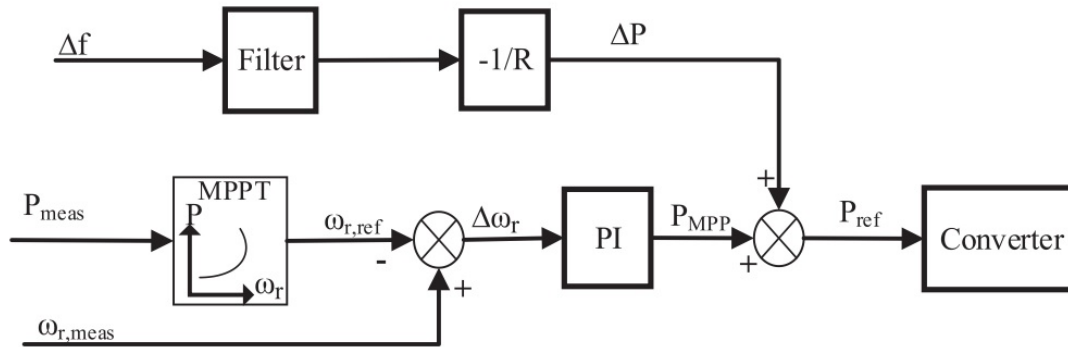


Figure 2.7: Esquema do Controlo Íngreme

### 2.2.1.1.2 Controlo por Descarga

Neste tipo de controlo é criado uma margem de reserva (Potencia) desviando o ponto de operação da turbina do ponto de operação óptimo, ou seja reduzindo o nível de potência fornecida.

$$P_{in} = \frac{1}{2} \rho A C_p(\gamma, \beta) v^3 \quad (2.16)$$

Como mostra a equação a potência de saída da turbina depende do rácio da velocidade  $\gamma$  e do ângulo de passo  $\beta$ .

$$\gamma = \frac{\omega_r R}{v} \quad (2.17)$$

**Descarga através do controlo de velocidade:** O controlo de velocidade é feito alterando o valor do rácio de velocidade  $\lambda$ , deslocando o ponto de operação para a esquerda ou para a direita do ponto de potência máxima.

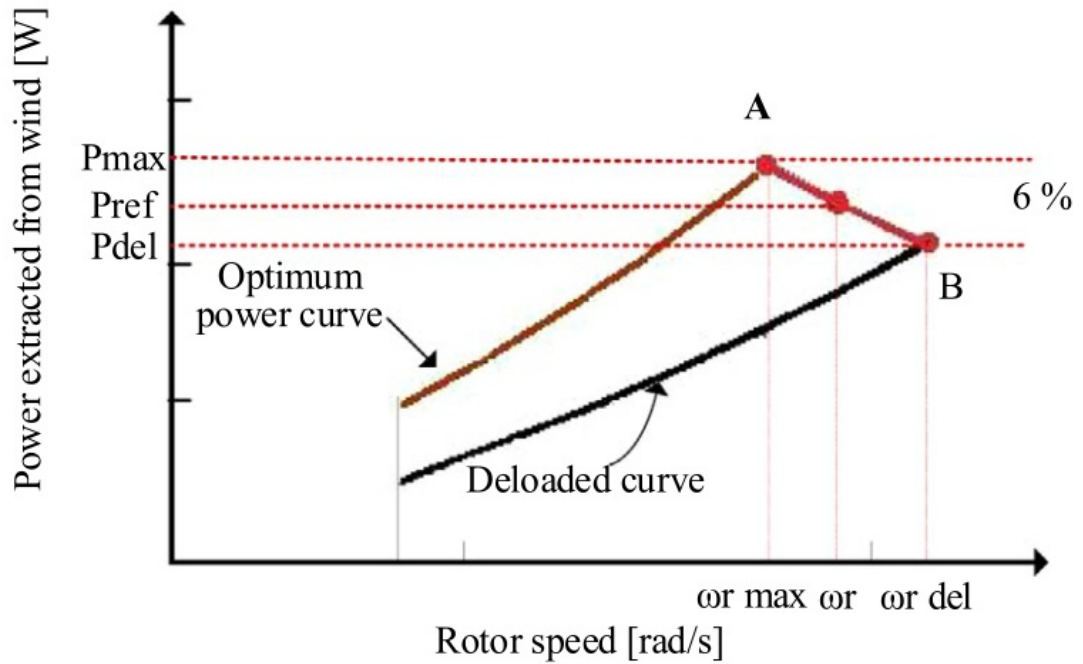


Figure 2.8: Curva de Descarga

Como mostra a figura quando há uma queda na frequência a turbina eólica liberta uma determinada quantidade de potência predefinida que é proporcional ao desvio da frequência, e assim o ponto de operação muda de A para B.

$$P_{ref} = P_{del} + (P_{max} - P_{del}) \times \left[ \frac{\omega_r \del - \omega_r}{\omega_r \del - \omega_r \max} \right] \quad (2.18)$$

**Descarga através do controlo do ângulo de passo:** A diminuição do nível de potência é feita aumentando o ângulo das pás da turbina, tipicamente este actua quando o controlo pela velocidade falha. Assim o ponto de operação muda de A para B sem que haja alteração da velocidade angular do rotor.



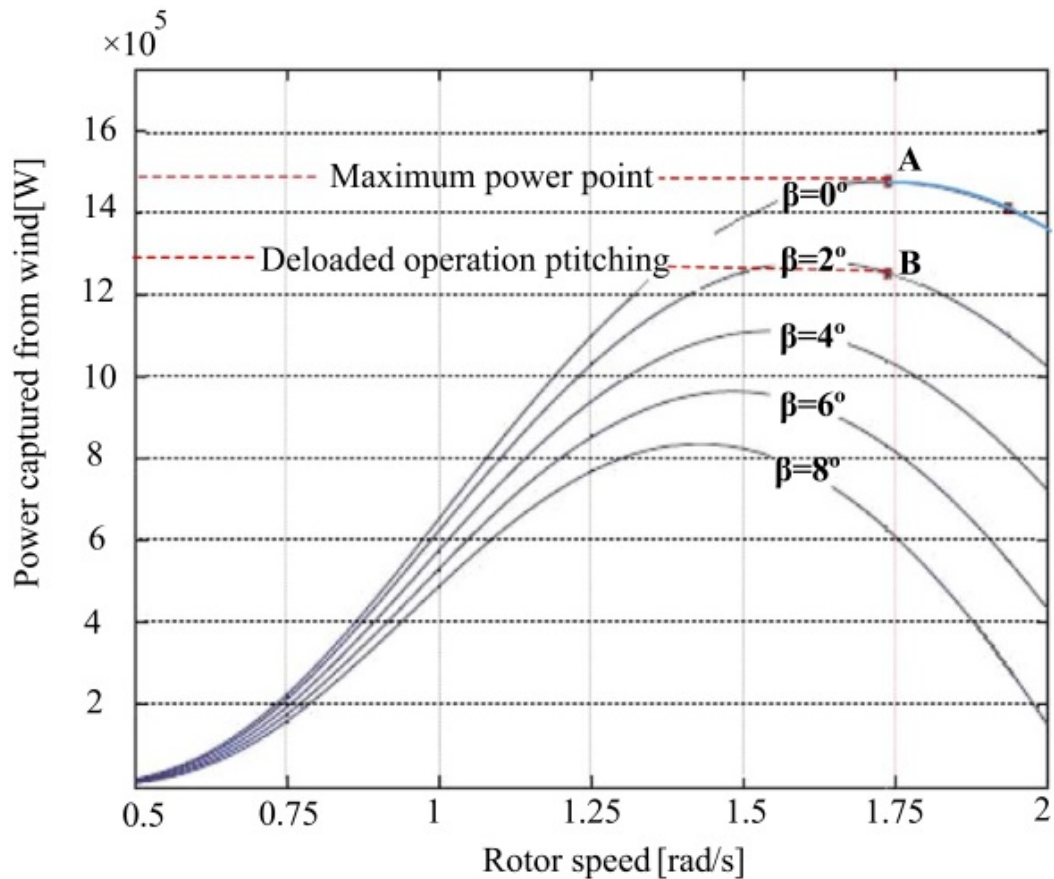


Figure 2.9: Curva da velocidade angular do rotor para diferentes valor do ângulo de passo para uma turbina de 1.5MW(velocidade do vento: 10m/s)

**Operação de subóptima potência:** Com estes dois tipos de controlo a turbina fica capaz de fornecer uma reserva de potência a médio-longo prazo. Nesta técnica dá-se o exemplo de 2 modos de operação, o primeiro modo a velocidade do rotor é superior à velocidade base com 90% da potência óptima, assim o gerador passa do ponto de operação F para C. No segundo modo para a turbina eólica atingir os 90% de potencia subótima o gerador muda o ponto de operação de B em direcção a D. Mas supondo que o gerador não consegue atingir tal ponto de operação e fica apenas no ponto de operação G, ora neste ponto de operação o gerador não

consegue cumprir os requisitos de reserva de potencia, então é aqui que actua o controlo do ângulo de passo que aumenta o ângulo das pás da turbina e assim o gerador irá para o ponto de operação A e desta maneira o gerador cumpre os requisitos de reserva primaria.

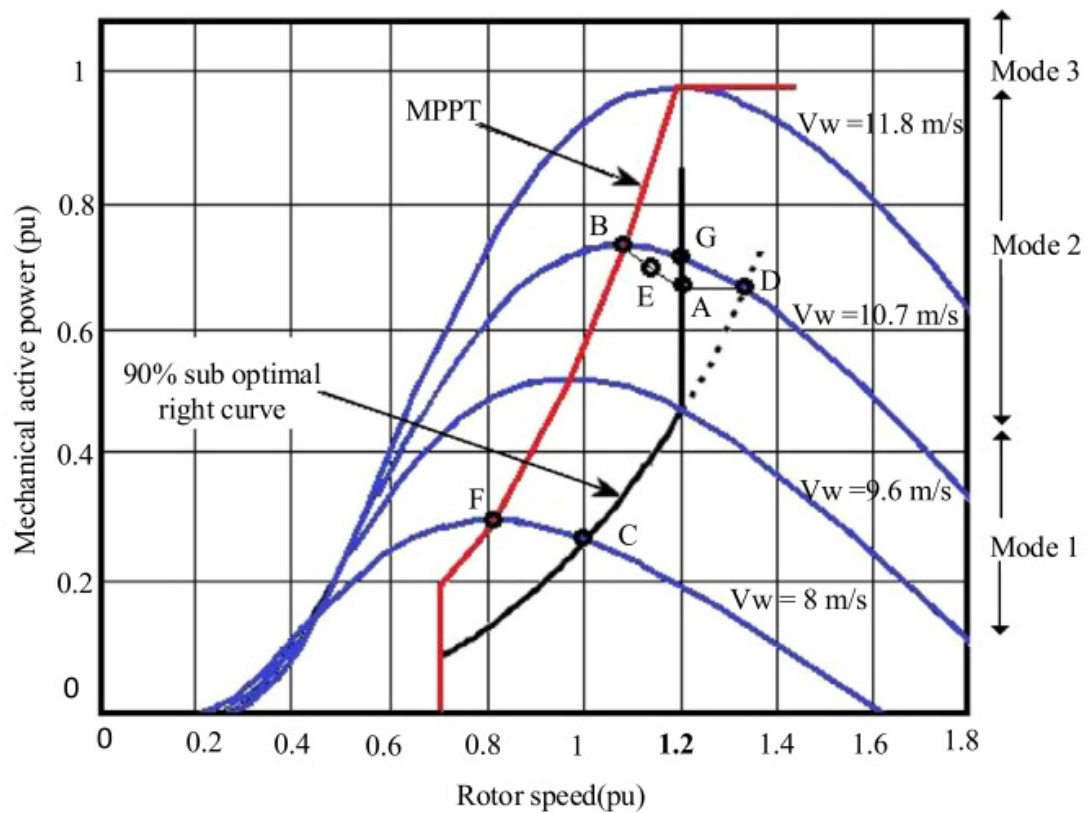


Figure 2.10: Curva de operação sub-ótima com limitação da velocidade do rotor

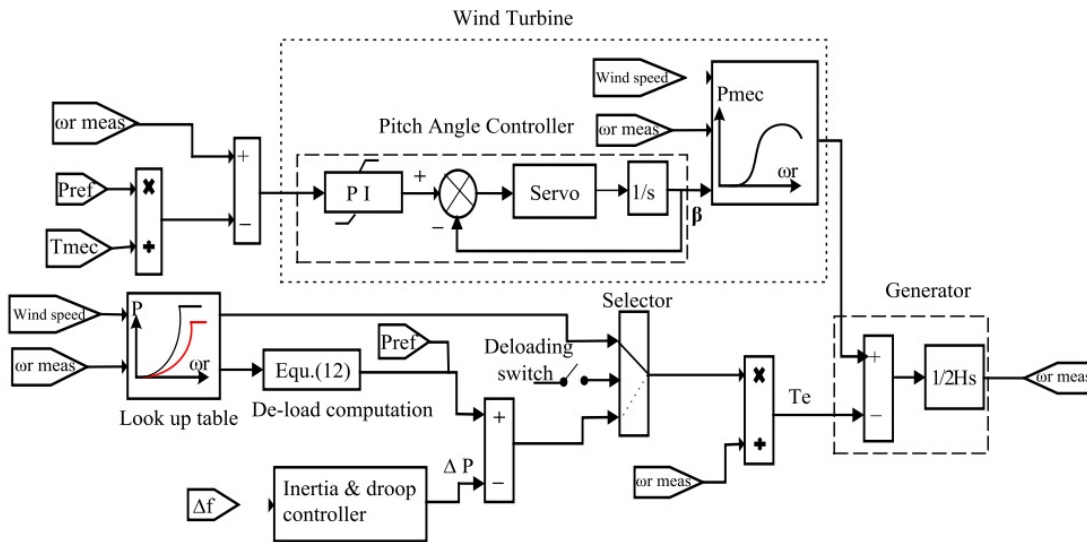


Figure 2.11: Controlo Primário por Descarga - DFIG

## 2.2.2 Contribuição da matriz fotovoltaica na regulação da frequência

No caso da fotovoltaica a reserva de potência é feita aumentando a tensão de saída tal que essa mesma tensão seja superior à tensão MPP. Quando há um desvio na frequência é activado o sinal de controlo  $V_{dc\Delta f}$  proporcional ao mesmo, que por sua vez é adicionado à tensão de referência DC. Assim a potencia de saída não irá depender só da tensão  $V_{MPP}$  mas também do desvio da frequência, tal que:

$$V_{dcref} = V_{MPP} + V_{deload} - V_{dc\Delta f} \quad (2.19)$$

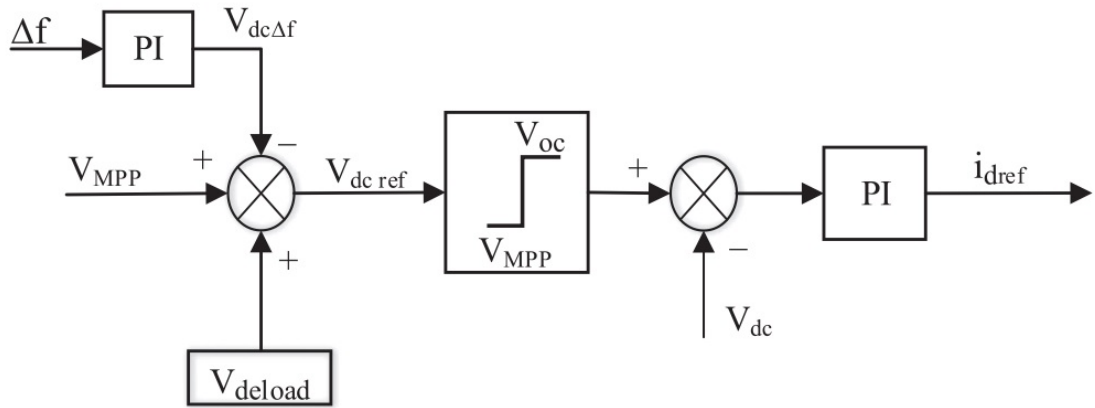


Figure 2.12: Malha de controlo da fotovoltaica(Controlo por Descarga)

