



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP



Henrique Manuel Rendall Évora

Controlador Difuso para Estabilização de Redes Isoladas

Porto, 2002

CONTROLADOR DIFUSO PARA ESTABILIZAÇÃO DE REDES ISOLADAS

Henrique Manuel Rendall Évora

**Licenciado em Engenharia Electrotécnica
pela Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra,
Coimbra - Portugal**

**Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos
do programa do curso de
Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(área de especialização de Sistemas de Energia)**

Porto, Agosto 2002

Universidade do Porto	
Faculdade de Engenharia	
Biblioteca	
Nº 65277	H
CDU	
Data 25.1.2003	

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar quero endereçar um especial agradecimento ao meu orientador, Professor Vladimiro H. Miranda, por ter acreditado em mim, desde o início, para levar em frente este mestrado. Sem a sua preciosa colaboração esta dissertação não seria possível. Agradeço-lhe também por ter me acompanhado e incentivado ao longo deste dois anos neste desafio que agora termino.

Um especial agradecimento vai para o Professor João Abel Peças Lopes, pelos preciosos esclarecimentos, nomeadamente, relativos as características e comportamentos dinâmicos dos sistemas eléctricos de energia, particularmente nas redes isoladas.

Um especial agradecimento também vai para o Professor Manuel Matos, pelas constantes motivações e estímulos que, de uma forma directa ou indirectamente, espalhava dentro da unidade de energia do INESC.PORTO, e que fazia-me acreditar mais no meu trabalho.

Agradeço também a Helena Vasconcelos, pelo precioso apoio que ela me deu, sobretudo a nível de documentação de apoio e pesquisa bem como a nível de software. Por estas mesmas razões, estendo estes agradecimentos também ao Jorge Pereira e ao João Luís.

Agradeço a todos os meus colegas da unidade de energia do INESC.PORTO, que de uma forma ou de outra contribuíram para aumentar as minhas motivações. A eles também agradeço pela sua camaradagem que me proporcionaram nesta unidade.

Agradeço também ao INESCO-PORTO pelas excelentes condições de trabalho e logísticos que me proporcionou.

E como não podia deixar de ser, um agradecimento muito especial a minha família, que me deu todo o apoio desde o momento em que decidi fazer este mestrado.

ÍNDICE

RESUMO	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUÇÃO.....	3
1.1. Objectivos da Tese	4
1.2. Estrutura da Tese	5
2. SISTEMAS DE INFERÊNCIA DIFUSA.....	6
2.1. Introdução	6
2.2. Fundamentos da Teoria dos Conjuntos Difusos.....	7
2.2.1. Fundamentos	7
2.2.2. Propriedades e Operadores com Conjuntos Difusos.....	8
2.2.3. Relação Difusa	10
2.2.4. Variáveis Linguísticas	10
2.2.5. Colapso de um Conjunto Difuso	11
2.3. Sistemas de Inferência Difusa	12
2.3.1. Constituição de um FIS	12
2.3.2. Tipos de FIS	16
2.3.2.1. Sistema Difuso do tipo Mamdani	16
2.3.2.2. Sistema Difuso do tipo TSK	16
2.4. Aplicações de sistemas difusos	18
3. PROBLEMA DE DESLASTRE DE CARGA.....	19
3.1. Introdução	19
3.2. Estratégias de Corte de Carga.....	20
3.3. Deslastre de Carga nos Sistemas Isolados	22
3.4. Redes de Cabo Verde.....	23
3.4.1. Caracterização das rede de Cabo Verde	23
3.4.2. Rede Eléctrica da Ilha de S. Vicente.....	24
3.4.3. Problemas de Estabilidade da Rede de S. Vicente.....	25
4. GERAÇÃO DOS CONJUNTOS DE TREINO, VALIDAÇÃO E	
TESTE	26
4.1. Introdução	26
4.2. Metodologia Utilizada.....	26
4.3. Especificações e Módulos de Simulação	28
4.3.1. Especificação dos Ficheiros de Entrada de Dados.....	28
4.3.2. Modelização da Rede Eléctrica do Sistema	28
4.3.2.1. Introdução	28
4.3.2.2. Módulo de Fluxo de Potências.....	29
4.3.2.3. Módulo de Análise Dinâmica	30

4.4	Simulação de Perturbações	33
4.4.1.	Caracterização de Cenários	33
4.4.2.	Tipos de Perturbação	33
4.4.3.	Parâmetros de Perturbação	35
4.4.4.	Análise dos Resultados	37
4.5	Conjuntos de Treino e de Teste	39
5.	CONSTRUÇÃO DO FIS – TSK E RESULTADOS.....	41
5.1.	Introdução	41
5.2.	Uso do ANFIS para obter os Pesos definidores do FIS – TSK	41
5.2.1.	Considerações Gerais.....	41
5.2.2.	Variáveis de Entrada.....	42
5.2.2.1.	Taxa de Variação da Frequência no tempo	43
5.2.2.2.	Menor Variação da Tensão	44
5.2.2.3.	Potência activa gerada	45
5.2.3.	Variável de Saída e Conjuntos de Treino e de Teste	46
5.2.3.1.	Variável de Saída.....	46
5.2.3.2.	Conjuntos de Treino e de Teste	48
5.2.4.	“Settings do programa”	50
5.3.	Resultados do FIS.....	51
5.3.1.	Resultados obtidos	51
5.3.2.	Análise dos Resultados	52
5.4.	Conclusões.....	55
6.	CONCLUSÕES.....	56
6.1.	Proposta de Arquitectura de um Sistema Complementar	56
6.2.	Perspectivas de Futuro	59
	REFERÊNCIAS	60
	ANEXOS	63

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Variável Linguística Temperatura	11
Figura 2.2 – Representação genérica de um FIS que para n variáveis de entrada difusas gera um peso como saída	12
Figura 2.3 – Diagrama esquemático da estrutura de um controlador difuso	13
Figura 2.4 – Representação esquemática de um mecanismo de inferência para dois antecedentes e um consequente com 9 regras	14
Figura 2.5– Representação Gráfica de uma função de pertença Gaussiana com dois parâmetros, m e d	15
Figura 3.1 – Cenário de Potência Instalada previsto para 2003 – S. Vicente	24
Figura 3.2 – Diagrama Unifilar da Rede Eléctrica de S. Vice	24a
Figura 4.1 – Evolução da frequência, sem Corte de Carga -Curto-circuito na linha n.º 66	38
Figura 4.2 – Evolução da frequência, com Corte de Carga -Curto-circuito na linha n.º 66	39
Figura 5.1 – Representação genérica do Controlador Difuso	42
Figura 5.2 – Representação gráfica das funções de pertença relacionadas com a variável de entrada difusa TaxVarf	44
Figura 5.3 – Representação gráfica das funções de pertença relacionadas com a variável de entrada difusa <i>menor ΔV</i>	45
Figura 5.4 – Representação gráfica das funções de pertença relacionadas com a variável de entrada difusa <i>Pgerada</i>	46
Figura 5.5 – Curto-circuito no barramento n.º 118 sem corte de carga	54
Figura 5.6 – Curto-circuito no barramento n.º 118 com corte de carga – Valor “alvo	54
Figura 5.7 – Curto-circuito no barramento n.º 118 com corte de carga – Valor “output do FIS”	55
Figura 6.1 – Diagrama de blocos da arquitectura do “Controlador Dedicado	58
Figura B.2.1 – Circuito equivalente por fase em π da máquina assíncrona	78
Figura B.2.2 – Modelo convencional em π de linha ou cabo	79
Figura B.2.3 – Diagrama de blocos de regulador de tensão IEEE tipo 1	86

Figura B.2.4 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade (modelo com controlo PI)	87
Figura B.2.5 – Turbina térmica simples	87

Lista de Tabelas:

Tabela 4.1 – Parâmetros especificados para cada tipo de barramento	30
Tabela 4.2 – Tipos de Perturbações simuladas na rede eléctrica de S. Vicente	34
Tabela 4.3 – Dados e parâmetros de simulação de curto-circuito na linha 66	37
Tabela 4.4 – Resultados da simulação de curto-circuito na linha 66	38
Tabela 5.1 – Valores para os parâmetros m e d das sete funções de pertinência gaussianas relacionadas com a variável de entrada difusa Taxvarf	44
Tabela 5.2 – Valores para os parâmetros m e d das sete funções de pertinência gaussianas relacionadas com a variável de entrada difusa menorDV	45
Tabela 5.3 – Valores para os parâmetros m e d das sete funções de pertinência gaussianas relacionadas com a variável de entrada difusa Pgerada	46
Tabela 5.4 – Pesos e Variaveis de saída do FIS	47
Tabela 5.5 – Conjunto de treino para o FIS	49
Tabela 5.6 – Conjunto de teste para o FIS	50
Tabela 5.7 – Resultados do processo de Treino do sistema FIS	51
Tabela 5.8 – Resultados do processo de Teste do sistema FIS	52
Tabela 5.9 – Resultados da verificação dos casos de insucesso	53
Tabela 6.1 – n possíveis saídas a deslastrar, para um dado valor de carga a cortar	57

RESUMO

A dificuldade, ou a impossibilidade, de se obter todas as informações e de equacionar a realidade imprecisa do mundo, levou alguns cientistas a propor lógicas alternativas que seriam mais propícias à representação daquele mundo particular. Uma destas proposições é o conceito dos Conjuntos Difusos, introduzido por Zedeh, em 1965.

Nesta dissertação é apresentada uma aplicação possível da **Lógica dos Conjuntos Difusos** numa estratégia de corte de carga devido à variação da frequência, para cada condição de operação e perturbação do Sistema Eléctrico de Energia.

A metodologia utilizada baseia-se no princípio dos **Sistemas de Inferência Difusa** (em inglês, Fuzzy Inference System - FIS), proposto por Takagi, Sugeno e Kang, conhecido como **modelo TSK** na literatura dos sistemas difusos. Este modelo consiste numa arquitectura do tipo ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System). O *Controlador Difuso* proposto neste trabalho, que resulta da aplicação deste princípio, determina o valor mínimo de carga a deslastrar, se ocorrer um grande desequilíbrio Geração-Carga, de modo a evitar o colapso do sistema.

A rede Eléctrica da ilha de S. Vicente – Cabo Verde foi utilizada para testar e avaliar o procedimento desenvolvido nesta dissertação. Esta rede caracteriza-se como “**Rede Isolada**” com uma forte componente de produção eólica.

Neste trabalho faz-se o estudo da rede usando um programa de simulação do Fluxo de Potências e de Análise Dinâmica, desenvolvida no INESC-PORTO, designado PLANSYS. Com esta programa simulam-se perturbações de vários tipos na rede com o propósito de analisar o comportamento da frequência do sistema.

ABSTRACT

The difficulty, or the impossibility, to obtain all information and to formulate the accurate of word reality, made the scientists to propose alternative logics witch are more adequate to represent that particular word. One of these proposals is the concept of **Fuzzy Sets**, introduced by Zedeh, in 1965.

In this dissertation is represented a possible application of the **Fuzzy Logic** in an under-frequency load shedding strategy, for a given operation condition and disturbance of power system.

The approach used is based on the principle of **Fuzzy Inference System – FIS**, proposed by Takagi, Sugeno and Kang, known as **the TSK model**, in fuzzy system literature. This model consist in an architecture type ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System). The aims of the *Fuzzy Controller* proposed in this thesis, that result from application from this approach, is to find the minimum value of load to be shed, if a large load imbalance occurs in the system, to avoid system collapse.

The S. Vicente – CV Network was utilized for testing and evaluating the procedure developed within this dissertation. The S. Vicente – CV Network is characterized by a ***Isolated Power System*** with high wind penetration.

This work use a software to simulate the Load Flow and Dynamic Analysis developed on INESC-PORTO, named PLANSYS. With this program we simulate different kind of disturbance to evaluate the behavior of the system frequency.

1. INTRODUÇÃO

As sociedades modernas estão cada vez mais dependentes da energia e em particular da energia eléctrica, pelo que hoje os Sistemas Eléctricos de Energia (S.E.E.) são extraordinariamente complexos de modo a que os consumos possam ser satisfeitos com um elevado grau de continuidade e de qualidade de serviço. Assim, na exploração de um S.E.E. há necessidade de garantir a capacidade do sistema alimentar as cargas de forma contínua e com as características de tensão e frequência dentro dos valores contratuais. Isto significa que a tensão e a frequência embora possam variar, têm que ser mantidas dentro dos valores apertados de tolerância, para que o equipamento dos consumidores possa funcionar de uma maneira satisfatória. O centro de despacho tem exactamente por objectivo monitorizar o estado do Sistema Eléctrico de modo que tal objectivo seja atingido [1.1].

A ocorrência de um curto-circuito numa linha ou num barramento, a saída de serviço de linhas ou geradores, o aumento gradual da carga do sistema, podem ser alguns dos incidentes que podem ocorrer num S.E.E., e que podem contribuir de forma decisiva para a perda de sincronismo das máquinas síncronas do sistema. Se a perturbação for pequena e de curta duração o sistema tende a voltar ao mesmo ponto de funcionamento o que já não acontece se a perturbação for de longa duração. Por outro lado, se surgir um desequilíbrio entre a carga do sistema e a potência que estava a ser fornecida ao sistema, a exploração do mesmo terá que ser continuada noutro ponto de funcionamento do sistema (outro despacho). Todas as máquinas síncronas terão porém que continuar a funcionar em sincronismo para que o sistema continue a ser estável. Os estudos de estabilidade procuram determinar o comportamento das máquinas síncronas após a ocorrência da perturbação.

Pode entender-se a estabilidade de um S.E.E. como a capacidade do sistema para voltar a uma forma estável de funcionamento depois de ter sofrido uma perturbação.

Se considerarmos um sistema em regime não estacionário, admitindo a existência de desequilíbrios que provocam fenómenos de oscilação dos valores das variáveis de estado, estaremos perante fenómenos de carácter dinâmico e, em geral, transitório. Nestas condições observam-se oscilações nas tensões, na velocidade de rotação das máquinas, nos fluxos de potência e nas correntes, com características particulares dependendo da causa que deu origem a esses fenómenos e da forma como se procura intervir para minorar os seus efeitos (actuações de protecções, por exemplo). Podem dar origem a perturbações na frequência, em primeiro lugar, dando azo a que as diversas máquinas girantes (em particular os geradores) deixem de girar em sincronismo. Isto é, face uma “sacudidela” do sistema eléctrico (provocada por exemplo por um curto-circuito, seguido da actuação de uma protecção que, disparando um disjuntor, interrompe bruscamente o fluxo de potência numa determinada zona da rede) pode acontecer que os vários geradores sintam de formas diversas essa perturbação e reajam diferenciadamente: por exemplo, alguns acelerando e outros reduzindo velocidade. Uma máquina que se acelera, é porque há um desequilíbrio (ainda que temporário) no balanço de energia no sistema,

havendo excesso de potência primária face à carga. E, caso esse desequilíbrio não for corrigido a tempo, a máquina pode acelerar a sua rotação a um ponto que coloque a sua integridade mecânica em risco, o que não se pode admitir.

Há situações em que o sistema, após uma perturbação, oscila mas retoma um ponto de equilíbrio, e há casos em que, após uma perturbação, o jogo das energias conduz a uma situação instável e à perda de sincronismo, com algumas máquinas com tendência para parar e outras com tendência para acelerar interminavelmente, provocando o disparo em cadeia dos sistemas de protecção e o consequente colapso do sistema – situação totalmente indesejável, não só pelo corte de energia que origina (nos casos mais dramáticos originando “apagões” regionais ou nacionais, ditos também “blackouts”), como pela dificuldade e longo tempo que se revelam necessários para recuperar a alimentação da totalidade das cargas do sistema [1.2].

O procedimento de corte de carga no S.E.E. (Load Shedding, em inglês) constitui uma medida de recurso para evitar que os valores de regulação dos relés de frequência sejam ultrapassados na sequência da ocorrência de uma perturbação, evitando deste modo o colapso de frequência do sistema. Na presente dissertação discute-se precisamente a forma de conseguir que este deslastre de carga seja mínimo, com base na Lógica Difusa ou Teoria dos Conjuntos Difusos.

1.1. Objectivos da Tese

O trabalho desta tese tem por objectivo mostrar uma aplicação possível dos Sistemas de Inferência Difusa numa estratégia de corte de carga devido à variação da frequência de um sistema, na sequência da ocorrência de uma perturbação na rede. O tipo de rede estudado será o de “Rede Isolada”, com uma aplicação a redes em Cabo Verde.

Pretende-se que, a partir de um controlador difuso cujas entradas são variáveis características que se relacionam com eventuais perturbações, seja determinada a mínima quantidade de carga a ser deslastrada, o suficiente para evitar o colapso de frequência do sistema.

Este controlador receberá informações, em vários pontos da rede, através de um “Sistema Dedicado” de recolha de informação (grandezas eléctricas medidas) e seu envio imediato e muito eficaz (por exemplo, por meio de fibra óptica), e determina imediatamente qual a quantidade de carga a deslastrar. Um dispositivo complementar, a implementar posteriormente, deverá determinar quais os relés que devem ser accionados para efectivar o corte, e sua localização.

O propósito da dissertação é, pois, testar o conceito de gestão centralizada dos deslastes de carga, por oposição ao conceito clássico de actuação independente de relés.

Não se pretende efectuar ou apresentar um “trabalho acabado” mas sim abrir portas para a exploração de um novo conceito, pela apresentação de resultados motivadores e convincentes e que justifiquem uma investigação posterior mais aprofundada.

1.2. Estrutura da Tese

O capítulo 2 desta tese apresenta uma explicação de forma sintética dos conceitos relacionados com a lógica difusa, seus fundamentos e algumas das suas propriedades mais importantes. Na parte final deste capítulo descreve-se ainda o princípio dos Sistemas de Inferência Difusa (em inglês, Fuzzy Inference System - FIS).

No capítulo 3 faz-se uma abordagem do problema do deslastre de carga, como uma medida de prevenção para minimizar as possibilidades de colapso de frequência de um Sistema Eléctrico de Energia. Em seguida faz-se referência, de forma sintetizada, a artigos escritos por alguns investigadores sobre as estratégias de deslastre de carga. Finalmente, ainda neste capítulo, caracteriza-se a rede eléctrica da ilha de S. Vicente – Cabo Verde, que é o objecto de estudo desta tese.

No capítulo 4 explica-se como foram gerados os conjuntos de treino, validação e teste que posteriormente serão utilizados no capítulo 5. Inicialmente descreve-se como se fez a modelização da rede eléctrica que serviu de objecto de estudo nesta tese, a partir dos módulos de especificação do programa Plansys desenvolvido no INESC-PORTO. Finalmente, e após a simulação das perturbações na rede, constroem-se os conjuntos de treino, validação e teste.

No capítulo 5 mostra-se os procedimentos para a construção do sistema de inferência difusa – FIS proposto por Takagi, Sugeno e Kang, conhecido como modelo TSK na literatura dos sistemas difusos. Este modelo baseia numa arquitectura do tipo ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System). Após a descrição das variáveis de entrada e da forma como se obtêm os pesos para a saída do FIS, apresentam-se tabelas com os resultados numéricos obtidos.

No capítulo 6 apresenta-se as conclusões da tese e propõe-se trabalhos futuros que poderão ser desenvolvidos no sentido de dar continuidade ao apresentado nesta dissertação.

2. SISTEMAS DE INFERÊNCIA DIFUSA

2.1. Introdução

A dificuldade ou a impossibilidade de se obter as informações e de equacionar a realidade imprecisa do mundo, levou alguns cientistas a propor lógicas alternativas que seriam mais propícias à representação daquele mundo particular [2.1]. Uma destas proposições é a lógica dos conjuntos difusos, que foi proposto por Lotfi Zadeh num artigo publicado na revista *information and control*, intitulado “Fuzzy Sets” (em português, Conjuntos Difusos).

Grande parte dos problemas relacionados com a representação de conhecimento, advém das dificuldades que se tem em expressar, com a precisão desejada, ideias sobre pensamentos, sensações ou percepções do mundo físico que nos rodeia. Uma teoria que permite dar forma matemática às expressões próprias, por exemplo, a linguagem natural, sem diminuir a potência expresso das mesmas, é a Matemática “fuzzy”. Através dela, pode-se realizar *operações com palavras*, onde os conjuntos difusos são os valores das palavras.

Por conseguinte, a motivação para utilização de conjuntos difusos vem da necessidade de representar proposições do tipo:

- João é muito alto;
- Maria está ligeiramente mais magra;
- Carla é baixa;
- Manuel está com febre alta;
- José tem a volta de 30 anos.

Assim, a imprecisão, relativa a uma afirmação, é expressa através de um número que em vez de probabilidade exprime a possibilidade da afirmação ser correcta. No caso do exemplo, *Manuel esta com febre alta*, pode-se exprimir a possibilidade da febre pertencer ao conjunto das coisas altas. O tratamento da informação pode ser necessário nas diferentes etapas do manuseamento do conhecimento, ou seja na:

- Recolha da informação;
- Definição dos elementos do conhecimento;
- Combinação de elementos entre si, ou seja, imprecisão nas premissas;
- Forma de obter conclusões, isto é, aplicação de uma regra de raciocínio;
- Avaliação de uma sequência de regras ou estruturas, como é o caso da aplicação sucessiva de regras de raciocínio.

Algumas vantagens dos conjuntos difusos:

- *Implementação do conhecimento de especialistas*

Em muitas indústrias o grau de automação é relativamente baixo. Há uma variedade de processos de controlo em acção, mas um operador humano é necessário para a parametrização de controladores, para o arranque e paragem de processos, ou para a mudança de módulos de controlo. O conhecimento destes operadores dificilmente se traduz em sistemas de equações diferentes: antes se traduz por regras de acção do tipo “se acontecer isto, então devo fazer aquilo”.

- *Controlo não linear robusto*

Um controlador PID clássico é “afinado” para um determinado ponto de funcionamento em sua vizinhança estreita e, nessas circunstâncias, exhibe um excelente comportamento, controlando bem os sistemas em que é aplicado. Todavia, na presença de perturbações, ou em pontos de operação distantes daquele para o qual foi previsto, o seu desempenho pode comprometer-se. Os controladores PID enfrentam a necessidade de um compromisso entre uma resposta rápida mas produzindo um “overshoot” considerável ou uma resposta suave à custa de reacção lenta. Nestas circunstâncias, é possível desenvolver soluções de controlo difuso simples e robustas, adaptadas a uma larga gama de pontos de operações e insensíveis à perturbações exteriores, mas que exibem um comportamento de mesma qualidade dos controladores PID quando nas vizinhanças dos pontos onde estão “afinados”.

- *Diminuição do tempo de desenvolvimento e de manutenção*

A aparente simplicidade de conceitos no desenvolvimento de um controlador difuso permite o seu desenvolvimento de uma forma consistente muito mais rápida do que controladores clássicos. A própria alteração de características dos controladores difusos pode efectuar-se com simplicidade – e podem conceber-se controladores difusos que aprendem durante o seu funcionamento e que se auto-melhoram [2.2].

2.2. Fundamentos da Teoria dos Conjuntos Difusos

2.2.1. Fundamentos

O aspecto mais fácil de se compreender na teoria dos conjuntos difusos é que ela substitui a lógica binária (verdadeiro-falso) da Teoria dos Conjuntos Clássica, traduzida na Álgebra de Boole, por uma lógica em que o grau de verdade de uma afirmação pode assumir um contínuo de valores entre 0 e 1 – como, por exemplo, afirmar que um dado desvio de frequência em relação a um valor nominal é “negativo pequeno”, em vez de se

expressar esta grandeza por um número real como -0.01Hz . mas estes aspectos práticos estão intimamente relacionados.

O conceito fundamental associado a definição de um conjunto impreciso é o conceito de “*função de pertença*”. Na teoria clássica dos conjuntos, com a sua lógica booleana ou bivalente, dado um elemento x nesse universo, tal que dois casos se dão: ou x pertence a A ou x não pertence a A .

Dito de outro modo, poderíamos definir uma função de pertença

$\mu_A: \rightarrow \{0,1\}$ tal que

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0 & \Leftarrow x \notin A \\ 1 & \Leftarrow x \in A \end{cases}$$

ou seja: todos os elementos que pertencem a A têm valor de pertença 1 e todos os outros têm valor de pertença 0.

A teoria dos conjuntos difusos vem relaxar a restrição que condiciona a função de pertença μ a assumir valores apenas no conjunto discreto $\{0,1\}$; em vez disso, aceita-se que o valor de verdade ou de pertença possa ser representado por um número real qualquer num intervalo unitário $[0,1]$. Desta forma, dados dois elementos, pode acontecer que um se identifique mais com o conceito subjacente à formação do conjunto A do que outro; por exemplo, poderemos ter x com valor de pertença 0.8 e y com valor de pertença de apenas 0.3 – mas alguma coisa neles ainda estabelece uma ligação, em graus diferentes, com o conjunto A .

Dados quatro cidadãos e as respectivas alturas (Antonio/1,82m; Jose/1,62m; Sandra/1,69m; Carlos/1,73m), pode-se pois relaciona-los com o conjunto das pessoas altas C mediante distintos valores de pertença a esse conjunto (representados após o traço /). (António) 1,82 / 1.0; (José) 1,62 / 0.0; (Sandra) 1,69 / 0.4; (Carlos) 1,73 / 0.85.

Definitivamente, 1,62m não é altura de pessoa alta e por isso o valor de pertença é zero. Por outro lado, 1,82 é inequivocamente a altura de uma pessoa alta e por isso o valor de pertença é 1. Os outros casos são intermediários.

2.2.2. Propriedades e Operadores com Conjuntos Difusos

Muitas das propriedades dos conjuntos clássicos são comuns também aos conjuntos difusos, a ponto de se verificar que os conjuntos rígidos não são mais que casos particulares dos difusos. Seguidamente apresentam-se algumas definições importantes relativas aos conjuntos difusos, assumindo por convenção de que a função de pertença só assume valores no intervalo $[0, 1]$, embora outras convenções se pudessem adoptar:

Suporte de um conjunto difuso: o suporte de um conjunto difuso A é o conjunto rígido S(A) que contem todos os elementos de A com valor de pertença positivo.

$$S(A) = \{x \in A \mid \mu_A(x) > 0\}$$

Conjunto difuso convexo: um conjunto difuso diz-se convexo se for representado por uma função de pertença convexa. Em particular, em controlo difuso, só é costume trabalhar-se com conjuntos convexos.

Altura de um conjunto difuso: a altura h de um conjunto difuso A corresponde ao maior valor de pertença assumido pela sua função de pertença.

$$h(A) = \max\{\mu_A(x), \forall x\}$$

corte de nível α : um corte de nível α é o conjunto A_α (rígido) dos elementos de um conjunto difuso A que têm valor de pertença superior a α . Em particular, se A estiver definido de forma continua sobre a recta real, então o corte A_α é a união dos menores intervalos fechados que contem os elementos com valor de pertença superior a α .