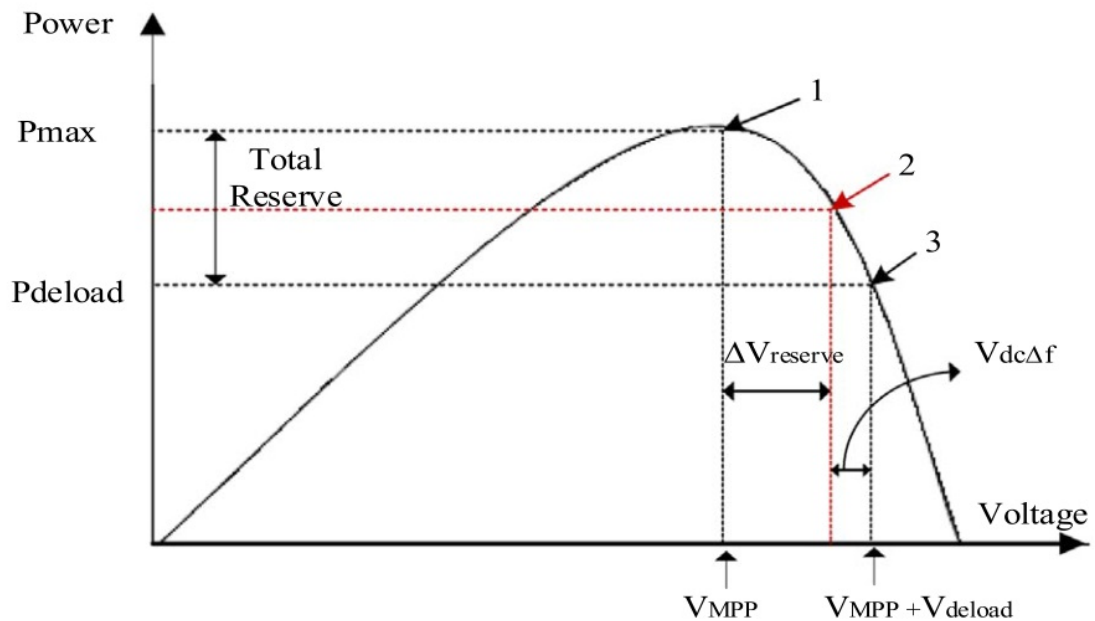


Figure 2.13: Curva de potencia do controlo por Descarga de uma fotovoltaica

Na prática há unidades da fotovoltaica que não irão ter a mesma reserva de potência, alias algumas unidades terão pouca reserva de potência e atingem o MPP mais rapidamente, como consequência não irão contribuir para a regulação da frequência. Para lidar com esta distribuição não uniforme de potência é adicionado um

novos sinais de controlo  $\delta V_{reserve}$ . Então em cada unidade PV é avaliada a potencia de reserva, tal que:

$$V_{dcref} = (V_{MPP} + V_{dload} - V_{dc\Delta f}) - (\Delta f \times \Delta V_{reserve} \times K_{p2}) \quad (2.20)$$

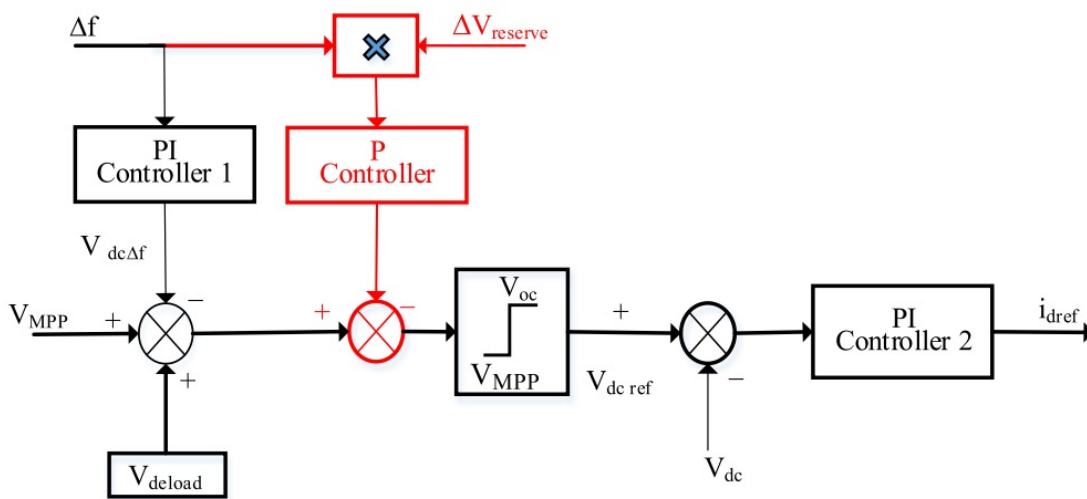


Figure 2.14: Malha de controlo reformulada (Controlo por Descarga)

## 2.3 Técnicas de controlo para RES com suporte de Sistemas de armazenamento de Energia

A SAE tem como principal objectivo aumentar a fiabilidade destes sistemas na regulação da frequência. Aqui o armazenamento é considerado como um sistema de segurança para o fornecimento de energia durante os défices de potência.

### 2.3.1 Técnicas de Controlo para as turbinas eólicas com auxílio do SAE

O SAE é usado como "backup" para abastecimento de energia durante os défices na geração das eólicas, assim como fornecer potencia activa para a turbina recuperar a velocidade depois de uma evento e evitar uma segunda queda na frequência. Em regime permanente o controlador central distribui a reserva de potência entre as turbinas eólicas e o SAE (neste caso uma flywheel) em que a magnitude da potência de reserva  $X$  (em pu) é determinada consoante o valor de energia extraída do vento.

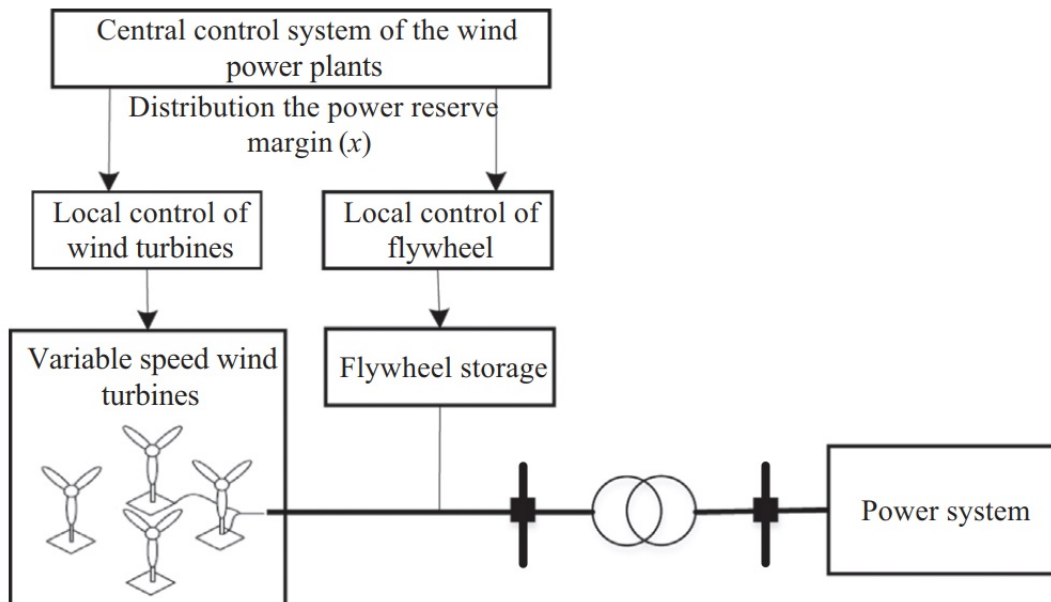


Figure 2.15: Diagrama esquemático da regulação da frequência da turbina eólica e da flywheel)

No armazenamento há duas funções principais no suporte à regulação de frequência nas eólicas em todas as faixas de velocidade do vento, fornece potência activa para evitar uma segunda queda na frequência durante a desactivação da resposta

inercial emulada.

Técnicas de controlo usadas para turbinas eólicas apoiadas por armazenamento permitem uma cooperação entre técnicas de controlo de frequência e SAE propostas para a turbina eólica DFIG (gerador de indução duplamente alimentado), para superar problemas segundas quedas de frequência e oscilações, Um controle primário em parques eólicos para manter um certo nível de reserva de potencia e técnicas de inércia virtual para a turbina eólica DFIG para fornecer controlo de frequência a curto prazo.

### **2.3.2 Técnicas de controlo para a solar fotovoltaica com auxilio do SAE**

Nas técnicas de controlo usadas para parques de energia solar com armazenamento a regulação tensão e da frequência utilizando sistemas PV e baterias de iões de lítio acopladas à rede ou um sistema de controlo abrangente que regula automaticamente a potência activa e reactiva. O super-condensador é usado para absorver a diferença de potência entre  $P$  e  $P_S$ . Este sistema participa na regulação da frequência no sentido em que absorve energia em excesso na rede e armazena (regulação descendente) ou injecta energia na rede que estava previamente armazenada (regulação ascendente).

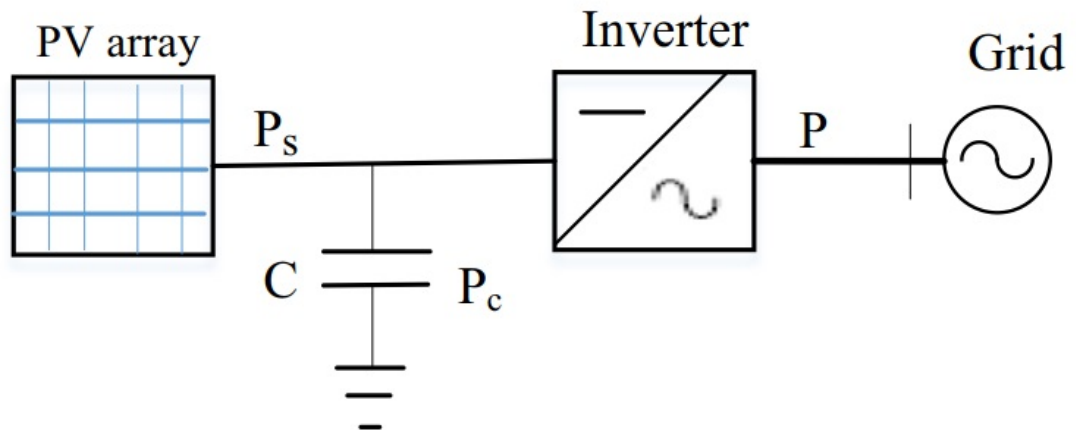


Figure 2.16: Matriz com super-condensador na regulação da frequência

## 2.4 Controladores não-lineares para a regulação de frequência/inércia

Os controladores PID são incapazes de ultrapassar as características não-lineares da dinâmica das eólicas especialmente quando a região operacional muda devido à natureza intermitente do vento e/ou por ter potência disponível para as contingências severas como interrupção de geração. Independentemente da robustez desses controladores e de suas amplas margens de estabilidade, eles são altamente sensíveis à dinâmica não linear do sistema e à variação de parâmetros. É difícil obter o desempenho ideal usando as técnicas tradicionais, pois elas dependem do tipo de soluções adoptadas e das condições iniciais. Com a inerente não-linearidade, o aumentando do número e complexidade deste tipo de sistemas em conjunto com o aumento da penetração de eólicas e seus efeitos sobre comportamento dinâmico do sistema de energia, os controladores convencionais tornaram-se incapazes de fornecer um desempenho satisfatório sobre uma ampla gama de condições de operação. Ao manter um valor fixo de reserva primária reduzirá o factor de capacidade



(CF) do gerador, já que a potência de saída não será constante. Por esta razão os ajustes terão de ser em tempo real para calibrar o factor de descarga permanentemente em função do desvio de frequência. Por outro lado, regra geral, uma das limitações destas técnicas é a necessidade de uma fase de treino que exige uma grande quantidade de dados relativos ao funcionamento do gerador para diferentes níveis de carga. Os esquemas de controlo adaptativos são baseados em algoritmos de projecção afim para adaptar os parâmetros do controlador PI em tempo real com a finalidade de melhorar a sua operação.

Nas várias técnicas de controlo há varias considerações a ter em conta:

Emulação inércia - esta abordagem não é uma contramedida permanente e só é benéfica temporariamente por um curto período de tempo durante um evento.

Descarga - oferece uma capacidade de reserva permanente por meio da realocação do ponto de operação da turbina eólica (ponto de potência máxima, MPPT) para um ponto de operação abaixo de menor potência, com menor eficiência.

Controlo de Passo - só é aplicável para velocidades de vento acima do valor base.

Controlo sobre-velocidade - é aplicável para toda a gama de velocidade do vento, mas a velocidade máxima não é difundida o suficiente devido à limitação física da velocidade angular do rotor acima do valor base.

## 2.5 Controlo difuso

Aqui analisa-se um caso de estudo usando o sistema teste IEEE de 9 barramentos em que as eólicas abastecem 75% da procura que totaliza uma potência activa de 315 MW e 115 Mvar de reactiva.