Núcleo de um conjunto difuso: o Núcleo de um conjunto difuso A é o conjunto rígido Nuc(A) definido por

$$\text{Nuc}(A) = \{x \in A \mid \mu_A(x) = 1\}$$

T-Normas: uma norma triangular ou T-norma $\otimes$ representa uma classe de relações binarias aptas a representarem a operação de intersecção; para tal, têm que exhibir as seguintes propriedades:

$\otimes [0, 1] \times [0, 1] \rightarrow [0, 1]$, tal que

T-1:	$a \otimes b = b \otimes a$	comutatividade
T-2:	$(a \otimes b) \otimes c = a \otimes (b \otimes c)$	associatividade
T-3:	$a \leq b \wedge b \leq c \Rightarrow a \otimes b \leq b \otimes c$	monotonicidade
T-4:	$a \otimes 1 = a$	elemento neutro 1

São exemplos de T-Norma os seguintes operadores:

mínimo{a,b}, produto(a.b), máximo{0, a+b-1}. A operação de intersecção de conjuntos difusos pode ser representada por qualquer delas.

S-Normas (ou T-conormas): uma co-norma triangular ou S-norma $\oplus$ representa uma classe de relações binarias aptas a representarem a operação de união; para tal, têm que exhibir as seguintes propriedades:

$\oplus [0, 1] \times [0, 1] \rightarrow [0, 1]$, tal que

S-1:	$a \oplus b = b \oplus a$	comutatividade
S-2:	$(a \oplus b) \oplus c = a \oplus (b \oplus c)$	associatividade
S-3:	$a \leq b \wedge b \leq c \Rightarrow a \oplus b \leq b \oplus c$	monotonicidade
S-4:	$a \oplus 0 = a$	elemento neutro 0

São exemplos de S-Norma os seguintes operadores:
máximo, soma, soma limitada.

2.2.3. Relação Difusa

Sejam $A_1, A_2, \dots, A_n$ conjuntos fuzzy em $U_1, U_2, \dots, U_n$ respectivamente; uma relação difusa de dimensão n , é um conjunto difuso em $U_1 \times U_2 \times \dots \times U_n$, expresso da seguinte forma:

$$R = \{ \mu_R(x_1, \dots, x_n) / (x_1, \dots, x_n) \}$$

$$\text{tal que } (x_1, \dots, x_n) \in U_1 \times U_2 \times \dots \times U_n$$

Se R e P são relações difusas, respectivamente em $U \times V$ e $V \times W$, a *composição* de R e P é a relação denotada por $R \circ P$ definida abaixo:

$$R \circ P = \{ (x, z), \sup_y (\mu_R(x, y) \tau \mu_P(y, z)) \mid x \in U, y \in V, z \in W \}$$

Ou seja: $\mu_{R \circ P}(x, z) = \sup_y (\mu_R(x, y) \tau \mu_P(y, z))$

2.2.4. Variáveis Linguísticas

Uma *variável linguística* é uma variável cujos valores são nomes de conjuntos difusos. Por exemplo, a *temperatura* de um determinado processo poderia ser uma variável linguística assumindo valores *baixa, média, alta*, etc. Estes valores são descritos por intermédio de conjuntos difusos, conforme mostrado na Figura 2.1. Generalizando, os valores de uma variável linguística podem ser “etiquetas” em uma linguagem especificada, construídas a partir de termos primários (por exemplo: *alto, baixo, pequeno, médio, grande, zero*), de *conectivos lógicos* (negação *NÃO*, conectivos *E* e *OU*, conectivos mascarados, como *mas, porém*), de *modificadores* (como *muito, pouco, levemente, extremamente*) e de *delimitadores* (como parênteses) [2.3].

Os termos primários estão associados directamente a conjuntos difusos, que são usualmente definidos através de:

- Funções de pertença analíticas;
- Funções de pertença lineares por partes, resultando em formas triangulares ou trapezoidais conforme mostra a Figura 2.1;
- Funções de pertença discretizadas.

A negação NÃO e os conectivos E e OU podem ser definidos em termos das operações de complementação, intersecção e união, respectivamente; os conectivos mascarados correspondem funcionalmente a E e OU.

Um modificador linguístico $m: [0,1] \rightarrow [0,1]$ serve para modificar o conjunto difuso associado a um termo linguístico, através de uma composição de funções. Se, por exemplo $b: U \rightarrow [0,1]$ corresponder ao conjunto fuzzy associado ao termo linguístico *baixo*, o conjunto fuzzy associado ao termo linguístico composto *muito baixo* será $m(b(x))$.

Delimitadores são utilizados para evitar ambiguidades, isto é, para determinar com precisão a ordem em que os operadores lógicos devem ser considerados.

Formalmente, uma variável linguística é caracterizada por uma quintupla $(X, T(X), U, G, M)$, onde:

X : nome da variável

$T(X)$: conjunto de termos de X , ou seja, o conj. de nomes dos valores linguísticos de X

U : universo de discurso

G : regra sintáctica para gerar os valores de X como uma composição de termos de $T(X)$, conectivos lógicos, modificadores e delimitadores

M : regra semântica, para associar a cada valor gerado por G um conjunto fuzzy em U

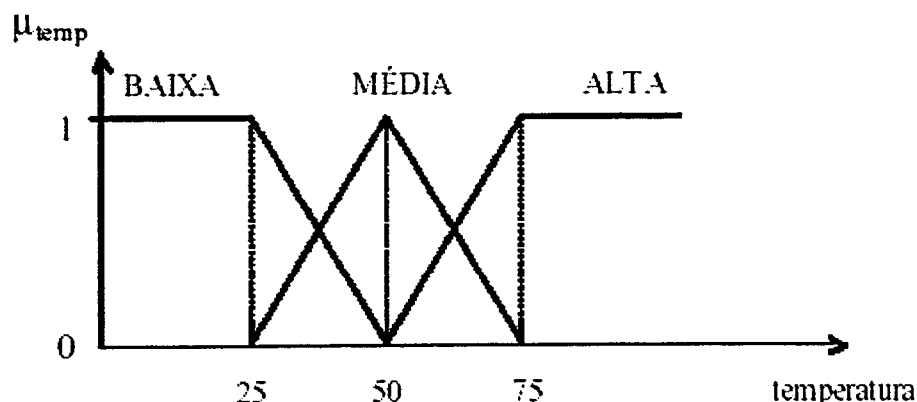


Figura 2.1 - Variável Linguística *Temperatura*

2.2.5. Colapso de um Conjunto Difuso

O conceito de “colapso de um conjunto difuso” (em inglês, “defuzzification”) está associado à conversão do conjunto difuso num único valor real, rígido, que sob alguma perspectiva lhe seja equivalente o representativo. O processo de colapso de um conjunto difuso é uma etapa muito importante. Baseado nesta etapa, a acção da saída pode ou não ser bem sucedida. É comum ter, baseada nas regras e funções de pertinência, duas ou mais respostas para uma questão. Em geral, o colapso de um conjunto difuso é o processo onde as funções de pertinência são amostradas para achar o grau de pertinência. Então o grau de pertinência é usado nas equações da lógica difusa e uma regra resultante é definida, e assim,

a saída é deduzida. Vários métodos tem sido desenvolvidos para produzir uma saída “pós-colapso”. Os três mais utilizados são:

- Método de centro de massa ou centro de gravidade;
- Método de centro das somas das áreas;
- Método do centro da media das alturas ou media dos máximos.

Para a aplicação de quaisquer destes métodos é indiferente que a resposta difusa esteja representada pela união de conjuntos truncados ou de conjuntos escalados. Estes três métodos são descritos por V. Miranda em [2.2].

2.3. Sistemas de Inferência Difusa

2.3.1. Constituição de um FIS

Um Sistema de Inferência Difusa (em inglês, Fuzzy Inference System - FIS) pode ser definido como um sistema que estabelece uma correspondência entre um conjunto de valores difusos e um outro conjunto de valores, difusos ou rígidos (reais, determinísticos) [2.4], conforme mostra a Figura 2.2.

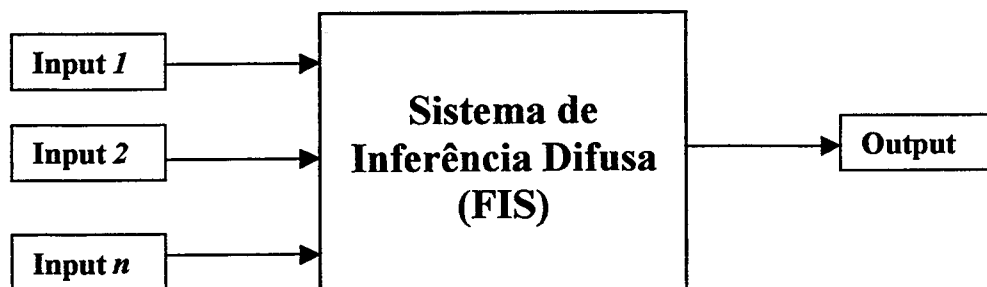


Figura 2.2 – Representação genérica de um FIS que para n variáveis de entrada difusas gera um peso como saída.

O núcleo de um FIS é essencialmente constituído por uma base de *regras difusas* e por um *Mecanismo de Inferência* (ou Motor de Inferência) o qual calcula em que medida é que cada regra é activada (ou disparada) para um dado padrão de entrada, e qual a consequência agregada da activação das regras. As primeiras aplicações do FIS ocorreram no domínio do controlo – como é o caso do modelo do “controlador de Takagi-Sugeno”.

A Figura 2.3 representa o diagrama esquemático de um FIS, de forma mais detalhada, com diferentes blocos. Na entrada do FIS há um modulo para transformar os valores numéricos em variáveis difusas correspondentes, com apropriadas funções de pertença.

Esta operação chama-se Difusão ou “Fuzificação”. Na saída é necessário converter em valores numéricos a decisão inferida a partir das variáveis difusas. Esta operação chama-se colapso ou “Desfuzzificação”. O bloco Base de Conhecimentos inclui as definições das funções de pertença difusas para cada variável difusa na Base de Dados e as necessárias regras que especificam a saída difusa, obtida a partir de diferentes possibilidades de entradas difusas. O bloco Motor de Inferência será capaz de simular decisões humanas, fazendo uma pesquisa da melhor acção de saída, baseado na lógica difusa [2.4], [2.5].

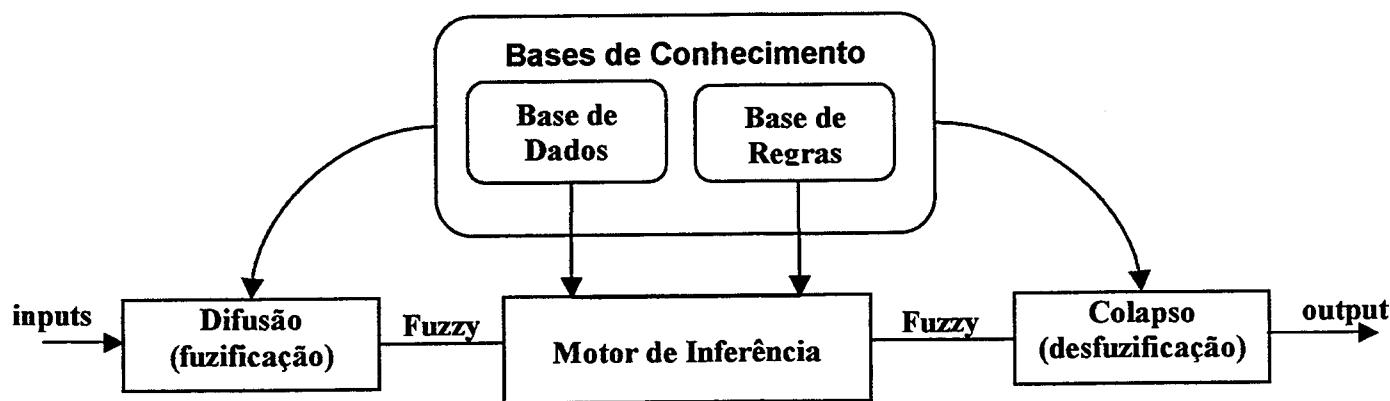


Figura 2.3 - Diagrama esquemático da estrutura de um controlador difuso

Um simples FIS pode ser apresentado por um arranjo neuronal tal como a representação genérica na Figura 2.4. Neste modelo o número de variáveis de entradas difusas é dois e para cada variável de entrada consideram-se três possíveis valores difusos com funções de pertença do tipo Gaussiana. O número de todas as regras possíveis, no exemplo, é nove porque o número de combinações dos três valores para cada uma das duas variáveis também é nove [2.5].

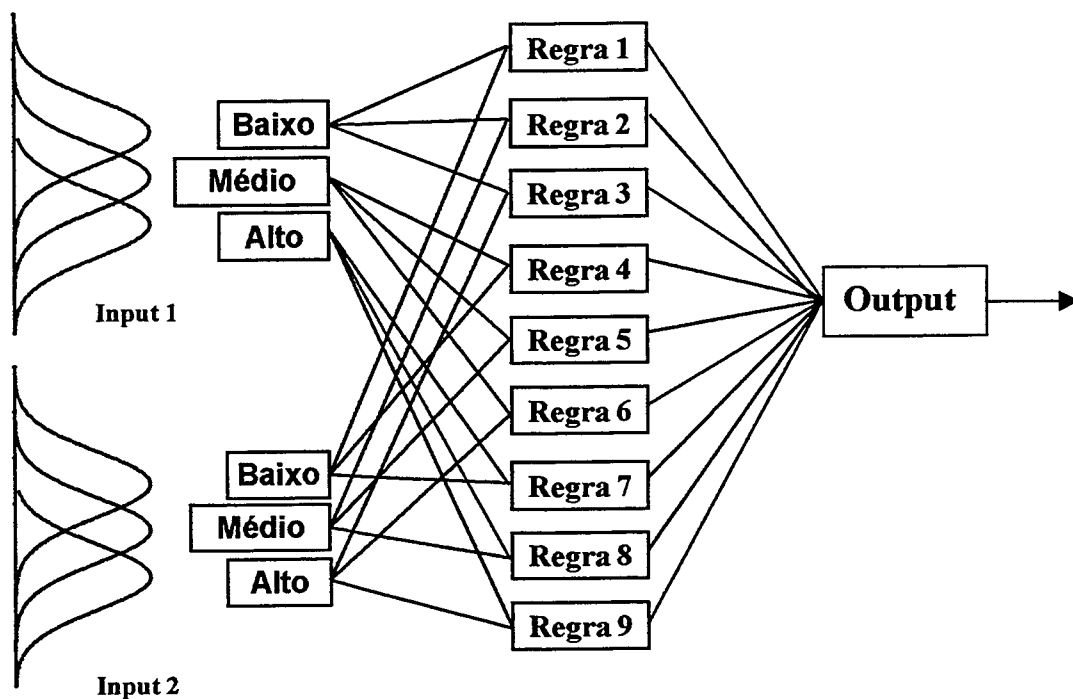


Figura 2.4 - Representação esquemática de um mecanismo de inferência para dois antecedentes e um consequente, com 9 regras.