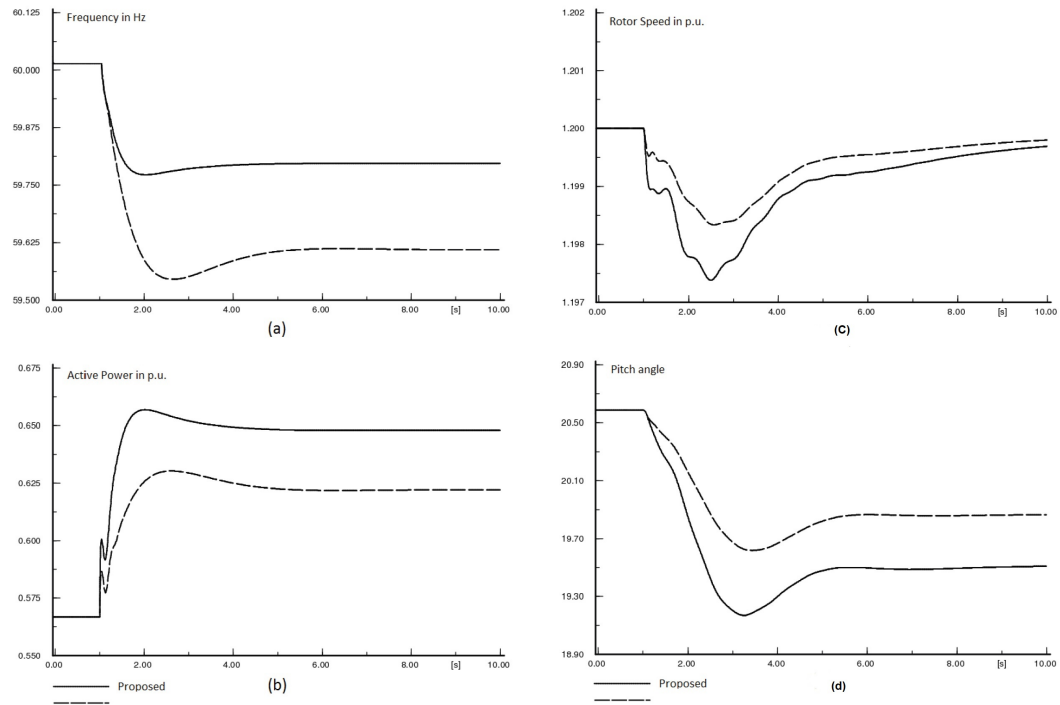


Figure 2.17: Frequência da Rede a), Potencia Ativa de um gerador b), Velocidade angular do rotor c), ângulo de passo das ás da turbina

Este cenário retrata uma interrupção da geração (convencional) equivalente a 30 MW. As linhas a tracejado ilustram o controlo convencional. Nestes resultados é óbvia a supremacia deste tipo de controlo em contraste com o controlo convencional, menor erro em regime permanente, tempo de subida mais curto, menor tempo de estabilização portante maior o factor de amortecimento. Para manter a frequência mais próxima do seu valor nominal será necessário disponibilizar mais

potencia activa tanto eventos de curta duração como de longa duração. Também é de notar que neste controlo há maior redução do ângulo de passo e maior diminuição da velocidade angular do rotor devido a uma maior potencia activa obtida para mesma potencia extraída do vento, daí mais eficiência e melhor desempenho durante em regime transitório e em regime permanente. Esta abordagem proposta é projectada independentemente das características inerciais e das características da variação de frequência das turbinas eólicas, como é no caso do controlo convencional. Um dos problemas neste tipo de controlo é que pequenas variações na entrada não causarão grandes desvios no sinal de saída.

## **2.6 AGC baseado em Redes Neurais Realimentadas de um sistema de energia de duas áreas com turbinas eólicas baseadas em DFIG**

Nesta experiência um sistema de energia de duas áreas ligadas por linhas de Transmissão assíncronas há uma participação dinâmica de turbinas eólicas baseadas em DFIG na presença de uma não-linearidade do sistema, neste caso é considerada a "Banda Morta" do regulador dos geradores síncronos. Nas redes neuronais como as MLP(multi-layer perceptron) não há realimentação da saída de uma camada para a entrada das camadas anteriores do neurónio. Portanto, essas redes não têm memória, pois a saída em qualquer instante depende totalmente das entradas e da sua magnitude naquele instante. Devido ao dinamismo do SEE, é vantajoso usar realimentação em redes neuronais. Se a saída de um neurónio é usada como realimentação em um neurónio em uma camada anterior, a saída desse neurónio ficará em função tanto da entrada da camada anterior no tempo  $t$  quanto de sua própria saída que ocorreu num tempo anterior  $t - \Delta t$ . Este controlo tem maior ca-

pacidade de sintetizar o mapeamento complexo com precisão e rapidez. Pode usar dados off-line para calibrar o controlador sem que esses dados sejam usados para a estratégia de controlo on-line, aumentando assim a eficiência do controlador em comparação com os controladores convencionais. A escolha do número de camadas ocultas, neurónios ocultos e um algoritmo de calibração eficiente desempenha um papel importante na decisão da precisão do controlo AGC.

### **Sistema de Energia I**

O sistema de energia I é um sistema de duas áreas interligadas que consiste em centrais térmicas idênticas com turbinas não combinadas ciclicamente interligadas via linha de transmissão CA. A não linearidade da banda morta do controlador também é considerada no modelo dinâmico do sistema de potência.

### **Sistema de Energia II**

Este sistema consiste em Centrais térmicas idênticas não ciclicamente combinadas e turbinas eólicas baseadas em DFIG em cada área. As linhas de transmissão paralelas AC / DC são usadas como uma ligação simultânea e recíproca entre duas áreas de controlo. Os efeitos de banda morta do controlador também são considerados na modelagem deste sistema de potência.

A realimentação permite que a rede aprenda a reconhecer e gerar padrões temporais e espaciais. Uma ligação recorrente é estabelecida, pois há uma ligação de retorno da saída da primeira camada para a entrada da primeira camada, o que permite que a rede detecte e gere padrões que variam no tempo. No instante  $t$ , as activações das unidades de contexto indicam as activações das unidades ocultas no instante de tempo anterior.

A ANN realimentada é um regulador não linear adaptativo com estratégia de controlo definida por a regra de aprendizagem usada na mudança de magnitudes

do sistema de ligações sináptico. A calibração é feita para uma ampla gama de condições de operação e uma dada área distúrbios de carga (isto é, 0 a 1%, 1% a 2%, 2% a 3%, 3% a 4% e 4% a 5% de distúrbios de carga) de um conjunto de dados off-line gerado pela concepção e implementação da solução óptima para os controladores AGC. Neste trabalho o controlo tem duas camadas. A camada oculta, tem 10 neurónios e a camada de saída existe um neurónio. A função de activação da rede é escolhida como sigmóide e linear. O controlo projectado da AGC foi calibrado várias vezes com diferentes números de conjuntos de dados usando o algoritmo "back-propagation-through time" e o modelo mais bem calibrado foi guardado. Algoritmos de aprendizagem causam os ajustes nas magnitudes para que o desempenho desejado possa ser alcançado.

### **Primeiro caso**

As figuras seguintes mostram o desempenho dinâmico de ambos os modelos do sistema de potência com os parâmetros nominais aplicando uma variação de carga de  $\Delta P_{d1} = 0,01$  p.u. MW para area-1. As respostas em frequência de  $\Delta F_1$  e  $\Delta P_{tie12}$  são mostradas nas Figuras. Uma análise dos gráficos revela que o controlo AGC projectado é bem-sucedido em fornecer uma suave estabilização das respostas dinâmicas do sistema para todos os modelos de sistemas de potência considerados. No entanto, a incorporação de turbinas eólicas baseadas em DFIG em cada área oferece suporte de potência rápido e activo proporcional ao desvio de frequência. A frequência e os desvios de potência da linha de transmissão são nulos em regime permanente.

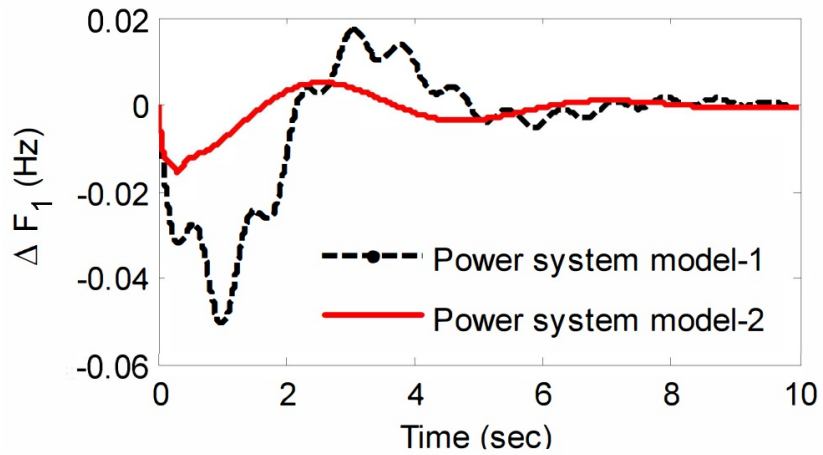


Figure 2.18: Resposta  $\Delta F_1$  para o primeiro caso

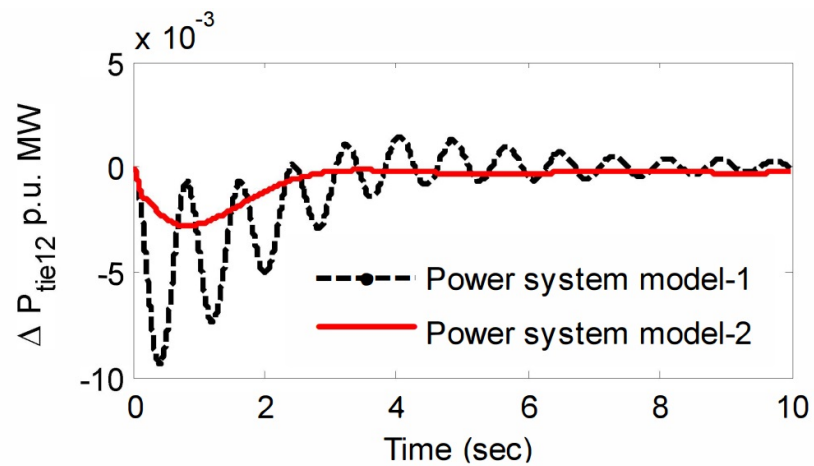


Figure 2.19: Resposta  $\Delta P_{tie12}$  para o primeiro caso

### Segundo caso

O desempenho do controlo AGC projectado é avaliado para o sistema de potência do modelo 2 variando os parâmetros do sistema em -20% dos seus valores originais e comparado com aqueles obtidos usando controlo PI convencional com mudança de carga de  $\Delta P_{d1} = 0,015$  p.u. MW para a área-1 e  $\Delta P_{d2} = 0,004$  p.u. MW para a

área-2. Os resultados da simulação das Figuras 2.36-2.37 mostram que o controle AGC proposto tem melhor desempenho que o controle PI convencional.

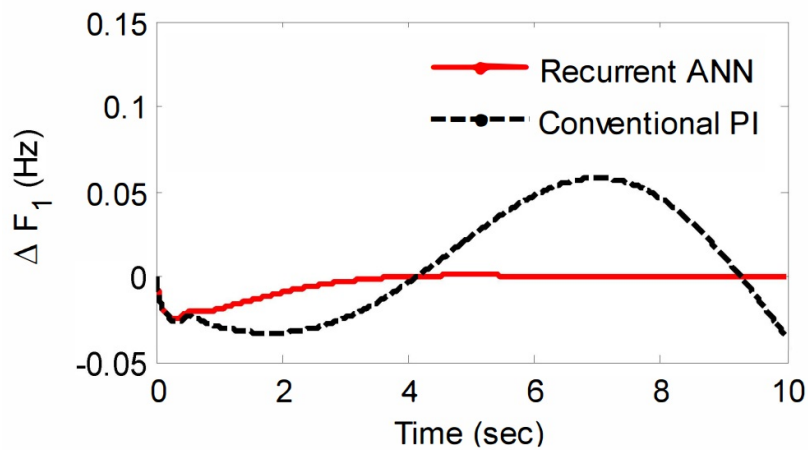


Figure 2.20: Resposta  $\Delta F_1$  para o segundo caso

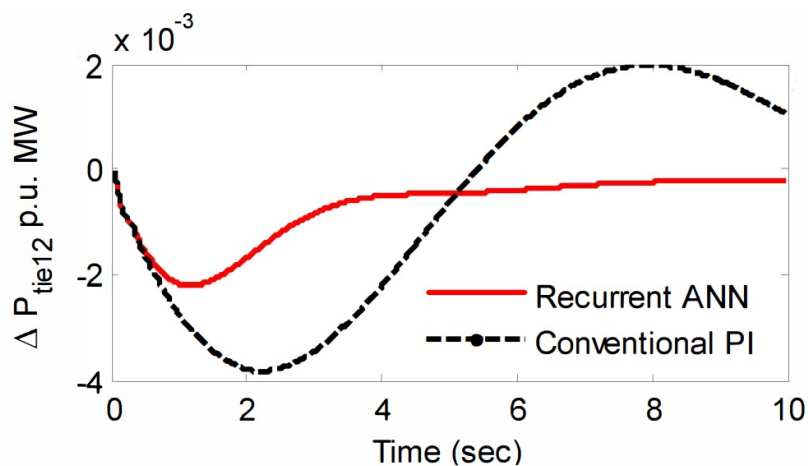


Figure 2.21: Resposta  $\Delta P_{tie12}$  para o segundo caso

### Terceiro caso

Neste caso o sistema de potência modelo 2 os parâmetros variam em +20% dos seus valores originais e comparado com aqueles obtidos usando um controle AGC

convencional baseado em PI com mudanças de carga de  $\Delta P_{d1} = 0,03$  p.u. MW para a área-1 e  $\Delta P_{d2} = 0,008$  p.u. MW para a área-2, respectivamente.

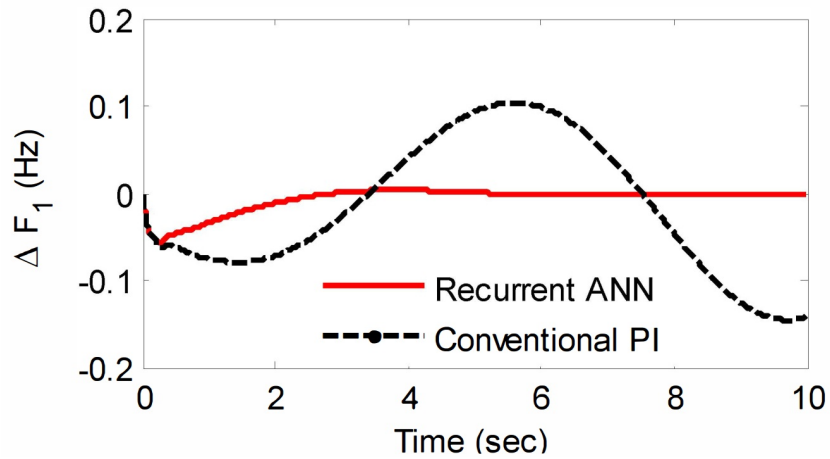


Figure 2.22: Resposta  $\Delta F_1$  para o terceiro caso

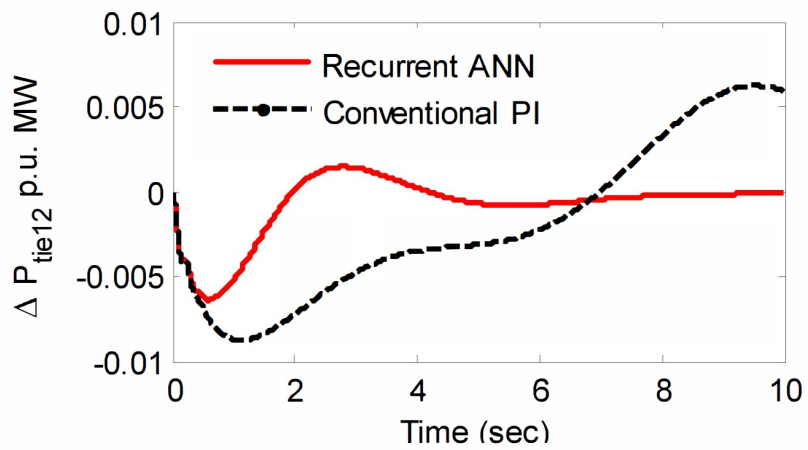


Figure 2.23: Resposta  $\Delta P_{tie12}$  para o terceiro caso



## 2.7 Inferência Adaptativa Neuro-Difusa baseada em Algoritmos Genéticos

O controlo difuso tem implementação matemática simples e usa uma tecnologia de hardware barata. No entanto depende muito do conhecimento científico e da experiência do projectista para calibrar as funções de associação. No caso do controlador de redes neuronais existe um longo processo de aprendizagem e tempo de convergência. O controlador do sistema de inferência neuro-difuso adaptativo integra as características e as virtudes das redes neuronais e do controlo difuso em um único modelo. O controlador codifica as regras "IF-THEN" em uma estrutura baseada em redes neuronais e, em seguida, usa algoritmos de aprendizado apropriados para diminuir o erro de saída com base nos conjuntos de dados de aprendizagem / validação. Este tipo de controlo proposto usa um algoritmo de aprendizado baseado nos algoritmos genéticos para analisar um mapeamento de entrada-saída com base em conhecimento especializado e em conjuntos de dados de entrada-saída especificados para ajustar os parâmetros do sistema do controlo difuso. A inferência neuro-difuso possui vantagens em termos de implementação simples, auto-aprendizagem, processamento paralelo, adaptação e habilidades de generalização. O controlador obtém uma convergência rápida e respostas precisas. Os algoritmos genéticos serão um procedimento de para identificar os parâmetros. Na figura é mostrado a supremacia desta estratégia em comparação com as demais.

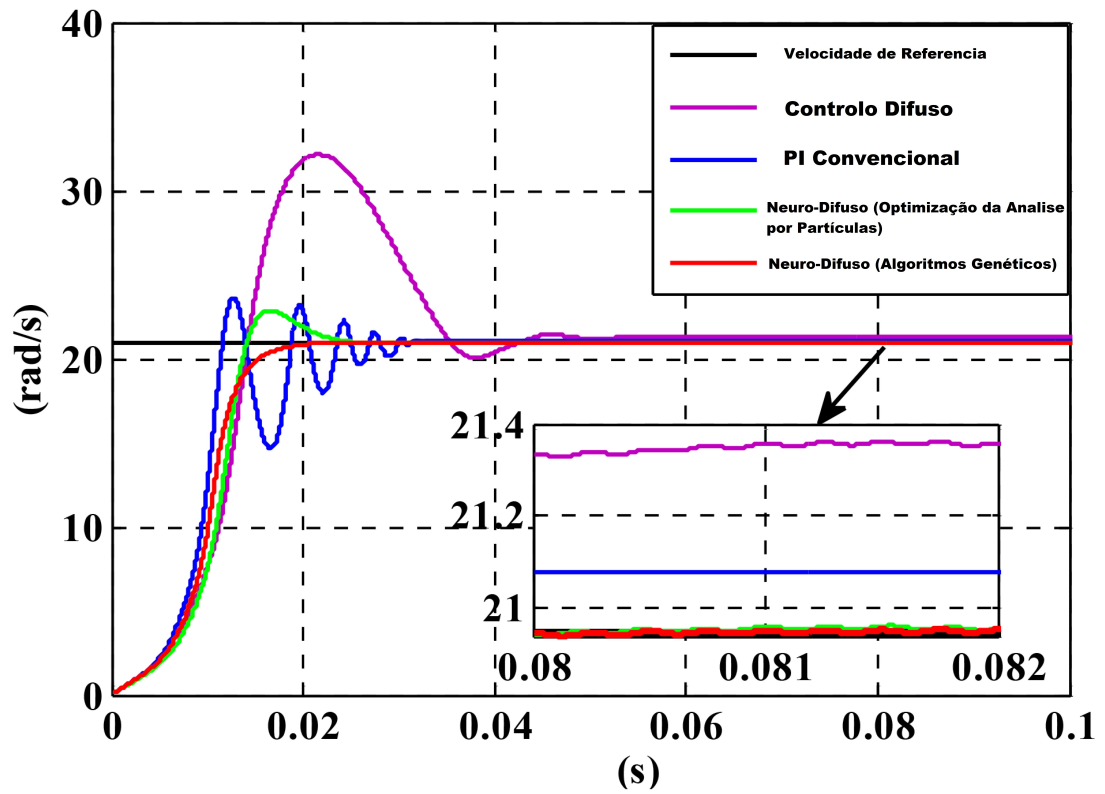


Figure 2.24: Velocidade do gerador no processo de arranque

### 3 Objectivos de Investigação e Métodos de Abordagem

O sistema de teste usado foi o IEEE de 118 barramentos com uma procura de 4237 MW com uma penetração de turbinas eólicas (DFIG) de 2142 MW com controlo primário em que o método de controlo usado é o controlo por descarga e uma geração síncrona de 2095 MW. Nas simulações o objectivo é estudar o papel da gestão da procura e do armazenamento (BESS), em caso da perda de geração síncrona um gerador 89 de 835 MVA com uma despacho de 607 MW e um gerador 69 de 590 MVA com um despacho de 516,4 MW. As turbinas eólicas (DFIG) são de 6MW com um despacho de 5.5 MW. O sistema de armazenamento é um sistema BESS com 30MW cada.

Os sistemas de armazenamento e a gestão da procura são actualmente soluções para lidar com a diminuição da reserva inercial do sistema, visto que a inércia sistemática fornecida pelas renováveis não é suficiente para lidar com falhas de geração sucessivas ou outros distúrbios na frequência mais graves. Primeiro só com geração síncrona e depois com metade da geração com eólicas (DFIG).

### 3.1 O Papel da Gestão da Procura

As cargas podem contribuir para a regulação de frequência, alterando sua procura de energia quando são solicitadas a participar das acções de controlo. Existem redes que operam sob elevadas discrepâncias entre geração e procura. Visto que uma queda súbita na frequência sob uma falha de geração não é incomum, daí existe um plano de contingência para advertir um possível colapso do sistema através do deslastre de cargas que é feito através de relés (DUFTR e FTR). Embora a gestão da procura já tenha vindo a contribuir para a regulação da frequência à muitos anos agora com o aumento da penetração das RES actualmente tem ganhado mais relevância. Com melhoria na eficiência das plataformas de comunicação a integração de cargas nas estratégias de regulação, leva ao desenvolvimento de soluções na sua gestão.

## 3.2 O Papel do Armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia com baterias (BESS) estão sendo considerados como possíveis participantes na regulação da frequência. A unidade BESS absorve energia quando a frequência do sistema está acima de um valor nominal e descarrega essa energia de volta à rede quando a frequência está abaixo do valor nominal. No entanto, as restrições de energia limitam sua utilidade no fornecimento de capacidade de reserva. A combinação destes sistemas com a gestão da procura poderia compensar as tais restrições e viabilizar a participação nos serviços auxiliares. Economicamente falando, estes sistemas exigem altos investimentos e custos de instalação pois as baterias geralmente eram sobredimensionadas, de modo que o custo total do BESS era muito alto para permitir um retorno no seu investimento. Estes obstáculos precisam ser compensados com uma participação rentável nos serviços auxiliares de energia.



# 4 Simulações do Projeto

## 4.1 Discussão dos Resultados

No figura 6.1 verifica-se que no sistema síncrono + eólicas mesmo com a contribuição do controlo primário das eólicas o sistema entra em colapso, ou seja, aqui nota-se que o controlo primário das eólicas não é suficiente por si para regular a frequência. Quando é feito o deslastre de cargas 1 segundo após o evento o ocorre uma pico na frequência (Figura 6.3 a)) na qual resulta do controlo primário da geração síncrona em comparação da Figura 6.3 b) onde evidencia a supremacia em relação ao controlo primário da eólica. Então mesmo com uma reserva de 300MW não é suficiente para recuperação total da frequência. Aqui também é demonstrado como as constantes de tempo influenciam a resposta em frequência, nomeadamente a não uniformidade dessas mesmas constantes de tempo na geração convencional, mais ainda, a queda na frequência é superior em a) pois as constantes de tempo dos geradores são superiores. Na figura 6.6 a) o pico na frequência é superior que no caso anterior, é que neste caso a reserva só actua 2 segundos após o evento, então a potência fornecida pelo controlo primário atinge uma magnitude superior. No caso na perda de duas unidades geradoras (Figura 6.12) como era de esperar a queda na frequência é maior. Quando actua a reserva (Figura 6.13 b)) o sistema tende a recuperar mas o valor da frequência em regime é menor em comparação com a Figura 6.3 b) , assim é mostrado mais uma vez a

limitação da reserva primária da eólica mesmo com o apoio do deslastre de cargas. Embora o tempo de resposta das reservas vá aumentando a cada uma segundo apenas a taxa de variação da frequência é influenciada mas o valor em regime permanente mantém-se igual.

Na Figura 6.21 b) é de notar a grande diferença entre a resposta em frequência da gestão da procura e a resposta da BESS, é necessário ainda mais reservas primárias que no caso anterior para recuperar o valor da frequência. Na figura 6.25 é ilustrada uma das vantagens do controlo BESS que é o mais rápido a actuar, quase instantaneamente. Tanto em a) ou em b) a resposta é semelhante, portanto a resposta da BESS não é influenciada pela constituição da geração. A resposta da geração eólica é influenciada pela não uniformidade das constantes de tempo da geração síncrona, daí queda no fornecimento de potência imediatamente após a actuação das reservas primárias (Figura 6.26). Mais uma vez o valor da frequência em regime permanente não é influenciado mas sim a sua taxa de variação. De seguida é mostrado o caso da perda de duas unidades (Figura 6.36 b)) geradoras em que em que o valor da frequência em regime permanente ainda é maior que no caso anterior (Figura 6.23 b)).

O despacho não influencia a resposta do sistema ao distúrbio porque a inércia é a mesma. O tempo de resposta do sistema de armazenamento e da gestão de cargas é crítico, isto é, quanto mais tarde actuar a gestão da procura/sistema de armazenamento maior é a queda na frequência, ou seja, mais potência é necessário fornecer ao sistema para  $f=f_0$ . Verifica-se nas simulações com gestão da procura que no sistema com eólicas o valor da frequência em regime permanente é inferior. Sendo que este resultado ainda é mais nítido nas simulações com armazenamento. Estes resultados demonstraram também que a gestão da procura é mais eficiente que o sistema de armazenamento (BESS). Para trabalho futuro sugere-se combinação entre a gestão da procura e o sistema de armazenamento (BESS).



## 5 Conclusões e Trabalho Futuro

É necessário actualizar o regulamento que estabelece os códigos de rede relativo a requisitos da ligação de geradores à rede pois estas normas para a integração destas fontes de energia estão obsoletas e terão que ser revistas para estes novos desafios.

1º) Definir novos padrões e códigos de rede : Uma contribuição mais adequada dos parques de energia renovável. Os novos códigos de rede devem considerar os requisitos da regulação da frequência.

2º) Revisão da política de reserva existente: São necessários mais estudos e análises económicas para determinar a margem de reserva adequada, onde a identificação dessa margem deve considerar o equilíbrio entre custo e desempenho técnico.

3º) Desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento usadas para a regulação de frequência: com o aumento do número de renováveis ligadas à rede, há uma maior necessidade de sistemas de armazenamento de energia. A tecnologia de armazenamento poderia resolver pequenos processos constantes de tempo e evitar a propagação de oscilações entre áreas.

Os papéis e responsabilidades dos agentes do mercado também necessitam de serem revistos. As competências e as responsabilidades do operador do sistema estão se a tornar cada vez mais amplas e os conceitos da rede automatizada estão amplificam esse efeito. No entanto, a análise adicional terá que ter em conta características de resposta em frequência mais detalhadas, mais realistas, de vários

tipos de unidades (isto é, incluindo atrasos de tempo adicionais, comportamento de resposta inversa, etc.). As opções de mitigação para baixa inércia rotacional e a dinâmica da frequência mais rápida são a actuação do controlo primário mais rápida e a provisão de inércia rotacional sintética. As unidades BESS são, devido ao seu comportamento de resposta muito rápido, especialmente adequadas para fornecer reservas de controlo de alta frequência (e voltagem) ou inércia rotacional sintética para a operação do sistema de potência.

A contribuição da inércia sintética não é suficiente para suportar grandes quedas de frequência devido à perda de várias unidades geradoras. Mais ainda, esta solução atrasa a reposição da frequência para o valor nominal e impõe mais requisitos ao controlo primário. Em todo o caso terá de haver mais comunicação dentro do SEE para contemplar com a variação de inércia que existe actualmente. A previsão da curva de variação de inércia é um bom indicador como o sistema irá se comportar, e assim fazer uma melhor adequação para cada sistema de controlo. Novos esquemas de controlo de frequência adaptáveis, métodos de computação mais avançados e novas tecnologias de comunicação são necessárias.

Como trabalho futuro é necessário perceber quais as vantagens/desvantagens, os resultados a nível da performance repetindo as simulações usando o sistema de inferência adaptativo neuro-difuso baseado em algoritmos genéticos.

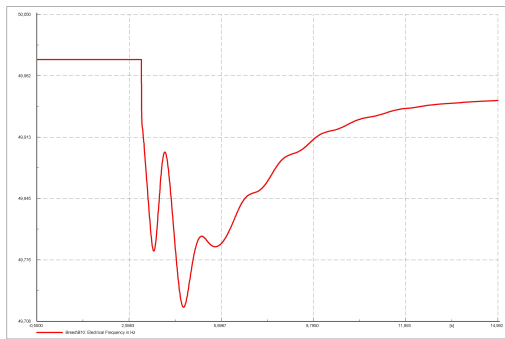
# Referências

- [1] I. Vokony. *Effect of inertia deficit on power system stability – synthetic inertia concepts analysis*, 2017.
- [2] A. Ulbig, Theodor S. Borsche and Göran Andersson Power Systems Laboratory, ETH Zurich. *Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation*, 2017.
- [3] DIgSILENT PowerFactory 15 *User Manual*, 2015.
- [4] M. Dreidy, H. Mokhlis, S. Mekhilef *Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review*, 2017.
- [5] B. Hoseinzadeh, Z. Chen *Intelligent Load-Frequency Control Contribution of Wind Turbine in Power System Stability*, 2013.
- [6] S. Kaur, S. Agrawal, Y. P. Verma *Power Grid Frequency Prediction Using ANN Considering the Stochasticity of Wind Power*, 2017.
- [7] N. Sa-ngawong, I. Ngamroo *Optimal fuzzy logic-based adaptive controller equipped with DFIG wind turbine for frequency control in stand alone power system. In: Proceedings of the 2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, 2013.