A parte antecedente da regra é formada por uma operação AND e a saída é obtida por uma operação OR sobre as regras das saídas.

Designa-se por T-norma (ou normas triangulares) a um conjunto de operadores que implementam a intercepção na teoria dos conjuntos difusos. A união é implementada na teoria dos conjuntos difusos por um conjunto de operadores designado por T-conorma ou S-norma (co-normas triangulares). Para a operação AND pode-se adoptar qualquer T-norma (*mínimo, produto, diferença limitada, produto de Hamacher, produto de Einstein, ...*). Nesta dissertação usa-se o T-norma *produto*. O T-norma *produto* significa que o valor de pertença da conjunção de duas condições é igual ao produto dos valores de pertença de cada termo. Portanto, para uma regra j com dois termos antecedentes com graus de pertença m_1 e m_2 , o resultado do AND destes dois termos é o produto de m_1 e m_2 .

A união é implementada na teoria dos conjuntos difusos por um conjunto de operadores designado por T-conorma ou S-norma (ou ainda co-normas triangulares). Para a operação OR pode-se adoptar qualquer t-conorma (*máximo, soma, soma limitada, soma de Hamacher, soma de Einstein, ...*). Nesta dissertação usa-se o t-conorma *máximo*. O t-conorma *máximo* significa que o valor da função de pertença da disjunção de duas regras é igual ao máximo dos valores de pertença de cada regra. Portanto, para duas

regras com graus de pertença de activação f_1 e f_2 , o resultado do OR destas duas regras é o máximo entre f_1 e f_2 .

As variáveis difusas incluídas nas regras têm um grau de pertença para um conjunto de difuso definido por uma função de pertença. Esta função de pertença pode ter diversas formas, mas as formas mais comuns são as de funções do tipo Trapezoidal, Triangular e Gaussiana. As funções de pertença do tipo trapezoidal e triangular têm uma representação gráfica com a forma indicada pelo nome da correspondente função. No primeiro caso, quatro pontos são necessárias para definir a função trapezoidal e no segundo caso apenas três pontos são necessárias para definir a função triangular.

No FIS implementado nesta tese usam-se a função Gaussiana para representar os números difusos associados às variáveis. A função tem uma expressão definida por (2.1) e uma representação gráfica conforme mostra a Figura 2.5.

$$f(x, m, d) = e^{-\left(\frac{x-m}{d}\right)^2} \quad (2.1)$$

em que:

- x representa a variável com um valor real;
- m representa o ponto com o máximo grau de pertença, que é o ponto onde a função é simétrica. Por se tratar da função de pertença de um número *difuso*, o máximo grau de pertença é 1.0;
- d representa a expansão ou a largura da função de pertença e este parâmetro tem um valor que é sempre positivo.

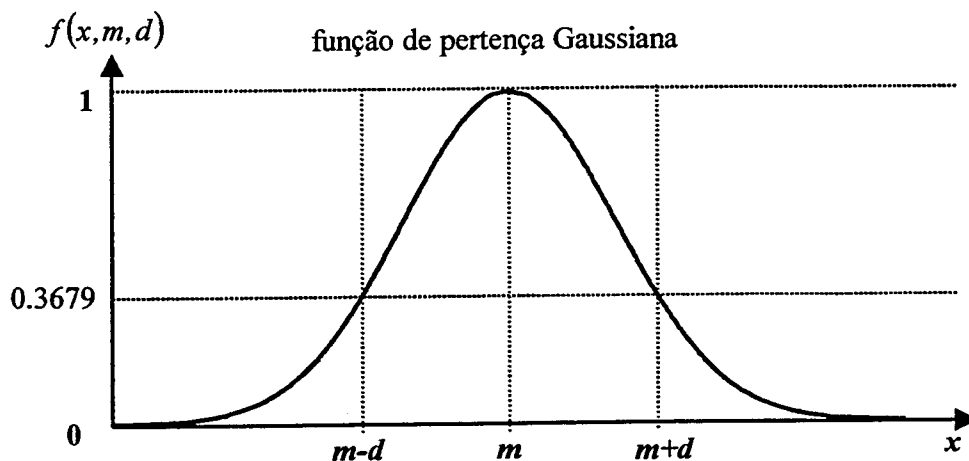


Figura 2.5 - Representação Gráfica de uma função de pertença Gaussiana com dois parâmetros, m e d .

2.3.2. Tipos de FIS

Ha dois grandes tipo de sistemas difusos: sistemas difusos do tipo **Mamdani** [2.6] e sistemas difusos do tipo **Takagi-Sugeno** (TS) [2.7]. A principal diferença consiste nas regras difusas da parte consequente. O primeiro usa conjuntos difusos como consequentes enquanto o segundo usa funções lineares de variáveis de entrada como regras consequentes. Em algumas literaturas os sistemas difusos do tipo TS são também chamados de sistemas difusos tipo Takagi-Sugeno-Kang (TSK). Nesta tese usam-se a segunda designação (TSK). Todavia o significado destas duas designações é a mesma coisa [2.5].

2.3.2.1. Sistema Difuso do tipo Mamdani

Um exemplo de uma regra genérica para um sistema difuso do tipo Mamdani é dado por (2.2). Esta expressão representa a regra número j de um conjunto de regras.

$$\text{IF } x_1 \text{ is } A_{1j} \text{ AND } \dots \text{ AND } x_n \text{ is } A_{nj} \text{ THEN } y \text{ is } B_j \quad (2.2)$$

Esta regra tem n variáveis de entradas difusas ($x_1, \dots, x_n$) e uma variável de saída difusa (y). Nesta regra os símbolos têm os seguintes significados:

- A_{ij} representa to número *difuso* associado a variável de entrada x_i na regra número j , que é caracterizado por uma função de pertença $f_{ij}(x_i)$;
- B_j representa o número *difuso* associado a variável de saída y na regra número j , que é caracterizado por uma função de pertença $f_{0j}(y)$.

Para definir um FIS do tipo Mamdani, com funções de pertença Gaussianas e uma variável de saída, são necessários os seguintes parâmetros:

- Numero dos valores linguisticos para cada variável de entrada;
- Numero dos valores linguisticos para a variável de saída;
- Valores dos parâmetros m e d para cada função de pertença;
- Procedimento de Colapso. Este pode ser pelo método de centro de gravidade (em inglês, centre-of-gravity method - COG) ou pelo "método do media dos máximos" (em inglês, mean of maximums method - MOM).

2.3.2.2. Sistema Difuso do tipo TSK

Um exemplo de uma regra genérica para um sistema difuso do tipo TSK é dado pela expressão (2.3). Esta expressão representa o número da regra j de um conjunto de regras.

$$\text{IF } x_1 \text{ is } A_{1j} \text{ AND ... AND } x_n \text{ is } A_{nj} \text{ THEN } y_j = a_{0j} + a_{1j}x_1 + \dots + a_{nj}x_n \quad (2.3)$$

Esta regra tem também n variáveis de entradas difusas $(x_1, \dots, x_n)$ e uma variável de saída (y_j) . Nesta regra os símbolos têm os seguintes significados:

- A_{ij} representa o número *difuso* associado a variável de entrada x_i na regra número j , que é caracterizado por uma função de pertença $f_{ij}(x_i)$;
- a_{ij} representam os coeficientes ou pesos (em inglês, *numerical weights*) associados a cada variável de entrada x_i na regra número j . Se estes valores forem zero para $i > 0$ o FIS diz-se ser de “sistema difuso do tipo TSK de ordem Zero”. Caso contrario o FIS diz-se de “sistema difuso do tipo TSK de primeira ordem”;
- a_{0j} representam o coeficiente constante associado a regra número j .

Num FIS baseado num sistema difuso do tipo TSK a operação OR não é necessária porque a saída de cada regra j é um valor numérico real y_j dado pela expressão (2.4).

$$y_j = a_{0j} + \sum_{i=1}^n a_{ij}x_i \quad (2.4)$$

O resultado do sistema de inferência é obtido pela expressão (2.5), que é a soma pesada de todas as saídas de todas as regras activadas. Nesta expressão, n_a representa o número de regras activadas pela entrada e g_j representa o grau de activação da regra j que é avaliada usando a expressão (2.6).

$$y = \frac{\sum_{j=1}^{n_a} g_j y_j}{\sum_{j=1}^{n_a} g_j} \quad (2.5)$$

$$g_j = f_{1j}(x_1) \times f_{2j}(x_2) \times \dots \times f_{nj}(x_n) \quad (2.6)$$

Para definir um FIS baseado num “sistema difuso do tipo TSK de primeira ordem” com funções de pertença Gaussianas são necessários especificar os seguintes parâmetros:

- Numero dos valores linguisticos para cada variável de entrada;
- Valores dos parâmetros m e d para cada função de pertença;
- Pesos a_{0j} e a_{ij} para cada regra j .

A grande vantagem do modelo TSK deve-se ao seu poder de representação. É capaz de descrever um sistema altamente não-linear usando um pequeno número de regras. No entanto, sempre que a saída do modelo tiver uma expressão funcional explicita (2.5), é conveniente identificar seus parâmetros usando alguns algoritmos de aprendizagem. Vários sistemas *neuro-difusos* comuns tais como o Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) são descritos por Roger Jang na referência [2.8]. Outra metodologia de aprendizagem para identificar os parâmetros é apresentado por Nauck and Kruse em [2.9] e [2.10] e é implementada por NEFPROX (Neuro Fuzzy Function Aproximator).

2.4. Aplicações de sistemas difusos

Os sistemas difusos têm superado as tecnologias convencionais em muitas aplicações científicas de engenharia de sistemas. As técnicas de sistemas difusos são aplicáveis em áreas tais como controlo (a área com maior aplicação), reconhecimento de padrões (como por exemplo, no processamento de sinais de imagens, áudio), análises quantitativas (como por exemplo, em operações de gestão, investigação), inferência (como por exemplo, sistemas *expert* para diagnósticos, planeamento e previsão; processamento da linguagem natural; interface inteligente; robôs inteligentes; engenharias de software), tratamento da informação (como por exemplo, base de dados) [2.11].

Um exemplo de aplicação é descrito em [2.12]. consiste no planeamento territorial sobre SIG – Sistemas de Informação Geográfica.

3. PROBLEMA DE DESLASTRE DE CARGA

3.1. Introdução

Num sistema de potência, a ocorrência de várias perturbações, tais como uma súbita perda na geração ou a perda de uma importante linha de interconexão, requer uma rápida e efectiva compensação por parte das outras unidades de produção. Um desequilíbrio geração-carga, resulta num desvio da frequência do sistema, e se este atingir um dado limite, mesmo que para um curto intervalo de tempo, as centrais podem sair de serviço, resultando para além disso um forte desequilíbrio geração-carga o que pode dar origem a um colapso global do sistema. Quando há um rápido desvio na frequência, a resposta do *regulador de velocidade* dos geradores pode não ser suficiente, nem bastante veloz para fazer parar a tempo a excursão da frequência. Logo, existe a necessidade de uma medida complementar de emergência de modo a garantir que o desvio na frequência seja interrompido antes de atingir o limite de protecção [3.1].

Normalmente as variações de carga e sobrecargas moderadas podem ser absorvidas pela *reserva girante* no sistema, uma vez que usualmente os geradores não estão a operar à sua total capacidade. Consequentemente, estas sobrecargas resultam em pequenos incrementos de reduzidas velocidades e frequência, que activam o regulador de velocidade para incrementar a fonte primária. Variações transitórias tais como as que resultam de defeitos na rede envolvem trocas de energia cinética das massas em rotação até o sistema poder reajustar-se a um novo estado de equilíbrio.

Quando a carga requerida exceda a capacidade de geração (por exemplo, por saída de serviço de um gerador), a frequência do sistema diminui enquanto os reguladores de velocidade não actuarem. O sistema de energia pode resistir apenas se uma quantidade suficiente de carga for reduzida até que as saídas dos geradores igualem às cargas conectadas. Este forte desequilíbrio no sistema muitas vezes surge devido a perda de uma ou mais linhas de transmissão consideradas importantes ou de transformadores que estejam envolvidos numa grande área de transferência de energia dentro de um sistema ou entre dois sistemas interconectados. As causas podem ser defeitos que ocorram sem actuação do reengate, operações manuais ou operações incorrectas ou acidentais dos relés ou ainda por outras situações que interrompem grandes fluxos de potência.

Como se disse atrás, uma súbita perda na geração, causando um desequilíbrio entre energia fornecida e energia requerida pelo sistema, resulta numa queda de frequência do próprio sistema. Se a acção do regulador de velocidade dos geradores não for suficientemente rápida de maneira a activar a reserva girante para restituir ao sistema a frequência operacional normal, o uso de relés de variação de frequência surge como uma derradeira ferramenta de recurso para evitar o colapso do sistema.

Normalmente um sistema de geração não pode operar a baixo de 47 a 48 Hz (numa rede isolada 50Hz).

A aplicação primária dos relés de variação de frequência é detectar situações excessivas de desequilíbrio transitório entre carga e geração. A estratégia de Corte de Carga (em inglês, Load Shedding) é um procedimento comum na tentativa de igualar a carga à geração disponível, após uma perturbação que tenha provocado uma deficiência na geração relativo às cargas conectadas conduzindo à instabilidade do sistema.