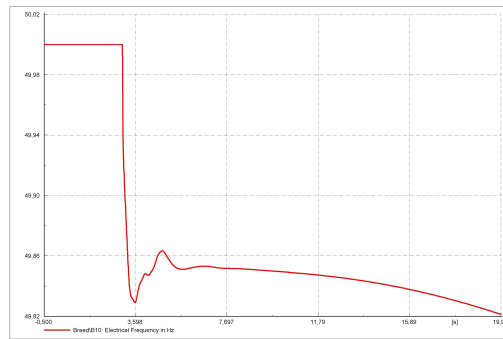
- [8] H. Bevrani, F. Habibi, P. Babahajyani, M. Watanabe, Y. Mitani. *Intelligent frequency control in an ac microgrid: online PSO-based fuzzy tuning approach. IEEE Trans Smart Grid*, 2012.
- [9] S.Q. Ali, H.M. Hasanien *Frequency control of isolated network with wind and diesel generators by using adaptive artificial neural network controller International Review of Automatic Control*, 2012.
- [10] M. Crosa di Vergagni, F. Conte *Frequency support by distributed demand side management of building cooling systems*, 2015.
- [11] A.M. Ghatpande *Frequency dependent load chipping in as a demand side management (DSM) tool-concept and issues*, 2016.
- [12] Bing-liang Xu, L. Baozhu, Y. Jilai *DSM based frequency quality control of power system*, 2014.
- [13] A. Oudalov, D. Chartouni, Christian Ohler *Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control*, 2013.
- [14] L. Srinivasan, U. Markovic, M.G. Vayá, G. Hug *Provision of frequency control by a BESS in combination with flexible units*, 2018.

# Anexo A - Simulações do Projeto

## Teste sem Resposta do Sistema (Perda de Geração de 300MW)



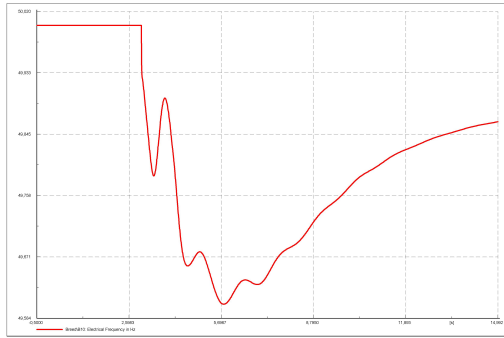
(a) Síncrona



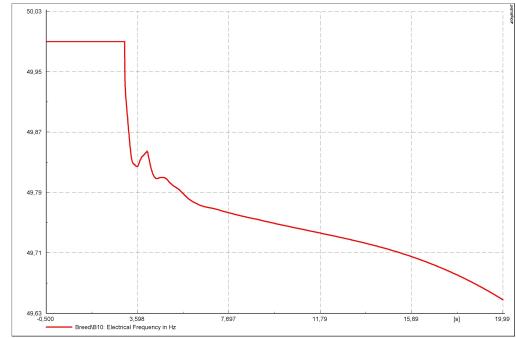
(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.1: Resposta em Frequência

## Teste sem Resposta do Sistema (Perda de Geração de 450MW)



(a) Síncrona



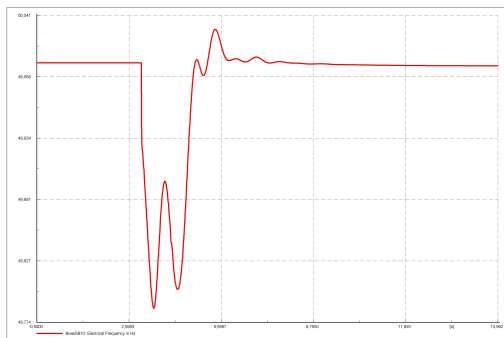
(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.2: Resposta em Frequência

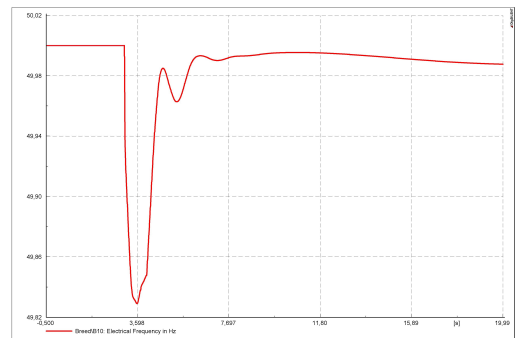
## 6.1 Gestão da procura

### 6.1.1 Reserva de 300MW

1 segundo após a perda de geração

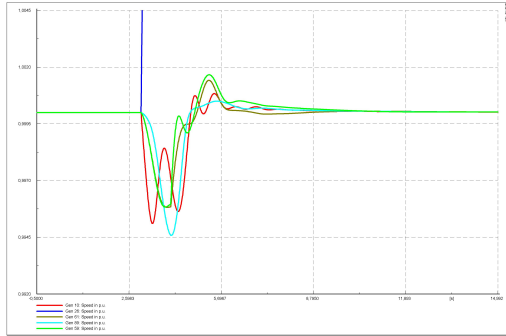


(a) Síncrona

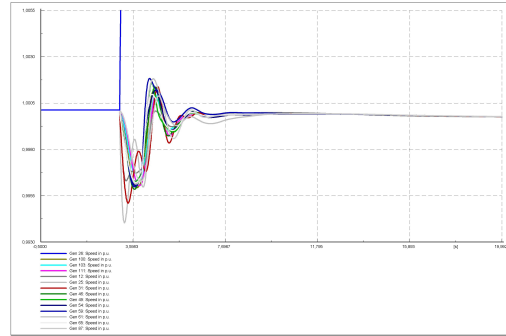


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.3: Resposta em Frequência

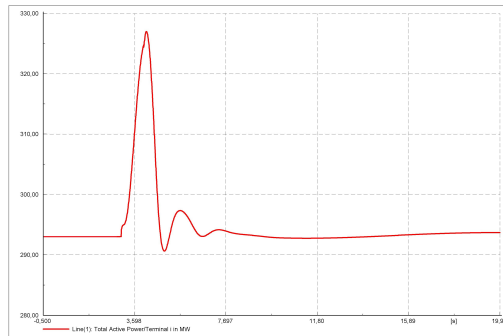


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

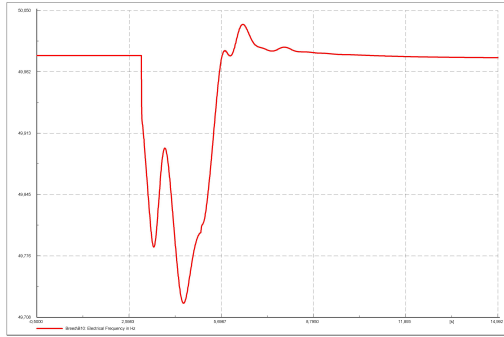
Figure 6.4: Velocidade angular dos geradores (pu)



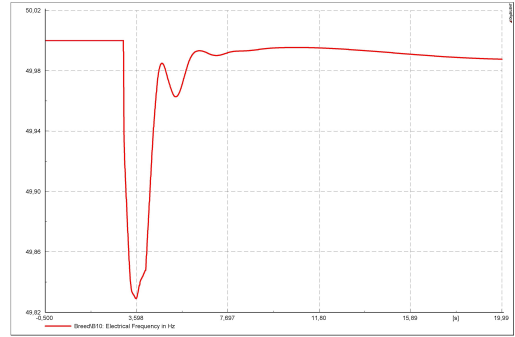
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.5: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

## 2 segundos após a perda de geração

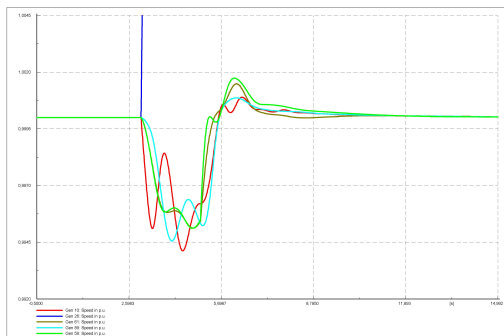


(a) Sincrona

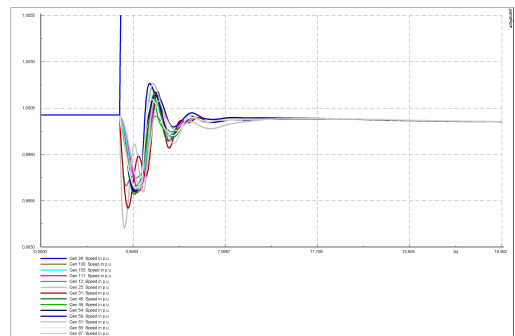


(b) Sincrona + Eólicas

Figure 6.6: Resposta em Frequência



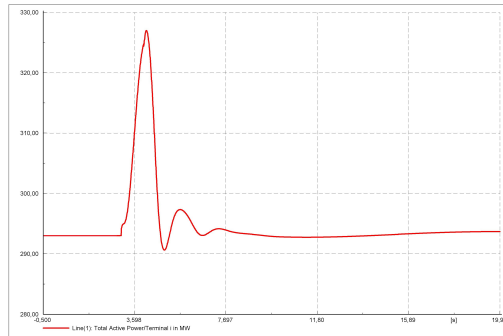
(a) Sincrona



(b) Sincrona + Eólicas

Figure 6.7: Velocidade angular dos geradores (pu)

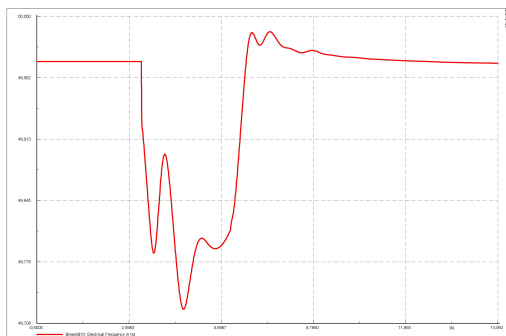




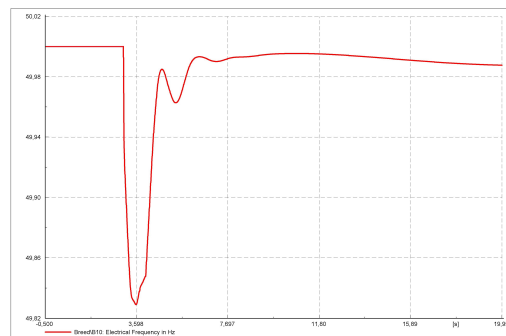
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.8: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

### 3 segundos após a perda de geração

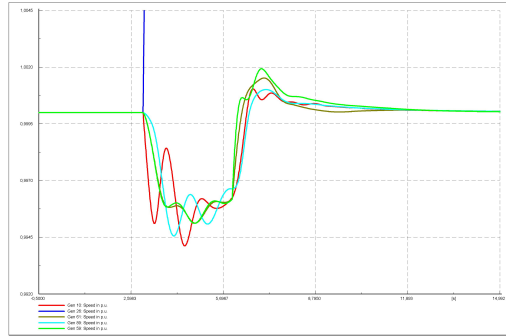


(a) Síncrona

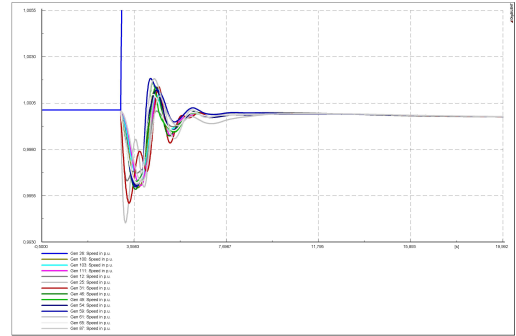


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.9: Resposta em Frequência

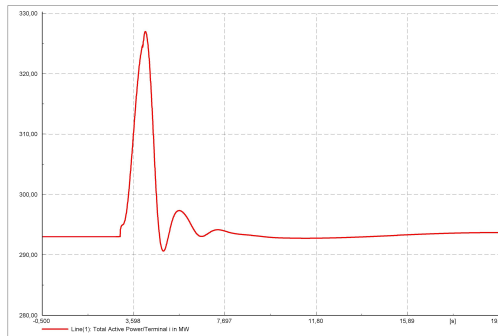


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.10: Velocidade angular dos geradores (pu)

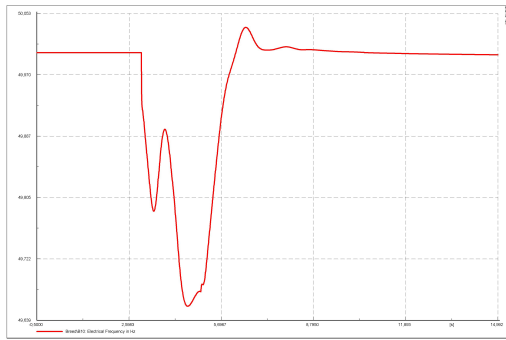


(a) Síncrona + Eólicas

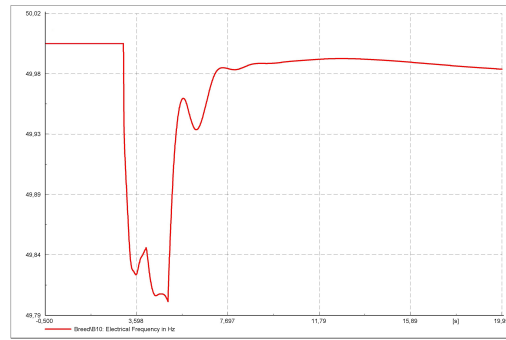
Figure 6.11: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

## 6.1.2 Reserva de 450MW

1 segundo após a perda de geração

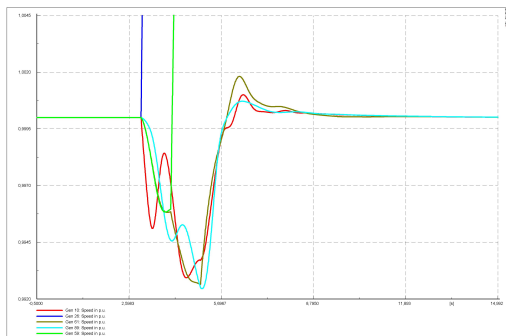


(a) Síncrona

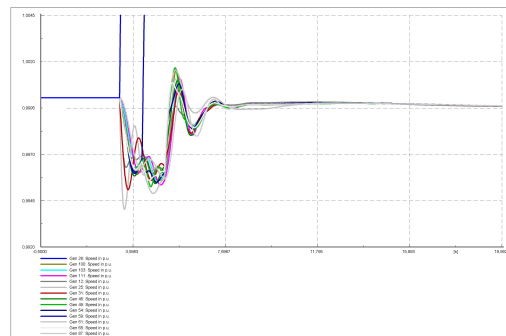


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.12: Resposta em Frequência

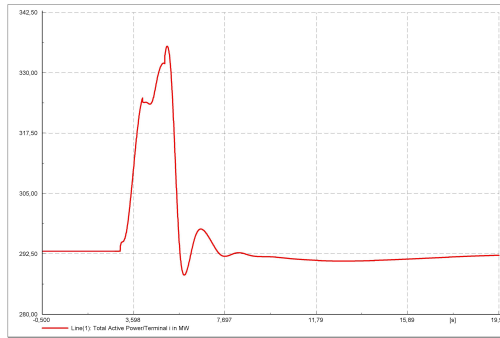


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

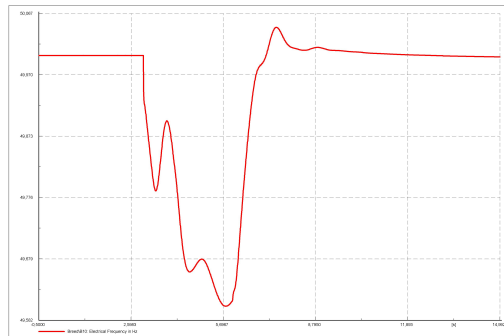
Figure 6.13: Velocidade angular dos geradores (pu)



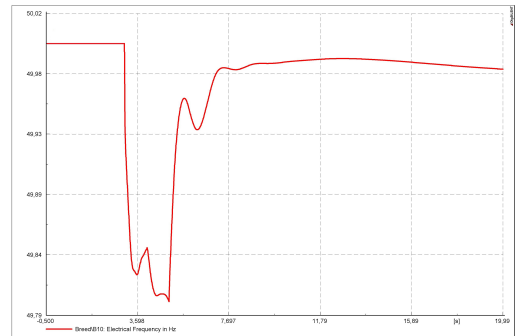
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.14: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

## 2 segundos após a perda de geração

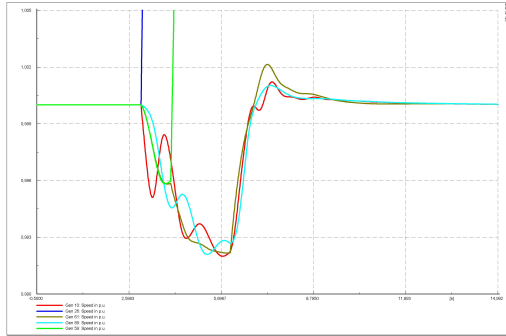


(a) Síncrona

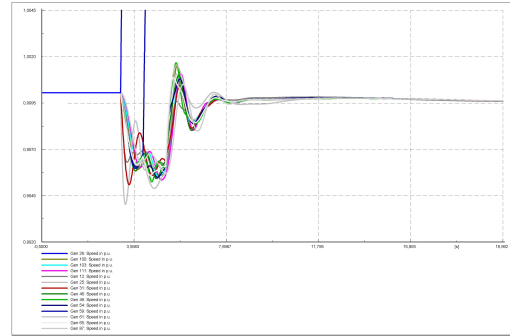


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.15: Resposta em Frequência

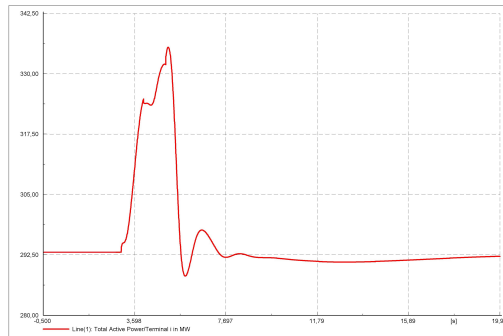


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

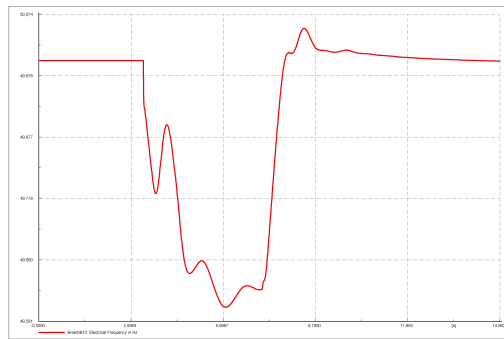
Figure 6.16: Velocidade angular dos geradores (pu)



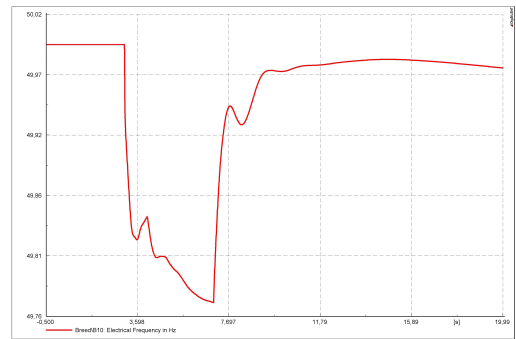
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.17: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

### 3 segundos após a perda de geração

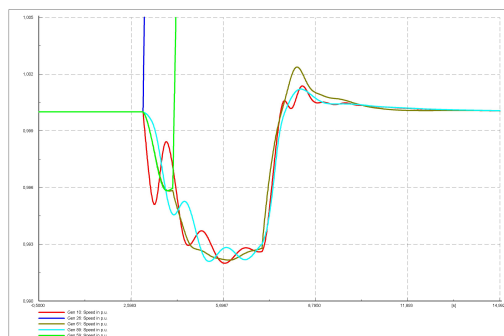


(a) Síncrona

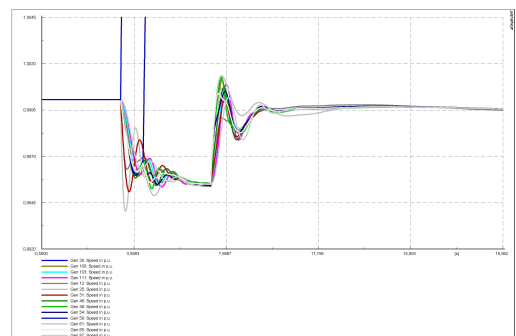


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.18: Resposta em Frequência

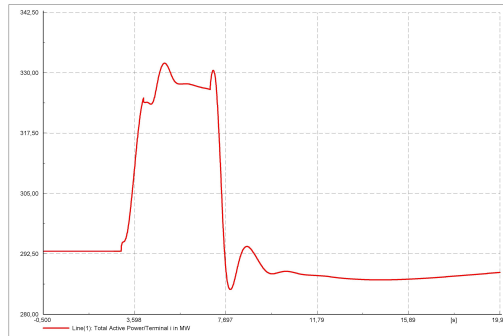


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.19: Velocidade angular dos geradores (pu)



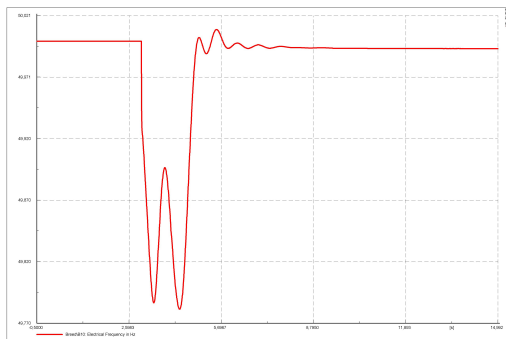
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.20: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

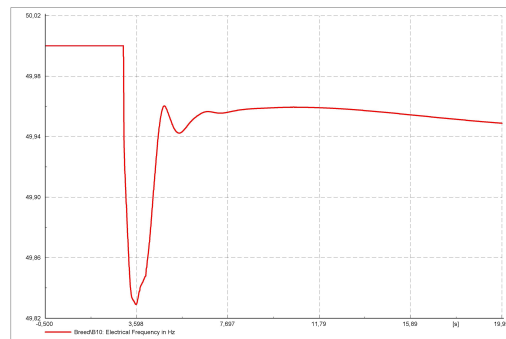
## 6.2 Sistema de armazenamento com baterias (BESS)

### 6.2.1 Reserva de 300MW

1 segundo após a perda de geração

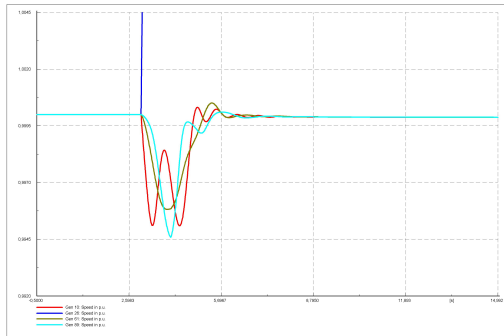


(a) Síncrona

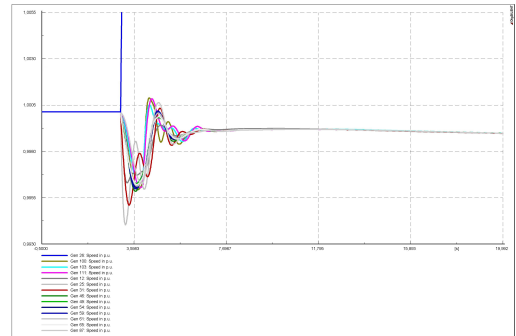


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.21: Resposta em Frequência

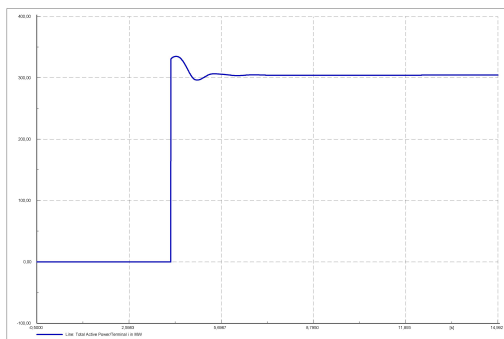


(a) Síncrona

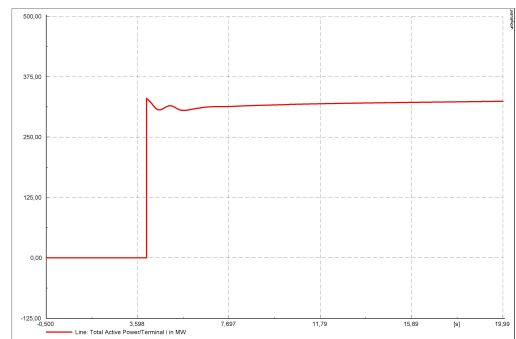


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.22: Velocidade angular dos geradores (pu)



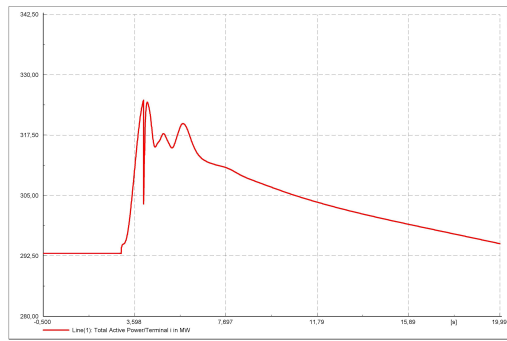
(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.23: Sistema de armazenamento de energia

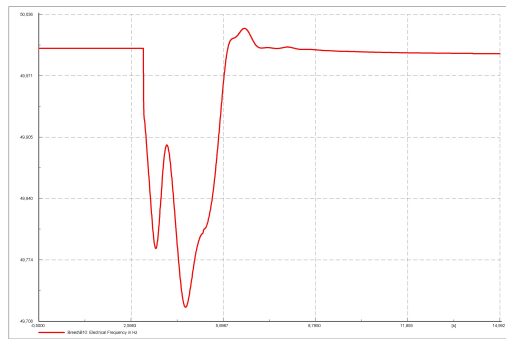




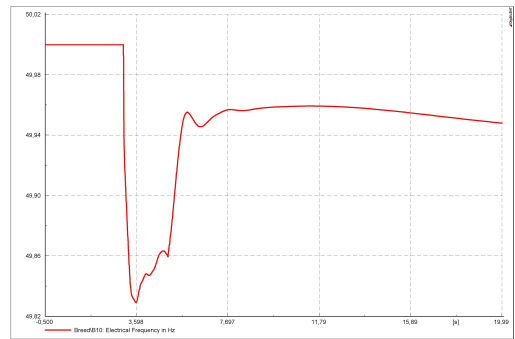
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.24: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

## 2 segundos após a perda de geração

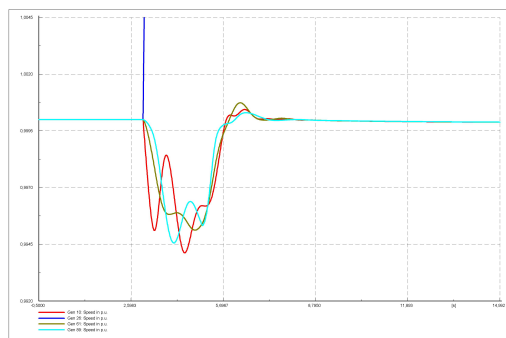


(a) Síncrona

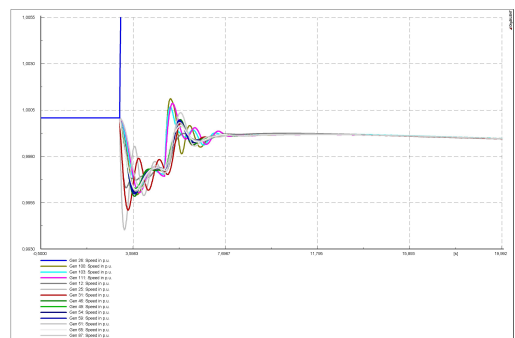


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.25: Resposta em Frequência

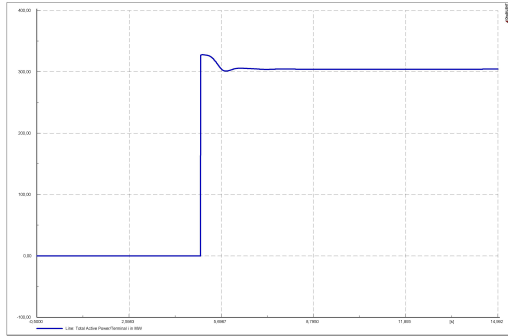


(a) Síncrona

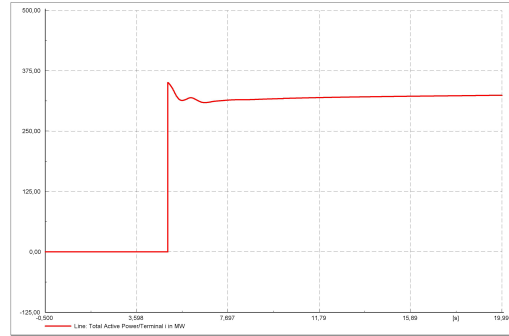


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.26: Velocidade angular dos geradores (pu)

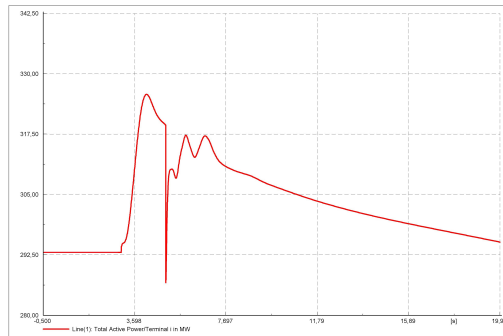


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

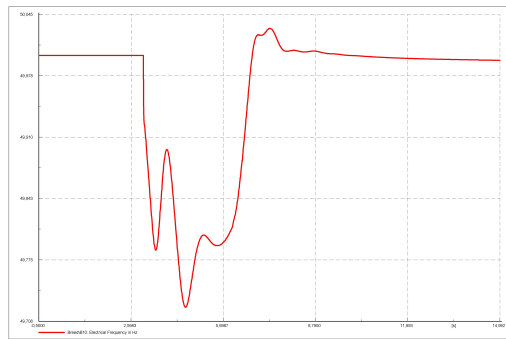
Figure 6.27: Sistema de armazenamento de energia