O “indicador” típico para detectar estes problemas é a variação da frequência ou o desvio da taxa de frequência no sistema de energia. A taxa à qual a frequência cai é uma função variável com o tempo, df/dt , e depende da quantidade de sobrecarga, da constante de inércia do sistema e das variações na carga e na geração. Num sistema de grande dimensão pode existir um número quase infinito de possibilidades que pode resultar em desequilíbrios Carga-Geração, daí que torna-se difícil determinar rapidamente e com exactidão onde e que medidas devem ser tomadas.

Neste capítulo faz-se uma abordagem da forma como se tem encarado o problema de variação da frequência na sequência da ocorrência de uma perturbação, inserida numa estratégia de corte de carga por relés de variações de frequência. Segue-se uma exposição do caso da rede eléctrica de S. Vicente, que é o objecto de estudo desta tese.

3.2. Estratégias de Corte de Carga

Presentemente a prática globalmente aceite em muitas situações é aplicar relés de deslastre de carga sensível à variação da frequência (designados em inglês por “under-frequency load shedding relays” – UFLS relays) a vários conjuntos de pontos de carga para remover, de forma progressiva, blocos de cargas até que a variação da frequência seja interrompida e retorne ao seu valor nominal.

Sendo a estratégia de corte de carga o último recurso, por meio de relés UFLS, este deverá ser simples, rápido e decisivo. Para que a acção de corte seja efectiva, deverá ser automática e ser distribuída uniformemente ao longo do sistema a cada passo de corte, de modo e evitar agravamento de linhas sobrecarregadas.

Geralmente são usados relés UFLS, mas a taxa à qual a frequência varia com o tempo, df/dt , pode também ser uma variável de controlo adicional (em que o corte de carga é feito para um df/dt superior a um valor pré-definido), e é usada em alguns casos [3.2].

Como resultado da acção dos relés UFLS, geralmente pode-se cortar mais carga que a quantidade que realmente seria necessária, mas o mais importante é que tal procedimento evita que o sistema caminhe em direcção ao colapso.

É desejável fazer a melhor localização dos relés no sistema para minimizar possíveis “ilhas eléctricas” e excessivos fluxos de potência. Os relés são regulados para diferentes níveis de frequência de corte variando a quantidade de carga cortada. Na prática, geralmente, tem sido usado três passos de frequência entre cerca de 49.8 a 48 ou 47 Hz (50 Hz normal), embora em muitos casos têm-se aplicados cinco passos. Tanto quanto possível, as cargas não-prioritárias são removidas em primeiro lugar, às vezes com métodos rotativos entre diferentes cargas.

O recurso a Corte de Carga é uma medida aceite para contornar estas situações extremas, sendo tomadas quando o desvio da frequência for grande ou muito rápido. As estratégias de corte de carga são definidas depois de se efectuarem estudos de simulação *off-line* e consiste em definição de vários estágios de corte de carga [3.1].

Vários estudos sobre o corte de carga devido a variações de frequência têm sido apresentados na literatura ao longo das últimas décadas.

Em [3.1] descreve-se uma metodologia para determinar uma “*ótima estratégia de corte de carga devido ao abaixamento da frequência*” para quaisquer condições de operação e para uma dada perturbação. Nesta metodologia é usada um algoritmo genético (GA) para identificar a quantidade de carga a ser cortada, de acordo com as condições de operação do sistema. A metodologia descrita neste artigo faz o uso combinado de redes neuronais e algoritmos genéticos para obter uma desempenho fiável em termos de esforço de computação. Com o uso de redes neuronais consegue-se uma rápida resposta do comportamento do sistema e dá-se assim um contributo muito importante para a fiabilidade do procedimento apresentado. O problema de optimização descrita neste artigo é altamente não-linear, devido as suas dependências em comportamentos dinâmicos no domínio do tempo. Por outro lado as variáveis de controlo são discretas, como também os níveis de carga nas linhas de alimentação. Devido ao número preponderante de potenciais soluções e que torna também num problema combinatório, se justifica o uso de um algoritmo genético GA como ferramenta mais apropriado para resolver este problema.

Em [3.2] apresenta-se um esquema adaptado que usa a medição tanto da frequência como da taxa de variação da frequência para determinar a regulação dinâmica dos relés de deslastre de carga sensível à variação da frequência (relés UFLS) quando a estratégia de corte for em mais que um passo de corte. Em suma, descreve-se uma técnica para coordenação dos relés UFLS e a activação da reserva girante através do controlo localizado do *regulador de velocidade*. Os autores propõem uma nova filosofia de corte de carga devido a variações da frequência, baseado em num sistema de plano de fase de frequência. Este método requer tanto medições da frequência (f) como sua taxa de variação (df/dt) para estimar o estado do sistema para qualquer instante considerado. Os autores estendem este método de plano de fase do UFLS para incluir futuras adaptações. Os autores propõem um controlo do *regulador de velocidade* devido à variações de frequência que pode substituir os sinais do AGC em casos de emergência provocados por variações de frequência. Este método de controlo, completamente localizado, pode ser coordenado com relés UFLS adaptado usando *análises Plano-Fase*.

Em [3.3] descreve-se os objectivos e princípios do UFLS, e faz-se uma abordagem de suas aplicações para um pequeno sistema isolado. Os autores apresentam os *princípios e manuais* para implementar um sistema de corte de carga. Realçam o facto de que o corte de carga, devido a variações de frequência, ser uma medida a aplicar em caso de situação extrema, e que a mesma deve ser simples, rápida e decisiva. E para que seja efectiva, deve ser automática, ser distribuída de forma uniforme através do sistema para cada

etapa, para evitar sobrecarregamento agravada de linhas. Os autores concluem que um programa UFLS efectivo e robusto será uma contribuição fundamental para a fiabilidade de todo o sistema de potência, e é muito mais importante para pequenos sistema ou sistemas isolados.

Em [3.4] é apresenta-se uma metodologia adaptada para regular os relés de variações de frequência com base no *declive inicial* da variação da frequência no relé. Este *declive inicial* contém todas as informações requeridas para estimar a dimensão do *passo de corte de carga* causado pela separação do sistema e para prever a profundidade, e até o tempo aproximado da máxima variação de frequência. Desta observação, então, o primeiro *passo de corte de carga* pode ser estabelecida de forma adaptada, com *passos* adicionais para seguir a intervalos e quantidades prescritos. O primeiro *passo* é considerado o mais importante e seleccionado arbitrariamente, a meio do corte estático alvo, com incrementos adicionais de cerca de 0.1 p.u. a ser cortada a 0.3 Hz incrementa até a quantidade de carga dinâmica cortada tenha sido atingida. Os autores concluem que experiências em grande número de casos de amostras mostraram que o sistema funciona em todos os casos testados e consegue-se um método flexível para assegurar que a quantidade adequada de carga é cortada em todos os casos.

Em [3.4] descreve-se uma metodologia desenvolvida para identificar estratégias optimizadas de deslastre de carga, para cada condição de operação e perturbação do sistema eléctrico de energia, tendo como objectivo a minimização do valor total de carga a deslastrar e sendo sujeito a três restrições. As estratégias identificadas são aplicadas remotamente a partir dos parâmetros de entrada de relés UFLS (*under-frequency load shedding*). A metodologia desenvolvida utiliza redes neuronais e algoritmos genéticos. A metodologia divide-se duas partes: na previsão da resposta dinâmica da frequência do sistema na sequência de uma perturbação, e na determinação de estratégias optimizadas de deslastre de cargas de modo a atingir um conjunto de objectivos para o sistema.

3.3. Deslastre de Carga nos Sistemas Isolados

Muitos sistemas podem ser protegidos do colapso de frequência importando grandes quantidades de energia a partir de sistemas na vizinhança para fazerem face as perdas de geração devido a eventuais perturbações. Contudo, num sistema isolado, como é o caso das redes de energia em C. Verde, este procedimento não é possível e a única forma de prever um colapso de frequência resultante de uma perturbação significativa é o recurso ao corte automático de carga. Conforme se disse atrás, este recurso pode ser feito através de relés de deslastre de carga sensível a variações da frequência, e são normalmente instalados em subestações e é a partir daqui que as linhas de alimentação podem ser controladas [3.6].

Num sistema isolado não há ponto de conexão com eventuais sistemas de vizinhança pelo que o regulador central apenas controla a frequência do sistema. Quando há um

abaixamento da frequência, o regulador central transmite sinais para as unidades que participam na geração, para forçá-las a incrementar suas potências de saída.

Os pequenos sistemas isolados são mais vulneráveis a sérias perturbações, possuem características de operação que requerem procedimentos pré-definidos, devido as suas baixas inércias, reservas limitadas, e falta de acesso a recursos de emergência.

Os sistemas isolados carecem de suporte da frequência fornecida pela inércia do fluxo de potência em linhas de interligação. Assim, os esquemas de actuação do relés UFLS devem disponibilizar uma larga banda de desvio de frequência, mas ao mesmo tempo, acções mais drásticas devem ser tomadas para evitar excursões inaceitáveis de frequência. Há pequena margem de erro. Requerem poucos passos e com maior larguras que nos sistemas interconectados, os tempos de atraso são minimizados, e requer-se uma maior percentagem de carga a ser cortada [3.3].

3.4. Redes de Cabo Verde

As redes de C. Verde classificam-se de *redes isoladas*, e são redes vulneráveis a severas perturbações por possuírem uma forte componente eólica e grande parte das linhas de transporte/distribuição serem do tipo aéreo, consequentemente, expostas a muitas adversidades atmosféricas, típicas da região em que o país está inserido. Numa rede com estas características a saída de serviço de um aerogerador poderá provocar um forte desequilíbrio na geração-carga do sistema, e consequentemente pode fazer com que a variação da frequência atinja valores inaceitáveis caso não houver reserva girante suficiente. As redes de C. Verde não dispõem ainda de relés de deslastre de carga sensíveis a variações de frequência nem de meios de aquisição e processamentos de dados e informações das grandezas eléctricas, dispositivos e meios esses que constituem pressupostos fundamentais para implementação de um sistema de deslastre de carga, tal como o proposto nesta tese.

3.4.1. Caracterização das rede de Cabo Verde

O sistema produtor das redes de Cabo Verde baseia-se essencialmente na exploração, em rede isolada, de centrais eléctricas equipadas com geradores síncronos, utilizando como combustível o gásóleo e o fuel.

A ELECTRA, S.A.R.L. – Empresa Pública de Electricidade e Água - opera nos sistemas de produção, transporte e distribuição de energia, sendo também a entidade responsável pela dessalinização da água do mar. A escassez de água para consumo e os elevados custos de produção de energia eléctrica são condicionantes importantes para o desenvolvimento de Cabo Verde. Efectivamente, este país necessita de importar combustível para a produção de energia eléctrica, quer para a satisfação dos consumos convencionais, quer para a produção de água por dessalinização. A ELECTRA tem experimentado grandes dificuldades em acompanhar o elevado ritmo de crescimento das demandas de electricidade, principalmente devido aos já referidos custos de produção.

Devido à localização geográfica, Cabo Verde dispõe de recursos eólicos extremamente favoráveis, podendo estes ser utilizados para a produção de energia eléctrica e assim obter-se assinaláveis poupanças na importação de combustível. Foi neste sentido que, em 1994, a ELECTRA procedeu à instalação de três parques eólicos com capacidade de 2x300 KW na ilha do Sal e 3x300 KW nas ilhas de S. Vicente e Santiago. Estes parques são compostos por aerogeradores da Nordtank de 300 KW, com regulação "Stall". Cada um dispõe de baterias de condensadores dimensionadas para compensar os consumos de potência reactiva dos aerogeradores quando estes se encontram em vazio. Actualmente encontra-se em fase de execução do projecto de expansão dos três parques eólicos, tendo já sido realizado, sob a responsabilidade da RisØ National Laboratory e da ELECTRA, um estudo técnico-económico para aumento da penetração de energia eólica nos três sistemas, para um cenário de exploração correspondente ao ano de 1998. Desse estudo resultou um parecer para expansão da potência para 2x300 KW no Sal, 4x300 KW em S. Vicente e 6x300 KW em Santiago [3.6].

3.4.2. Rede Eléctrica da Ilha de S. Vicente

A Rede Eléctrica da ilha de S. Vicente, pressupondo já a expansão do respectivo parque eólico, constitui o objecto de estudo de presente dissertação. Em 2003 a rede terá uma capacidade instalada de 25.64 MVA (ver figura 3.1).