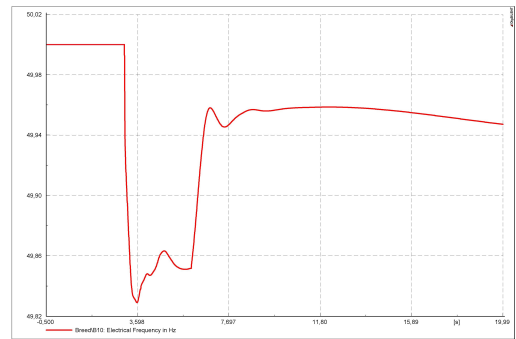
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.28: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

### 3 segundos após a perda de geração

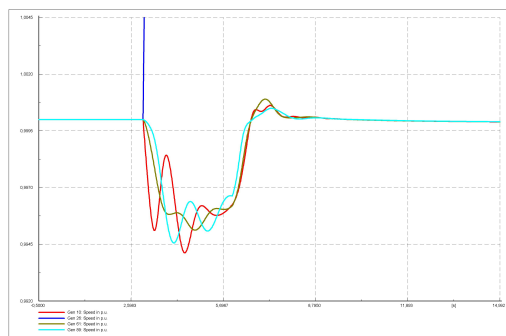


(a) Síncrona

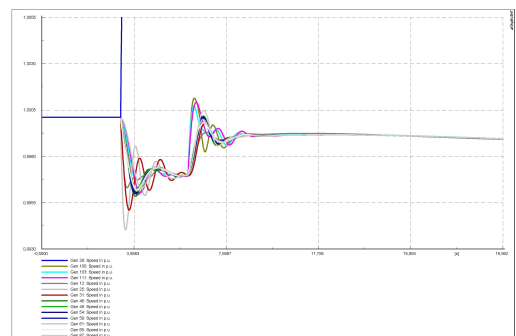


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.29: Resposta em Frequência

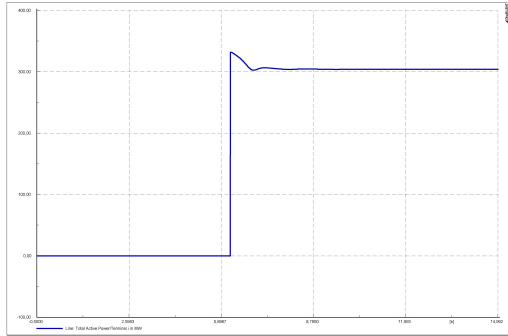


(a) Síncrona

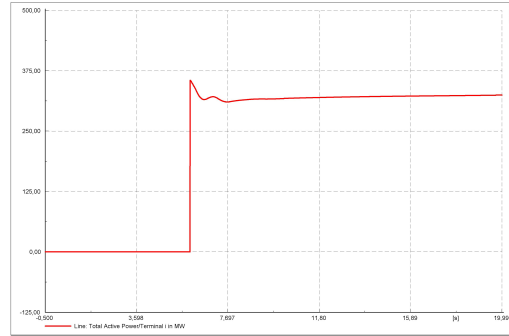


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.30: Velocidade angular dos geradores (pu)

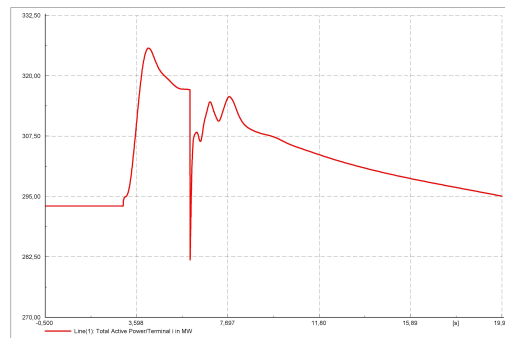


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.31: Sistema de armazenamento de energia



(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.32: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

## 6.2.2 Reserva de 450MW

1 segundo após a perda de geração

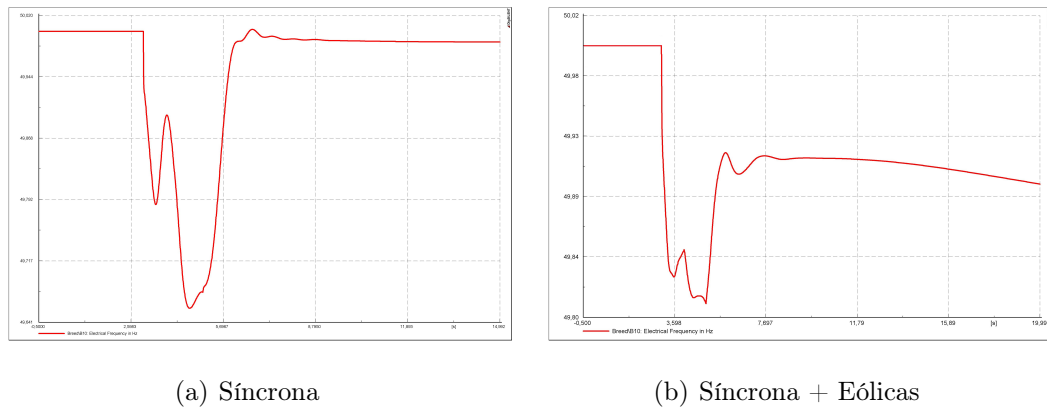


Figure 6.33: Resposta em Frequência

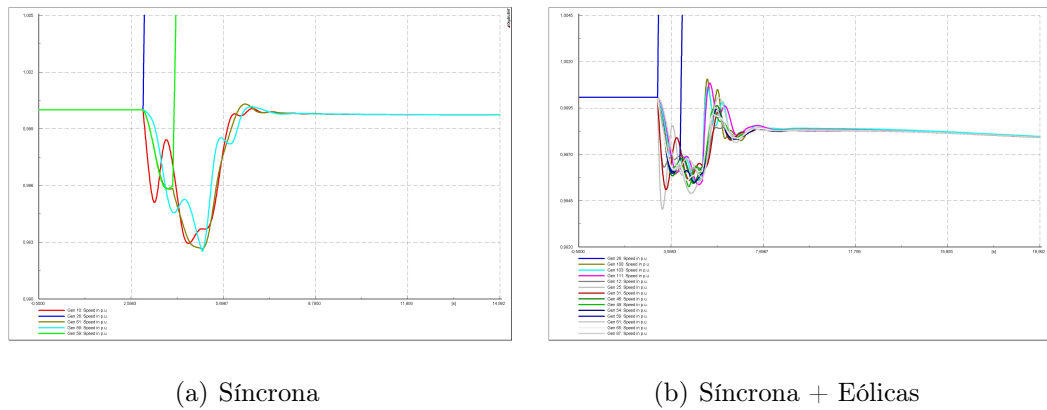
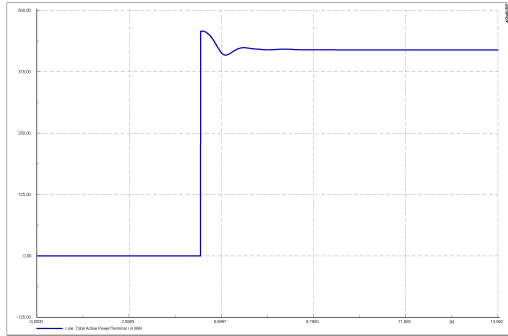
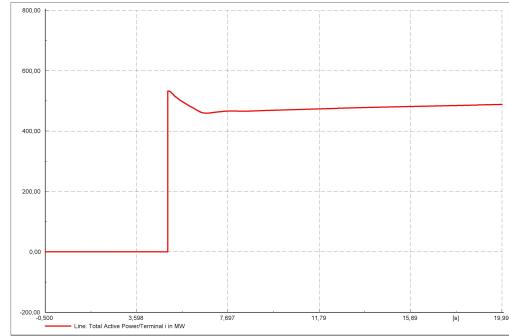


Figure 6.34: Velocidade angular dos geradores (pu)

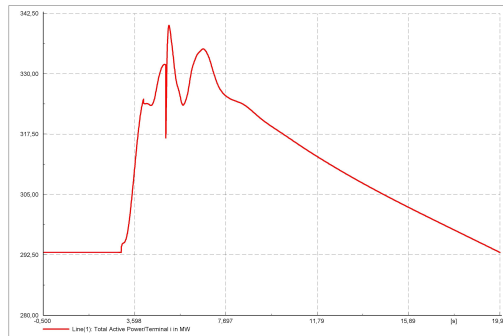


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

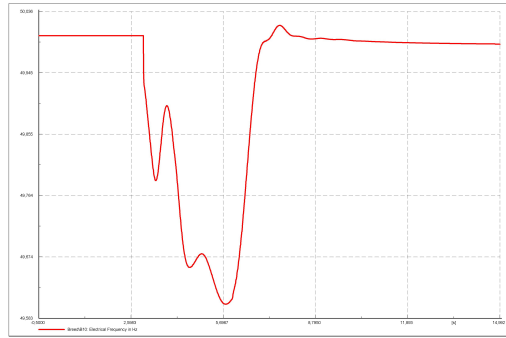
Figure 6.35: Sistema de armazenamento de energia



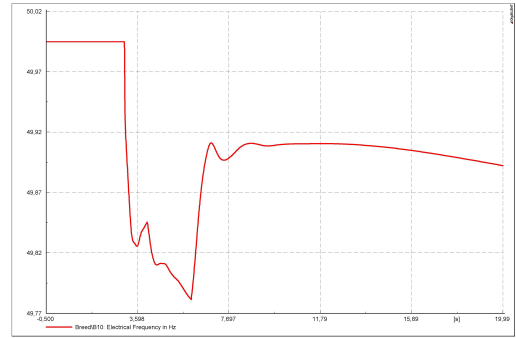
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.36: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

## 2 segundos após a perda de geração

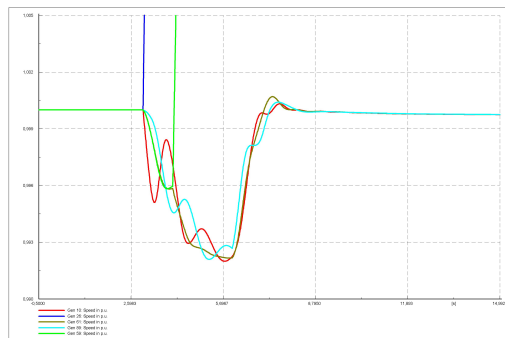


(a) Sincrona

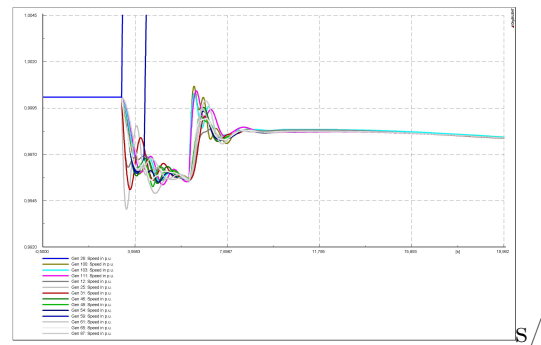


(b) Sincrona + Eólicas

Figure 6.37: Resposta em Frequência



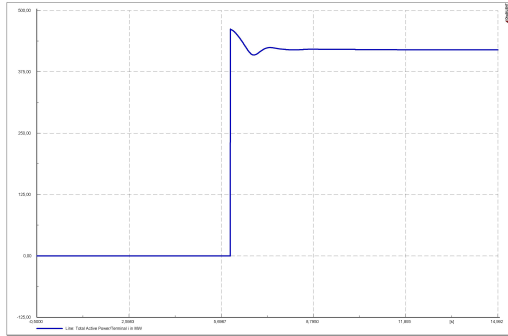
(a) Sincrona



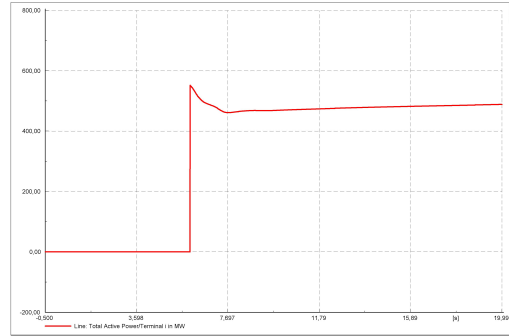
(b) Sincrona + Eólicas

Figure 6.38: Velocidade angular dos geradores (pu)



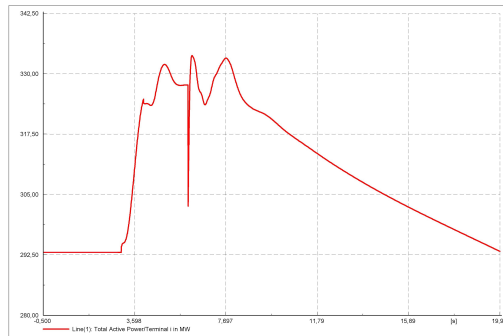


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

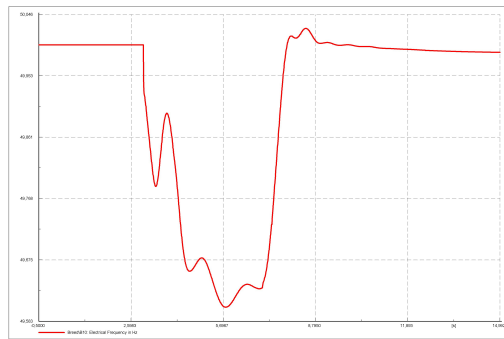
Figure 6.39: Sistema de armazenamento de energia



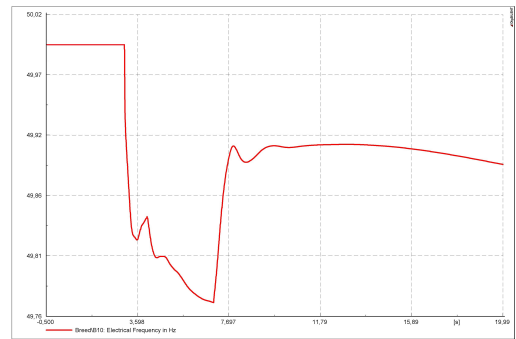
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.40: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW

### 3 segundos após a perda de geração

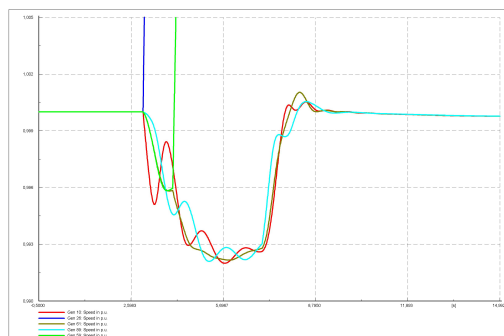


(a) Síncrona

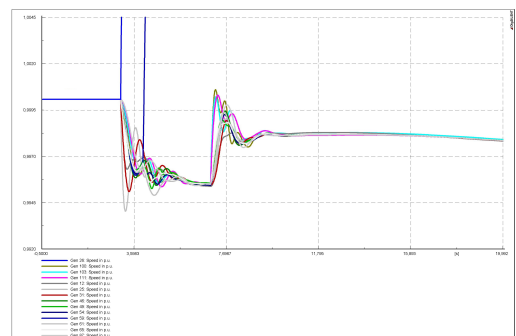


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.41: Resposta em Frequência

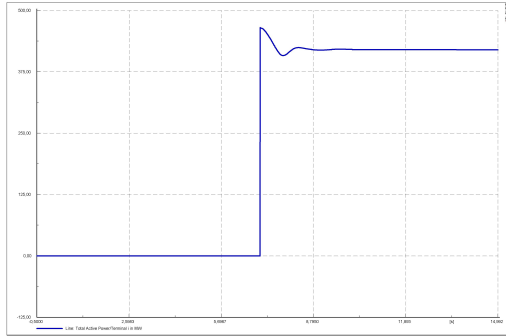


(a) Síncrona

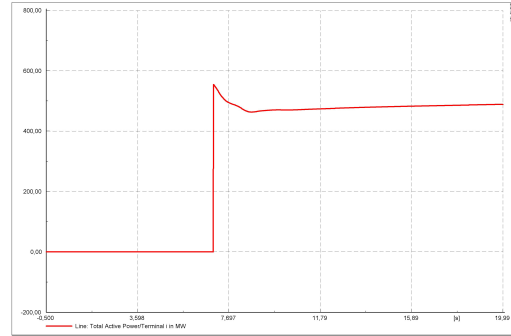


(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.42: Velocidade angular dos geradores (pu)

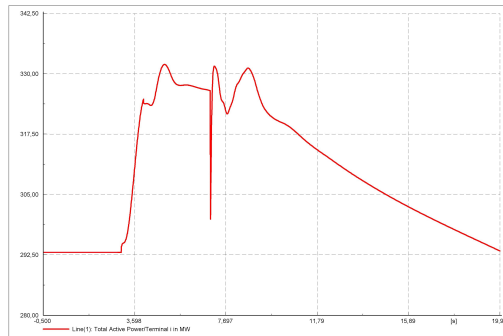


(a) Síncrona



(b) Síncrona + Eólicas

Figure 6.43: Sistema de armazenamento de energia



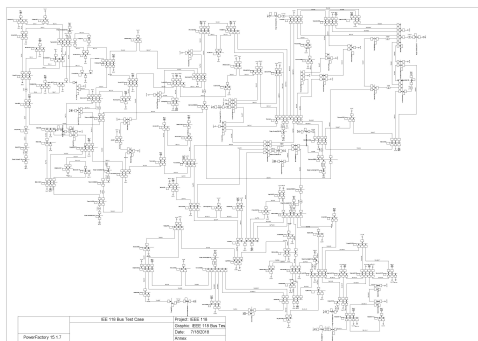
(a) Síncrona + Eólicas

Figure 6.44: Potencia fornecida por um parque eólico de 300MW



# Anexo B - Descrição do SEE

## 6.3 Sistema IEEE de 118 Barramentos



(a)

Project: 017177		Date: 8/8/2018																									
<table border="1"> <tr> <td colspan="2">Load Flow Calculation</td> <td colspan="2">Total System Summary</td> </tr> <tr> <td>AC Load Flow: Balanced</td> <td>Positive sequence</td> <td>No</td> <td>Automatic Model Adaptation for Convergence</td> </tr> <tr> <td>Conductor: 240</td> <td>No. of Instruments</td> <td>No</td> <td>Max. Single-line Load Flow Ratio For</td> </tr> <tr> <td>Constant: 0.000000</td> <td>Power Limits</td> <td>No</td> <td>Model Equations</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0.00 MVA</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0.10 s</td> </tr> </table>				Load Flow Calculation		Total System Summary		AC Load Flow: Balanced	Positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	Conductor: 240	No. of Instruments	No	Max. Single-line Load Flow Ratio For	Constant: 0.000000	Power Limits	No	Model Equations				0.00 MVA				0.10 s
Load Flow Calculation		Total System Summary																									
AC Load Flow: Balanced	Positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence																								
Conductor: 240	No. of Instruments	No	Max. Single-line Load Flow Ratio For																								
Constant: 0.000000	Power Limits	No	Model Equations																								
			0.00 MVA																								
			0.10 s																								
Total System Summary		Study Case: BASE CASE																									
		Access: / 1																									
No. of Substations	100	No. of Busses	118																								
No. of Line Taps	84	No. of Bus Taps	24																								
No. of Loads	91	No. of Sources	24																								
		No. of ZIP	12																								
Generation	= 4098.81 MW	1150.43 MW	4109.39 MW																								
Branches: loaded	= 3662.00 MW	1437.00 MW	3672.00 MW																								
Load Flow	= 3662.00 MW	1437.00 MW	3672.00 MW																								
Losses	= 76.00 MW	0.00 MW	3329.81 MW																								
Motor Loss	= 0.00 MW	0.00 MW	0.00 MW																								
Total Losses	= 438.81 MW	1237.00 MW																									
Line Capacity	= 1229.72 MW																										
Competition Use	= 1229.72 MW																										
Competition Use	= 1229.72 MW																										
Installed Capacity	= 4098.81 MW																										
Optimum Reserve	= 1770.18 MW																										
Total Power Factor:																											
Generation	= 0.95 [1]																										
Load/Motor	= 0.93 [1]																										

(b)

Figure 6.45: Sistema IEEE + Descrição

## 6.3.1 Respetivos Parâmetros

### 6.3.1.1 Maquinas Síncronas

Rated MVA	Machine-rated MVA; base MVA for impedances
Rated kV	Machine-rated terminal voltage in kV; base kV for impedances
$H$	Inertia constant in s
$D$	Machine load damping coefficient
$r_a$	Armature resistance in p.u.
$x_d$	Unsaturated $d$ axis synchronous reactance in p.u.
$x_q$	Unsaturated $q$ axis synchronous reactance in p.u.
$x'_d$	Unsaturated $d$ axis transient reactance in p.u.
$x'_q$	Unsaturated $q$ axis transient reactance in p.u.
$x''_d$	Unsaturated $d$ axis subtransient reactance in p.u.
$x''_q$	Unsaturated $q$ axis subtransient reactance in p.u.
$x_l$ or $x_p$	Leakage or Potier reactance in p.u.
$T'_{d0}$	$d$ axis transient open circuit time constant in s
$T'_{q0}$	$q$ axis transient open circuit time constant in s
$T''_{d0}$	$d$ axis subtransient open circuit time constant in s
$T''_{q0}$	$q$ axis subtransient open circuit time constant in s
$S(1.0)$	Machine saturation at 1.0 p.u. voltage in p.u.
$S(1.2)$	Machine saturation at 1.2 p.u. voltage in p.u.
$T_r$	Regulator input filter time constant in s
$K_a$	Regulator gain (continuous acting regulator) in p.u.
$T_a$	Regulator time constant in s
$V_{Rmax}$	Maximum regulator output, starting at full load field voltage in p.u.
$V_{Rmin}$	Minimum regulator output, starting at full load field voltage in p.u.
$K_e$	Exciter self-excitation at full load field voltage in p.u.
$T_e$	Exciter time constant in s
$K_f$	Regulator stabilizing circuit gain in p.u.
$T_f$	Regulator stabilizing circuit time constant in s
$E_1$	Field voltage value,1 in p.u.
$SE(E_1)$	Saturation factor at $E_1$
$E_2$	Field voltage value,2 in p.u.
$SE(E_2)$	Saturation factor at $E_2$
$P_{max}$	Maximum turbine output in p.u.
$R$	Turbine steady-state regulation setting or droop in p.u.
$T_1$	Control time constant (governor delay) in s
$T_2$	Hydro reset time constant in s
$T_3$	Servo time constant in s
$T_4$	Steam valve bowl time constant in s
$T_5$	Steam reheat time constant in s
$F$	Shaft output ahead of reheater in p.u.

Figure 6.46: Nomenclatura

TABLE III (1)					
IEEE 118-Bus-Monitored Test System Generator Data					
Type	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Default Unit no.	10119	26121	31121	31121	31121
(New Unit no.)	401131	121210	401235	261225	401234
Rated power (MVA)	500	125	330	410	75
Rated voltage (kV)	22	15.5	24	15.8	15.8
Rated pf	0.95	0.85	0.9	0.9	0.9
$T_{d0}$	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
$T_{d0}^*$	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
$X_d$	2.110	1.225	1.900	1.260	1.850
$X_d'$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_d''$	0.200	0.125	0.175	0.125	0.200
$X_q$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_q'$	0.215	0.134	0.215	0.134	0.215
$X_q''$	0.115	0.070	0.115	0.070	0.115
$X_{d0}$	0.1575	0.07875	0.1575	0.07875	0.1575
$X_{q0}$	0.1715	0.10895	0.1715	0.10895	0.1715
$T_{d0}^*$	0.0246	0.01536	0.0246	0.01536	0.0246
$T_{d0}''$	0.0123	0.00768	0.0123	0.00768	0.0123
$T_{d0}'''$	0.0079	0.00506	0.0079	0.00506	0.0079
$T_{d0}''''$	0.149	0.09425	0.149	0.09425	0.149

TABLE III (2)					
IEEE 118-Bus-Monitored Test System Generator Data					
Type	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Default Unit no.	54120	60120	60120	60120	60120
(New Unit no.)	101120	601120	601120	601120	601120
Rated power (MVA)	100	235	312	312	312
Rated voltage (kV)	13.8	20	24	24	24
Rated pf	0.8	0.85	0.9	0.9	0.9
$T_{d0}$	4.000	2.000	2.000	2.000	2.000
$T_{d0}^*$	0.025	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125
$X_d$	1.100	1.500	1.500	1.500	1.500
$X_d'$	0.100	0.140	0.140	0.140	0.140
$X_d''$	0.020	0.028	0.028	0.028	0.028
$X_q$	0.145	0.240	0.240	0.240	0.240

(a)

TABLE III (3)					
IEEE 118-Bus-Monitored Test System Generator Data					
Type	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Default Unit no.	10119	26121	31121	31121	31121
(New Unit no.)	401131	121210	401235	261225	401234
Rated power (MVA)	500	125	330	410	75
Rated voltage (kV)	22	15.5	24	15.8	15.8
Rated pf	0.95	0.85	0.9	0.9	0.9
$T_{d0}$	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
$T_{d0}^*$	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
$X_d$	2.110	1.225	1.900	1.260	1.850
$X_d'$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_d''$	0.200	0.125	0.175	0.125	0.200
$X_q$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_q'$	0.215	0.134	0.215	0.134	0.215
$X_q''$	0.115	0.070	0.115	0.070	0.115
$X_{d0}$	0.1575	0.07875	0.1575	0.07875	0.1575
$X_{q0}$	0.1715	0.10895	0.1715	0.10895	0.1715
$T_{d0}^*$	0.0246	0.01536	0.0246	0.01536	0.0246
$T_{d0}''$	0.0123	0.00768	0.0123	0.00768	0.0123
$T_{d0}'''$	0.0079	0.00506	0.0079	0.00506	0.0079
$T_{d0}''''$	0.149	0.09425	0.149	0.09425	0.149

(b)

TABLE III (4)					
IEEE 118-Bus-Monitored Test System Generator Data					
Type	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Default Unit no.	10119	26121	31121	31121	31121
(New Unit no.)	401131	121210	401235	261225	401234
Rated power (MVA)	500	125	330	410	75
Rated voltage (kV)	22	15.5	24	15.8	15.8
Rated pf	0.95	0.85	0.9	0.9	0.9
$T_{d0}$	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
$T_{d0}^*$	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
$X_d$	2.110	1.225	1.900	1.260	1.850
$X_d'$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_d''$	0.200	0.125	0.175	0.125	0.200
$X_q$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_q'$	0.215	0.134	0.215	0.134	0.215
$X_q''$	0.115	0.070	0.115	0.070	0.115
$X_{d0}$	0.1575	0.07875	0.1575	0.07875	0.1575
$X_{q0}$	0.1715	0.10895	0.1715	0.10895	0.1715
$T_{d0}^*$	0.0246	0.01536	0.0246	0.01536	0.0246
$T_{d0}''$	0.0123	0.00768	0.0123	0.00768	0.0123
$T_{d0}'''$	0.0079	0.00506	0.0079	0.00506	0.0079
$T_{d0}''''$	0.149	0.09425	0.149	0.09425	0.149

(c)

TABLE III (5)					
IEEE 118-Bus-Monitored Test System Generator Data					
Type	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Default Unit no.	54120	60120	60120	60120	60120
(New Unit no.)	101120	601120	601120	601120	601120
Rated power (MVA)	100	235	312	312	312
Rated voltage (kV)	13.8	20	24	24	24
Rated pf	0.8	0.85	0.9	0.9	0.9
$T_{d0}$	4.000	2.000	2.000	2.000	2.000
$T_{d0}^*$	0.025	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125
$X_d$	1.100	1.500	1.500	1.500	1.500
$X_d'$	0.100	0.140	0.140	0.140	0.140
$X_d''$	0.020	0.028	0.028	0.028	0.028
$X_q$	0.145	0.240	0.240	0.240	0.240

(d)

TABLE III (6)					
IEEE 118-Bus-Monitored Test System Generator Data					
Type	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Default Unit no.	10119	26121	31121	31121	31121
(New Unit no.)	401131	121210	401235	261225	401234
Rated power (MVA)	500	125	330	410	75
Rated voltage (kV)	22	15.5	24	15.8	15.8
Rated pf	0.95	0.85	0.9	0.9	0.9
$T_{d0}$	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
$T_{d0}^*$	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
$X_d$	2.110	1.225	1.900	1.260	1.850
$X_d'$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_d''$	0.200	0.125	0.175	0.125	0.200
$X_q$	0.400	0.250	0.400	0.250	0.400
$X_q'$	0.215	0.134	0.215	0.134	0.215
$X_q''$	0.115	0.070	0.115	0.070	0.115
$X_{d0}$	0.1575	0.07875	0.1575	0.07875	0.1575
$X_{q0}$	0.1715	0.10895	0.1715	0.10895	0.1715
$T_{d0}^*$	0.0246	0.01536	0.0246	0.01536	0.0246
$T_{d0}''$	0.0123	0.00768	0.0123	0.00768	0.0123
$T_{d0}'''$	0.0079	0.00506	0.0079	0.00506	0.0079
$T_{d0}''''$	0.149	0.09425	0.149	0.09425	0.149

(e)

TABLE III (7)					
IEEE 118-Bus-Monitored Test System Generator Data					
Type	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Default Unit no.	54120	60120	60120	60120	60120
(New Unit no.)	101120	601120	601120	601120	601120
Rated power (MVA)	100	235	312	312	312
Rated voltage (kV)	13.8	20	24	24	24
Rated pf	0.8	0.85	0.9	0.9	0.9
$T_{d0}$	4.000	2.000	2.000	2.000	2.000
$T_{d0}^*$	0.025	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125
$X_d$	1.100	1.500	1.500	1.500	1.500
$X_d'$	0.100	0.140	0.140	0.140	0.140
$X_d''$	0.020	0.028	0.028	0.028	0.028
$X_q$	0.145	0.240	0.240	0.240	0.240

(f)

Figure 6.47: Parâmetros das Maquinas Síncronas