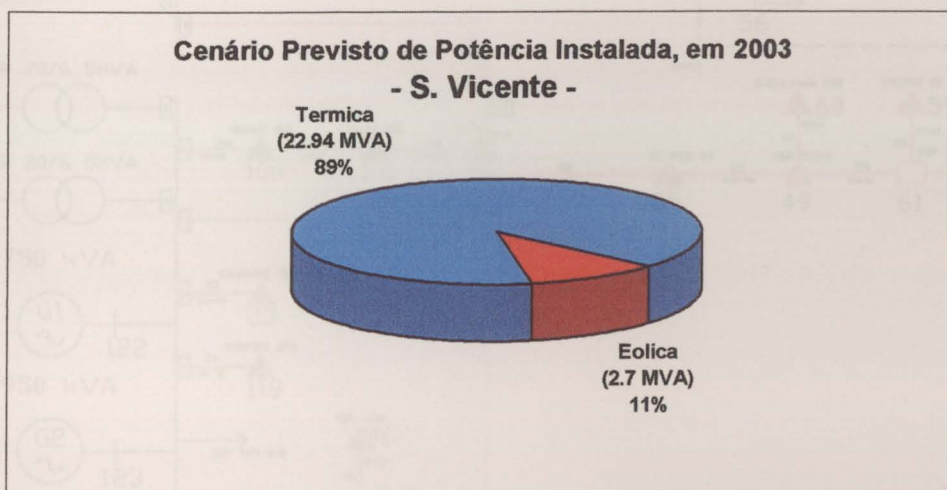


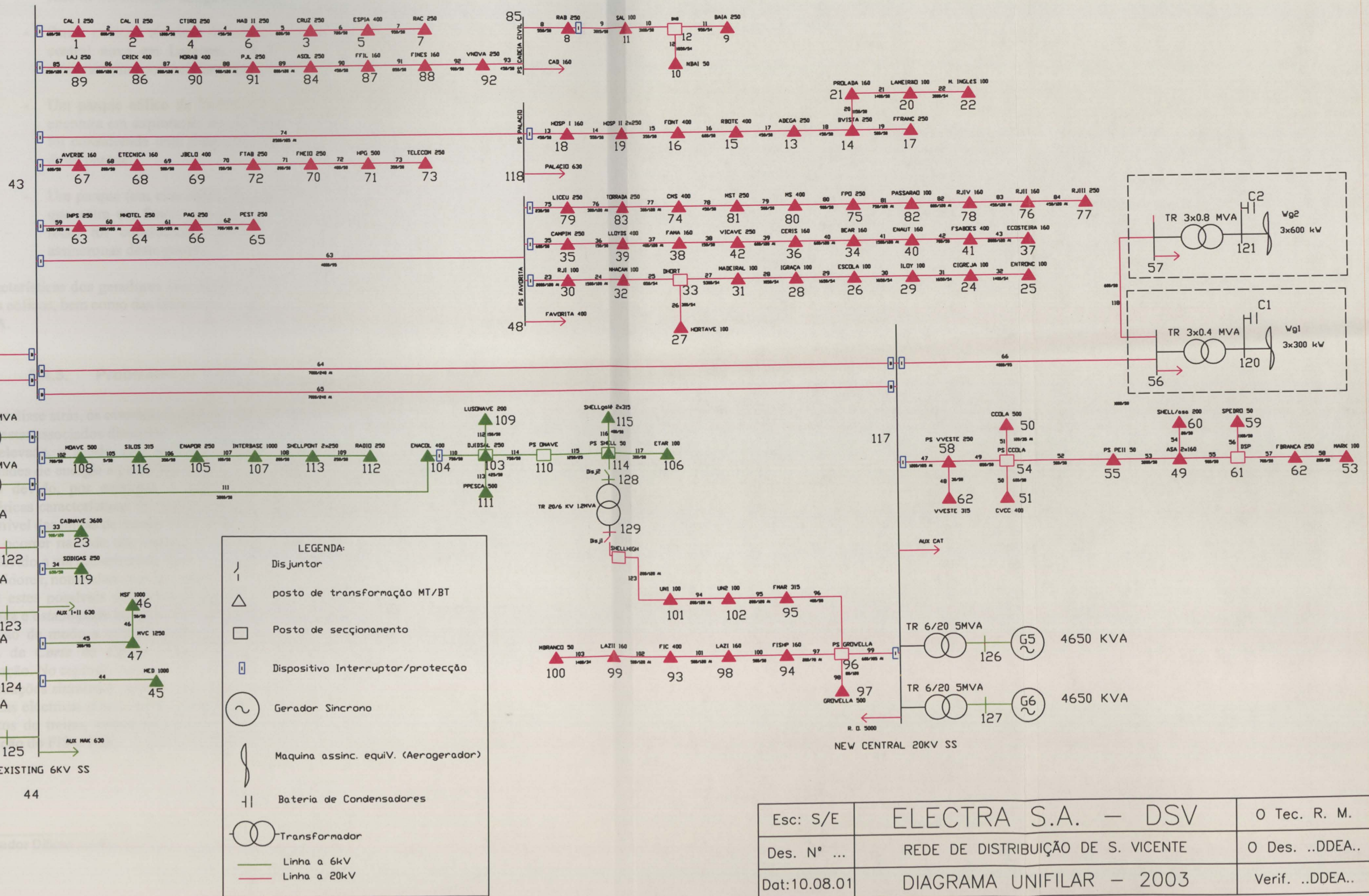
Figura 3.1 – Cenário de Potência Instalada previsto para 2003 – S. Vicente

A topologia e os níveis de consumo previstos para a rede eléctrica da ilha de S. Vicente constituem cenários previstos a partir do ano 2003.

Esta rede, cujo diagrama unifilar é representada na Figura 3.2, possui como características principais:

Figura 3.2 - Diagrama unifilar da rede electrica de S. Vicente

NEW 20 KV SS



- Uma rede de “transporte/distribuição” a 20 KV, e que interliga a uma curta rede de distribuição antiga de 6 KV;
- Duas centrais térmicas (a central antiga em Laginha – 13.64 MVA e a central nova em Lazareto – 9.30 MVA) com grupos síncronos que totalizam uma potência instalada de 22.94 MVA;
- Um parque eólico de 3x300 KW (designado Parque Eólico I), que se encontra em exploração desde 1994. Para efeito de modelização da rede, foi considerada uma máquina equivalente às três máquinas assíncronas deste parque;
- Um parque (em execução), de 3x600 KW (designado Parque Eólico II e que entra em funcionamento em 2003). Para efeito de modelização da rede, foi considerada uma máquina equivalente às três máquinas assíncronas deste parque.

As características dos geradores síncronos das centrais e das máquinas assíncronas dos parques eólicos, bem como das linhas e os outros componentes da rede estão descritas no anexo A.

3.4.3. Problemas de Estabilidade da Rede de S. Vicente

Como se disse atrás, os eventuais problemas de estabilidade que possam surgir nesta rede podem estar associados directamente com o facto da rede possuir uma componente eólica muito elevada, e sendo uma rede isolada, não existe formas de conseguir importar quantidades de energia a partir de sistemas na vizinhança para fazerem face as perdas de geração devido, por exemplo, a saída de serviço de um aerogerador. Por razões atmosféricas característicos da região, ocorrem frequentes perturbações instantâneas na rede, a nível das linhas de transporte/distribuição. Outros tipos de problemas que também podem ocorrer na rede são variações de carga em determinados barramentos, muitas vezes devido a má dimensionamento e exploração das instalações eléctricas dos grandes consumidores, nomeadamente, dos consumidores industriais.

Perante estes possíveis problemas citados, e que podem por em causa a exploração, segurança e estabilidade do sistema, surge a necessidade de se recorrer a uma medida de prevenção de modo a evitar a ocorrência de um colapso. Nesta tese, propõe-se uma medida de *Corte de Carga devido a variações de frequência*, para uma dada perturbação. No capítulo seguinte faz-se um estudo do comportamento da frequência face a perturbações simuladas na rede, para cenários de carga pré-definidos, e identificam-se grandezas eléctricas relacionadas com o fenómeno da perturbação, de modo a construir conjuntos de treino, validação e teste que são aplicados no capítulo 5 a quando da construção do FIS – TSK.

4. GERAÇÃO DOS CONJUNTOS DE TREINO, VALIDAÇÃO E TESTE

4.1. Introdução

A definição de uma estratégia de deslastre de carga num sistema eléctrico pressupõe um estudo prévio do comportamento do sistema face a determinadas perturbações, e análise da forma como a frequência evolui nos instantes imediatamente após a ocorrência da perturbação. Neste trabalho fez-se o estudo da rede usando um programa de simulação do fluxo de potências e da Análise Dinâmica desenvolvida no INESC-PORTO [4.1], [4.2], [4.3], [4.4]. A partir dos resultados obtidos dessas simulações obtém-se duas tabelas de dados para o controlador difuso construído no capítulo seguinte.

4.2. Metodologia Utilizada

Pretende-se, neste capítulo, determinar um conjunto de valores correspondentes a determinadas grandezas eléctricas, que irão constituir os dados de entrada do controlador difuso. Usando o Plansys, inicialmente são definidos os cenários e os pontos de operação do sistema. Para cada ponto de operação é executado o módulo de cálculo do Fluxo de Potências. Posteriormente faz-se a simulação de diferentes tipos de perturbações, para cada ponto de operação.

Ao fim de cada perturbação simulada analisa-se o comportamento do sistema, nomeadamente a sua frequência e outras grandezas eléctricas que estão relacionadas com o fenómeno de perturbação.

Nesta tese só foram considerados dois pontos de operação do sistema, cujos cenários estão caracterizados na secção 4.4.1 (cenários de vazio e de ponta), uma vez que não foi possível obter elementos suficientes da parte da entidade proprietária da rede, que permitissem definir outros cenários e pontos de operação. Os tipos de perturbações simuladas na rede estão definidos na secção 4.4.2.

Para simular *Curto-circuito num Barramento* teve-se em consideração os barramentos das Subestações junto das centrais, os dos Postos de Seccionamento a partir dos quais partem varias linhas de alimentação e ainda os barramentos dos Parques Eólicos.

Para simular *Curto-circuito numa Linha* teve-se em consideração linhas de conexão entre Subestações e Postos de Seccionamento, linhas que interligam subestações e linhas que ligam os parques eólicos às subestações.

Para simular a *Ligação ou Desligação de Maquinas Assíncronas* foram considerados os seguintes casos:

- Saída de serviço individual de cada máquina assíncrona equivalente;
- Saídas em simultâneo das máquinas assíncronas equivalentes.
- Entrada na rede de uma máquina assíncrona equivalente.

Para simular a *Desligação de Maquinas Síncronas* foram considerados a saída de serviço individual de cada gerador síncrono.

Para simular *Variações de Carga num barramento* optou-se por barramentos de maior carga, e considera-se uma variação de carga na ordem dos 50%. Foram considerados tanto o caso em que a variação é crescente como o caso em que a variação é decrescente.

Ao fim de cada simulação é analisado o comportamento da frequência do sistema. Admitindo ± 1.5 Hz como limites de variações de frequência admissíveis nos relés de frequência, são repetidas todas as perturbações que violam esses limites, cortando cargas em determinados barramentos. Este procedimento segue uma metodologia de “Tentativa-Erro” por observação do comportamento da frequência do sistema, até que as variações de frequência estejam dentro dos limites admissíveis e que o corte de carga seja mínimo.

Ao fim de cada simulação em que se verifica a condição de variação de frequência, atrás referida, para corte de carga mínimo, são registadas as seguintes grandezas:

- *Taxa de variação de frequência do sistema no tempo*, no instante imediatamente a seguir à perturbação;
- *Variações de tensão nos barramentos* com os números 44 (Subestação da Central Antiga), 57 (Parque Eólico I), 117 (Subestação da Nova Central) e 118 (Posto de Seccionamento do Palácio), no instante imediatamente a seguir à perturbação;
- *Potência Gerada* no instante da ocorrência da perturbação.

A *taxa de variação da frequência*, a *menor variação da tensão* e a *potência gerada* são as grandezas eléctricas que vão constituir as entradas para o controlador difuso, no capítulo 5. A *quantidade mínima de carga a cortar* para cada perturbação simulada será a saída “Alvo” para o controlador difuso.

Os conjuntos de treino, validação e teste são construídos na secção 4.4, e têm como parâmetros as grandezas atrás citadas.

4.3. Especificações e Módulos de Simulação

4.3.1. Especificação dos Ficheiros de Entrada de Dados

A partir da base de dados fornecida pela empresa proprietária da Rede em estudo e do Plansys, foram obtidos os seguintes ficheiros de texto (cujas especificações são descritos em [4.5]):

- *data.red* – Dados relativos aos barramentos, linhas, transformadores, baterias de condensadores e aparelhos de corte/comando.
- *data.ger* – Dados relativos aos geradores síncronos.
- *data.gas* – Dados relativos às máquinas assíncronas.
- *data.par* – Parâmetros gerais dos diversos módulos de cálculo

Os Dados relativos aos primeiros três ficheiros de entrada constam do anexo B.1.

No Ficheiro *data.par* é especificado os seguintes dados:

1. *máximo número iterações fluxo de potências* – Inteiro com o número máximo de iterações do método numérico do fluxo de potências.
Valor típico: 30.
2. *erro máximo fluxo de potências* – Valor de dupla precisão com o erro máximo do método numérico do módulo de fluxo de potências (p.u.).
Valor típico: 0.000001 p.u..
3. *erro máximo análise dinâmica* – Valor de dupla precisão com o erro máximo do método numérico do módulo de análise dinâmica (p.u.).
Valor típico: 0.000001 p.u..
4. *tempo de estudo análise dinâmica* – Valor de dupla precisão com o tempo de estudo para a análise dinâmica (segundos).
5. *passo de integração análise dinâmica* – Valor de dupla precisão com a duração de cada passo de integração do método numérico da análise dinâmica (segundos).
Valor típico: 0.005 segundos.

4.3.2. Modelização da Rede Eléctrica do Sistema

4.3.2.1. Introdução

A modelização do sistema teve como base as regras descritas no documento designado “Especificação dos Módulos de Fluxo de Potências e de Análise Dinâmica” [4.1] e as características e especificações disponíveis dos componentes da rede eléctrica de S. Vicente.

A seguir descreve-se alguns aspectos da modelização do sistema, e as especificações mais detalhadas constam do anexo B.2.

4.3.2.2. Módulo de Fluxo de Potências

Conforme descrito em [4.1], este módulo realiza o cálculo do fluxo de potências de um S.E.E., para um dado cenário de consumo, despacho e de configuração topologia. A análise é feita para o esquema unifilar do S.E.E., considerando valores trifásicos para as potências, tensões e correntes. Por esta razão, o método aplicado pressupõe que as três fases do sistema são exactamente iguais e estão electricamente equilibradas.

O método iterativo utilizado para resolver numericamente as equações de fluxo de potência que consistem em equações algébricas não lineares, foi o método de Newton Rapson formulado para coordenadas polares conforme descrito em [4.6] e [4.10].

□ Componentes

O software permite modelizar os seguintes componentes de um sistema eléctrico:

- 1) Linhas e cabos (modelo convencional em π).
- 2) Transformadores (modelo convencional em π), dispondo de:
 - tomada de regulação de tensão em vazio ou em carga;
 - regulação de tensão no enrolamento primário ou secundário.
- 3) Baterias de condensadores (especificação da capacidade nominal).
- 4) Aparelhos de corte/comando (especificação do estado aberto/fechado).
- 5) Cargas (especificação dos valores de potências consumidas).
- 6) Geradores e motores assíncronos (barramento “RX”).
- 7) Geradores síncronos (barramento “PV” ou “REF”).

As especificações destes componentes constam do anexo B.2.1.

Foi adoptado o modelo de tomadas fixas para todos os transformadores da rede. Não foi considerada a possibilidade de existirem tomadas com regulação, uma vez que a rede em estudo não possui estes tipos de transformadores.

Na rede em estudo, para cada parque eólico foi modelizada uma máquina assíncrona equivalente aos três aerogeradores.

□ Classificação dos barramentos

Na análise de fluxo de potências, cada barramento é classificado como sendo de um tipo entre os seguintes: “REF”, “PV”, “PQ”, e “RX”. O tipo é definido de acordo com as variáveis do barramento que têm valores especificados, os quais são assumidos como constantes durante o cálculo de fluxo de potências. A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros especificados para cada tipo de barramento.

Tipo de barramento	P_c	Q_c	P_g	Q_g	V	arg	P_{me}
"REF"	✓	✓			✓	✓	
"PV"	✓	✓	✓		✓		
"PQ"	✓	✓	✓	✓			
"RX"	✓	✓					✓

Tabela 4.1 – Parâmetros especificados para cada tipo de barramento

Na rede em estudo os barramentos são classificados do seguinte modo:

O barramento de referencia "REF" é o barramento de geração com o número 127. Os restantes barramentos nos quais se ligam geradores síncronos são do tipo "PV". Os barramentos onde se conectam máquinas assíncronas são do tipo "RX" e os restantes barramentos são do tipo "PQ".

□ *Dados de entrada*

Para realizar o cálculo do fluxo de potências do S.E.E., o módulo necessita de ler os dados de entrada a partir dos seguintes ficheiros de texto(cujas especificações constam do anexo B.1):

- *data.red* – Dados relativos aos barramentos, linhas, transformadores, baterias de condensadores e aparelhos de corte/comando.
- *data.ger* – Dados relativos aos geradores síncronos.
- *data.gas* – Dados relativos às máquinas assíncronas.
- *data.par* – Parâmetros gerais dos diversos módulos de cálculo

4.3.2.3. Módulo de Análise Dinâmica

O módulo de análise dinâmica realiza um estudo simplificado do comportamento dinâmico do sistema na sequência da ocorrência de perturbações pré-definidas pelo utilizador, disponibilizando a evolução temporal de grandezas eléctricas e mecânicas do sistema. Esta análise terá que ser realizada para cada sub-rede identificada a partir de uma subestação AT/MT. Pelo facto de ser necessariamente simplificada, não considerará a actuação de relés de protecção.

Cada simulação do comportamento dinâmico do sistema, activa inicialmente o módulo de cálculo de fluxo de potência para permitir a determinação do estado estacionário prévio ao regime dinâmico pretendido. Assim, os dados de entrada do módulo de fluxo de potências fazem parte dos dados de entrada do módulo de análise dinâmica, pelo que as especificações apresentadas anteriormente, relativas ao módulo para o estudo de fluxo de potência, também se aplicam ao módulo de análise dinâmica.

Tal como no módulo de fluxo de potências, a análise dinâmica é feita para o esquema unifilar do S.E.E., considerando valores trifásicos para as potências, tensões e correntes. Por esta razão, o método aplicado pressupõe que as três fases do sistema são exactamente iguais e estão electricamente equilibradas.

A evolução temporal das grandezas eléctricas e mecânicas do sistema é obtida a partir da resolução numérica das equações diferenciais de estado do sistema, utilizando o método de Runge-Kutta de 4ª ordem [4.7], [4.8].

A realização dos estudos de comportamento dinâmico pressupõe a existência de dados fiáveis sobre as características eléctricas e mecânicas das máquinas em serviço (síncronas e assíncronas) e dados dos reguladores de velocidade e de tensão.

□ Componentes

O software permite modelizar os seguintes componentes de um sistema eléctrico:

- 1) Linhas e cabos (modelo convencional em π).
- 2) Transformadores (modelo convencional em π), dispondo de tomada de regulação em vazio, no enrolamento primário ou secundário.
- 3) Baterias de condensadores (especificação da capacidade nominal).
- 4) Aparelhos de corte/comando (especificação do estado aberto/fechado).
- 5) Cargas (como admitância constante).
- 6) Geradores e motores assíncronos (modelo transitório de 3ª ordem).
- 7) Geradores síncronos (modelo transitório de 4ª ordem) associados a:
 - regulador de tensão (modelo IEEE de tipo 1);
 - regulador de velocidade (modelo com controlo PI);
 - turbina, podendo esta ser do tipo térmica simples, térmica com reaquecimento ou hidráulica.

A modelização destes componentes é feita conforme descrita em [4.1]. e consta no anexo B.2.2.

□ Perturbações

Conforme descrito em [4.1], o módulo possibilita a simulação das seguintes perturbações:

1. Curto-circuito num barramento
2. Variação de carga
3. Curto-circuito trifásico simétrico numa linha

4. Ligação/desligação de geradores síncronos

5. Ligação/desligação de máquinas (gerador/motor) assíncronas

Para além da simulação de uma qualquer destas perturbações, o módulo permite ainda a realização de sequência de perturbações bem como de perturbações em simultâneo.

A especificação de cada perturbação, suas condições bem como seus parâmetros de simulação estão descritos no anexo B.2.2.

□ *Classificação dos Barramentos*

- Barramento tipo “PV” ou “REF”

↓ Restrição: Para realizar a análise dinâmica da rede, os barramentos aos quais estão ligados um gerador síncrono, desde o instante inicial, necessitam de ser do tipo “PV” ou “REF”. O gerador síncrono n.º 6 situado na nova central é o gerador de “REF”, e os outros síncronos são do tipo “PV”.

- Barramento tipo “PQ”

↓ Restrição: Quando se pretende realizar a análise dinâmica do sistema, é necessário que os barramentos tipo “PQ” tenham valores de potência activa e reactiva gerada de valor 0, i.e. $P_g = Q_g = 0$.

- Barramento tipo “RX”

↓ Restrição: Para realizar a análise dinâmica do sistema, os barramentos aos quais estão ligados, desde o instante inicial, uma máquina assíncrono, necessitam de ser do tipo “RX”.

□ *Dados de entrada*

Para realizar a análise dinâmica do comportamento de rede, o módulo necessita de ler os dados de entrada a partir dos seguintes ficheiros de texto (cujas especificações constam do anexo B.1):

- *data.red* – Dados relativos aos barramentos, linhas, transformadores, baterias de condensadores e aparelhos de corte/comando.
- *data.ger* – Dados relativos aos geradores síncronos.
- *data.gas* – Dados relativos às máquinas assíncronas.
- *data.par* – Parâmetros gerais dos diversos módulos de cálculo

4.4. Simulação de Perturbações

4.4.1. Caracterização de Cenários

1. Cenário de Vazio

Para a obtenção dos máximos desvios das grandezas eléctricas e mecânicas quando da ocorrência de uma perturbação, foi considerado um Cenário de Vazio para a rede caracterizado por:

- Rede Eléctrica de S. Vicente para 2003 (ver figura 3.2);
- Potência mínima consumida, correspondente às horas de vazio em que $\Sigma P_c = 7387$ KW e $\Sigma Q_c = 5019$ KVA (ver Anexo A);
- Três geradores Diesel MAK (G3, G4 e G6) em funcionamento;
- Parque I a funcionar a 3x300 KW e Parque II a funcionar a 3x400 KW.

2. Cenário de Ponta

O Cenário de Ponta é caracterizado por:

- Rede Eléctrica de S. Vicente para 2003 (ver figura 3.2);
- Potência máxima consumida, correspondente às horas de ponta em que $\Sigma P_c = 11073$ KW e $\Sigma Q_c = 7483$ KVar (ver Anexo A);
- Quatro geradores MAK (G3, G4, G5 e G6) em funcionamento; Parque I a funcionar a 3x300 KW e Parque II a funcionar a 3x400 KW.

Não foram considerados outros cenários por falta de informações suficientes por parte da empresa proprietária da rede em estudo.

4.4.2. Tipos de Perturbação

Para cada perturbação simulada, o despacho (que define as condições de exploração da rede antes da ocorrência das perturbações) foi feito tendo em conta o cuidado de garantir uma produção por grupo Diesel superior ao mínimo limite técnico (por falta de dados, considerei 40% da potência nominal).

Não foi simulada a perturbação do tipo *Ligação/Desligação de Condensadores* por não existirem baterias de condensadores distribuídas na rede, excepto as baterias dos parques eólicos mas estes são de potências muito reduzidas comparadas com o potência reactiva global do sistema.

Foram consideradas as seguintes perturbações na simulação dinâmica da rede:

- curto-circuito num barramento;
- curto-circuito trifásico simétrico numa linha;
- Desligação de geradores síncronos;
- Ligação/Desligação de máquinas assíncronas (nos aerogeradores);
- Variação de carga nos barramentos (crescimento e decréscimo).

Na Tabela 4.2 estão identificadas as perturbações que foram simuladas na rede em estudo, para os dois cenários de carga considerados, em que “# pontos” corresponde a numeração atribuída a cada perturbação simulada.

Cenário de Ponta		Cenário de Vazio	
Perturbação	# pontos	Perturbação	# pontos
Curto-circuito no barramento n.º 43	1	Curto-circuito no barramento n.º 43	24
Curto-circuito no barramento n.º 48	2	Curto-circuito no barramento n.º 48	25
Curto-circuito no barramento n.º 57	3	Curto-circuito no barramento n.º 57	26
Curto-circuito no barramento n.º 85	4	Curto-circuito no barramento n.º 85	27
Curto-circuito no barramento n.º 117	5	Curto-circuito no barramento n.º 117	28
Curto-circuito no barramento n.º 118	6	Curto-circuito no barramento n.º 118	29
Curto-circuito na linha n.º 63	7	Curto-circuito na linha n.º 63	30
Curto-circuito na linha n.º 64	8	Curto-circuito na linha n.º 64	31
Curto-circuito na linha n.º 66	9	Curto-circuito na linha n.º 66	32
Curto-circuito na linha n.º 74	10	Curto-circuito na linha n.º 74	33
Curto-circuito na linha n.º 123	11	Curto-circuito na linha n.º 123	34
Variação de carga em 50%, no barramento n.º 44. decréscimo	12	Variação de carga em 50%, no barramento n.º 44. decréscimo	35
Variação de carga em 50%, no barramento n.º 44. incremento	13	Variação de carga em 50%, no barramento n.º 44. incremento	36
Variação de carga em 50%, no barramento n.º 117. decréscimo	14	Variação de carga em 50%, no barramento n.º 117. decréscimo	37
Variação de carga em 50%, no barramento n.º 117. incremento	15	Variação de carga em 50%, no barramento n.º 117. incremento	38
Saída de serviço do parque I	16	Saída de serviço do parque I	39
Saída de serviço do parque II	17	Saída de serviço do parque II	40
Entrada em serviço do Parque II	18	Entrada em serviço do Parque II	41
Saída de serviço, simultânea dos parques eólicos I e II	19	Saída de serviço, simultânea dos parques eólicos I e II	42
Saída de serviço do ger. Síncrono G3	20	Saída de serviço do ger. Síncrono G3	43
Saída de serviço do ger. Síncrono G4	21	Saída de serviço do ger. Síncrono G4	44
Saída de serviço do ger. Síncrono G5	22	Saída de serviço do ger. Síncrono G6	45
Saída de serviço do ger. Síncrono G6	23		

Tabela 4.2 – Tipos de Perturbações simuladas na rede eléctrica de S. Vicente

4.4.3. Parâmetros de Perturbação

Tendo em conta os tipos de perturbações que o programa Plansys permite simular (especificados no anexo B.2.2), foram considerados os seguinte parâmetros de perturbação:

- **Tipo de perturbação: curto-circuito nos barramentos:**

inicio – Instante de início do curto-circuito (em segundos): **2 segundos**
duração – Duração do curto-circuito, tempo ao fim do qual o defeito é eliminado (em segundos): **0.2 segundos**

- **Tipo de perturbação: curto-circuito nas linhas:**

reengate – Valor não nulo para activar reengate, e valor 0 para desactivar reengate:
1

inicio – Instante de início do curto-circuito (em segundos): **2 segundos**

duração – Duração do curto-circuito, tempo ao fim do qual o defeito é eliminado e a linha sai de serviço (em segundos): **0.2 segundos**

tempo reengate – Duração entre a eliminação do defeito e o reengate da linha (em segundos): **0.3 segundos**

Rav – Resistência de defeito (em Ω): **0**

Xav – Reactância de defeito (em Ω): **0**

- **Tipo de perturbação: ligação de aerogeradores:**

inicio – Instante em que ocorre a transição (em segundos): **2 segundos**

w_{inicial} – Percentagem da velocidade da máquina em relação à velocidade de sincronismo no instante de ligação, i.e. $w_{inicial} = w_{arranque} / (2\pi \cdot f_0) \times 100$ (em %). Para ligar um gerador assíncrono a funcionar no momento de ligação como motor, então *w_{inicial}* deverá ter valor inferior a 100% (por exemplo *w_{inicial}* = 98 %). Para ligar um motor assíncrono, então *w_{inicial}* deverá ter valor 0%: **98 %**

- **Tipo de perturbação: desligação de aerogeradores:**

inicio – Instante em que ocorre a transição (em segundos): **2 segundos**

w_{inicial} – Percentagem da velocidade da máquina em relação à velocidade de sincronismo no instante de ligação, i.e. $w_{inicial} = w_{arranque} / (2\pi \cdot f_0) \times 100$ (em %). Para ligar um gerador assíncrono a funcionar no momento de ligação como motor, então *w_{inicial}* deverá ter valor inferior a 100% (por

exemplo $w_{inicial} = 98 \%$). Para ligar um motor assíncrono, então $w_{inicial}$ deverá ter valor 0%. 0

- **Tipo de perturbação: saída de serviço do geradores síncronos:**

inicio – Instante em que ocorre a transição (em segundos): **2 segundos**

- **Tipo de perturbação: variações de carga nos barramentos – Decremento:**

deslastre – Valor não nulo para simular diminuição de carga: **1**

inicio – Instante de início da variação de carga (em segundos): **2 segundos**

duração – Duração da variação de carga (em segundos), tempo ao fim do qual ocorre o restabelecimento do cenário de carga inicial: **5 segundos**

Pvar – Valor de consumo de potência activa a variar (%): **50%**

Qvar – Valor de consumo de potência reactiva a variar (%): **50%**

- **Tipo de perturbação: variações de carga nos barramentos – Crescimento:**

deslastre – Valor nulo para simular aumento de carga: **0**

inicio – Instante de início da variação de carga (em segundos): **2 segundos**

duração – Duração da variação de carga (em segundos), tempo ao fim do qual ocorre o restabelecimento do cenário de carga inicial: **5 segundos**

Pvar – Valor de consumo de potência activa a variar (%): **50%**

Qvar – Valor de consumo de potência reactiva a variar (%): **50%**

Na impossibilidade de obter informações sobre as condições de actuação dos relés sensíveis a variações da frequência do S.E.E. da rede em estudo, considerou-se um limite de ± 1.5 Hz como desvios máximos e mínimos de frequência admissíveis.

Conforme se disse em 4.2, em todas as perturbações simuladas, e que estes limites foram ultrapassados, procedeu-se a repetição da simulação, efectuando cortes de carga, por uma metodologia de “Tentativa-Erro”, observando o comportamento da frequência, até que os limites pré-estabelecidos estejam satisfeitos, para um corte de carga mínimo.

Em virtude das quantidades de carga associadas aos barramentos serem bastante pequenas, foram seleccionados doze barramentos de carga como potenciais barramentos onde se possa efectuar o corte, tendo como critério os de maior carga.

4.4.4. Análise dos Resultados

Ao fim de cada simulação são observados as seguintes variáveis de saída:

- $\Delta f_{\min}$ – desvio de frequência mínima do sistema (em Hz);
- $\Delta f_{\max}$ – desvio de frequência máxima do sistema (em Hz);
- df/dt_{2s^+} – taxa variação da frequência do sistema, imediatamente após a perturbação (em Hz/s);
- ΔV_{2s^+} – variação da tensão nos barramentos, imediatamente após a perturbação (em p.u.) nos barramentos 44, 56, 117 e 118.

A título de exemplo, a seguir mostra-se a simulação de um curto-circuito na linha n.º 66, para um cenário de ponta. A tabela 4.3 apresenta as características da linha e os valores dos parâmetros de simulação. A tabela 4.4 apresenta os resultados da simulação, sem e com corte de carga. A Figura 4.1 mostra a evolução da frequência do sistema, para a simulação sem corte de carga enquanto que a Figura 4.2 mostra a evolução da frequência do sistema, para a simulação em que o corte de carga é mínimo. Conforme se pode constatar, para um corte de carga de 4.429 MW a variação mínima da frequência do sistema não ultrapassa – 1.5 Hz.

n.º da linha	66
identificador	IT05
noi	117
noj	56
R (Ohm/km)	0.193
X (Ohm/km)	0.195
Ysh (mS/km)	0.075
comprimento (km)	4
avaria	1
reengate	1
inicio(s)	2
duração (s)	0.2
tempo reengate (s)	0.3
R_{defeito} (Ohm)	0
X_{defeito} (Ohm)	0

Tabela 4.3 - Dados e parâmetros de simulação de curto-circuito na linha 66.

-	frequência			var. Tensões nos barramentos				menor ΔV	Pgerada Pg (MW)	Carga cortada (MW)
	Δf_{max}	Δf_{min}	(df/dt)_2s	ΔV 44(p.u.)	ΔV 44(p.u.)	ΔV 44(p.u.)	ΔV 44(p.u.)			
S/ Corte de carga	1.303	-2.345	0.710	-0.8286	-1.0052	-1.0023	-0.9680	-1.0052	11.137	-
C/ Corte de carga	0.648	-1.489	0.340	-0.8413	-1.0052	-1.0023	-0.9699	-1.0052	11.137	4.429

Tabela 4.4 - Resultados da simulação de curto-circuito na linha 66.

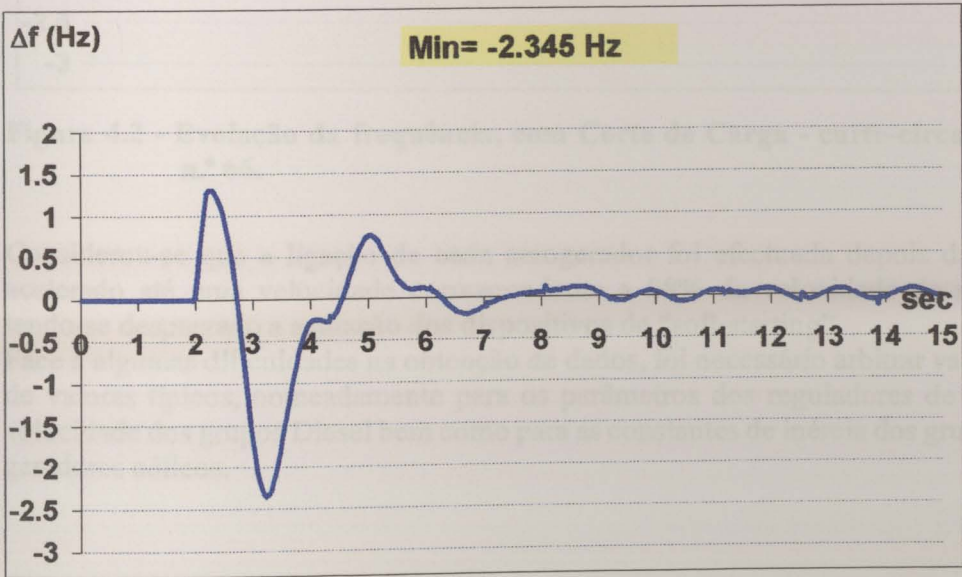


Figura 4.1 - Evolução da frequência, sem Corte de Carga - curto-circuito na linha n.º 66.

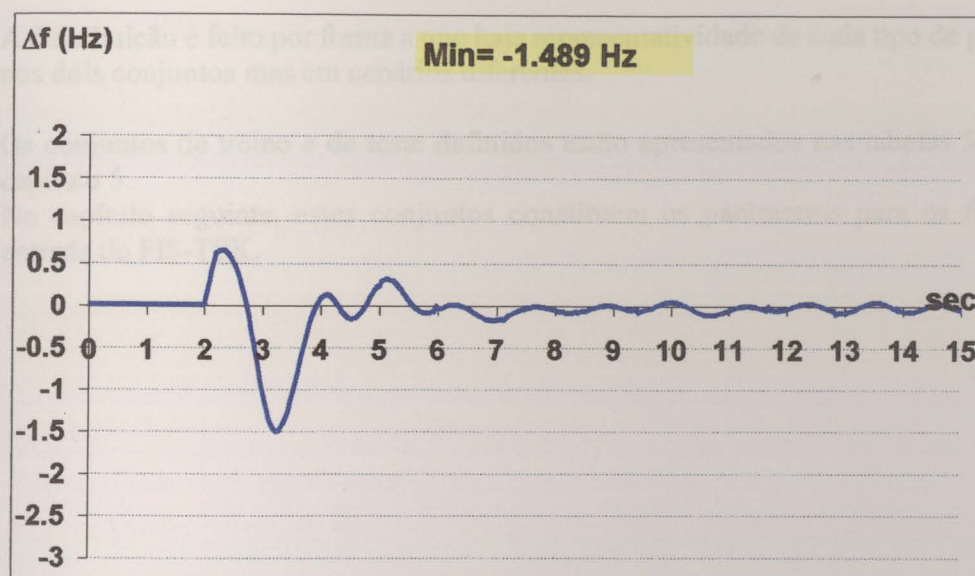


Figura 4.2 - Evolução da frequência, com Corte de Carga - curto-circuito na linha n.º 66.

Considerou-se que a ligação de cada aerogerador foi efectuada depois da turbina ter acelerado até uma velocidade correspondente a 98% da velocidade de sincronismo, tendo-se desprezado a actuação dos dispositivos de “soft-starting”.

Face a algumas dificuldades na obtenção de dados, foi necessário arbitrar valores a partir de valores típicos, nomeadamente para os parâmetros dos reguladores de tensão e de velocidade dos grupos Diesel bem como para as constantes de inércia dos grupos Diesel e geradores eólicos.

4.5. Conjuntos de Treino e de Teste

Pressupondo instalados aparelhagens de medição das grandezas eléctricas, os barramentos 44, 57, 117 e 118 são considerados barramentos estratégicos. Por conseguinte as variações da tensão nestes barramentos são registadas, no instante imediatamente após a ocorrência de uma perturbação, para efeito de caracterização do fenómeno resultante da perturbação. E a menor destas variações constitui uma das variáveis de entrada para FIS-TSK(que se constrói no capítulo 5).

A taxa de variação da frequência no tempo, df/dt , e a potência gerada, no instante imediatamente antes da ocorrência da perturbação são as outras duas variáveis de entrada para o FIS-TSK.

Após executar todas as simulações definidas na tabela 4.2, os resultados correspondentes à taxa de variação da frequência no tempo, menor variação da tensão e a potência gerada no instante imediatamente antes da perturbação, e à quantidade mínima de carga a ser cortada para cada caso, são divididos em dois conjuntos designados conjuntos de treino e de teste.

A distribuição é feita por forma a que haja representatividade de cada tipo de perturbação nos dois conjuntos mas em cenários diferentes.

Os conjuntos de treino e de teste definidos estão apresentados nas tabelas 5.4 e 5.5 do capítulo 5.

No capítulo seguinte, estes conjuntos constituem os parâmetros para os ficheiros de entrada do FIS-TSK.

5. CONSTRUÇÃO DO FIS – TSK E RESULTADOS

5.1. Introdução

No capítulo anterior foram gerados dois conjuntos designados de treino e de teste. Estes dois conjuntos serão os dados para os ficheiros de entrada do controlador difuso construído neste capítulo, e que é implementado um software designado por NFIDENT. NFIDENT é um software para aproximação de funções com sistemas difusos baseadas numa aprendizagem supervisionada. NFIDENT implementa um sistema de inferência com uma arquitectura do tipo Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) [2.7].

O método de inferência difusa proposto por Takagi, Sugeno e Kang, conhecido por modelo TSK na literatura de sistemas difusos, tem sido um dos mais usados em estudos e aplicações praticas de controlo e modelização difusa. O controlador difuso proposto baseia-se no modelo TSK.

5.2. Uso do ANFIS para obter os Pesos definidores do FIS – TSK

5.2.1. Considerações Gerais

Nesta secção descreve-se um FIS que para um conjunto de valores de entrada, procura afinar um peso para cada variável topologica. Para isso é preciso definir valores a serem usados como variáveis de entrada. As variáveis de entrada serão descritos usando funções de pertença Gaussianas. Após a definição das variáveis de entrada, o FIS é treinado seguindo o conceito de um ANFIS. Isto significa que as regras, os parâmetros para as funções de pertença e os coeficientes das regras (no caso do FIS ser um sistema do tipo TSK), são obtidos por retropropagação de erro no ANFIS num conjunto de treino. Como se disse anteriormente, este conjunto de treino foi gerado no programa Plansys – Inesc-Porto.

O ANFIS usa o conjunto de treino e identifica todas as regras que devem ser usadas. Igualmente procura os parâmetros para as funções de pertença. As regras e os parâmetros são os que melhor adaptarem aos pontos no conjunto de treino. Esta melhor adaptação é conseguida por um processo de sintonização supervisionada do FIS baseado num modelo de TSK, pelo *critério de mínimo erro quadrático* entre o valor estimado e os resultados obtidos no exemplo. O outro parâmetro que deve ser “sintonizado” é a saída do FIS. Todavia esta saída depende do tipo de FIS usado. Se for um sistema do tipo Mamdani, as saídas a serem “sintonizadas” são os parâmetros para a representação dos pesos das funções de pertença Gaussianas. Por outro lado, se for um sistema tipo TSK, as saídas a serem sintonizadas são os coeficientes associados a cada regra definida. Como se disse anteriormente, o modelo de estudo é a rede eléctrica de S. Vicente, e pressupõe-se existir

aparelhagem de medida nos barramentos 44, 57, 117 e 118 para medir o df/dt e as variações de tensão.

A figura 5.1 representa de forma genérica o Controlador Difuso que, para três valores das variáveis de entrada, a saber taxa de variação da frequência no tempo $TaxVarf$, menor variação de tensão $menor\Delta V$ e potência gerada $Pgerada$, produz uma saída que é o valor da mínima de carga a deslastrar ΔL .

Na construção de um FIS como o que se pretende, procurou-se um desenho o mais económico possível (em termos de entradas e saídas). Com isto não só se viabiliza tecnicamente uma solução desta natureza como se consegue um controlador de implementação pratica possível e económica. Por outro lado, dada a dimensão dos conjuntos de treino e de teste disponíveis, não seria possível assegurar uma boa generalização para controladores mais complexos.

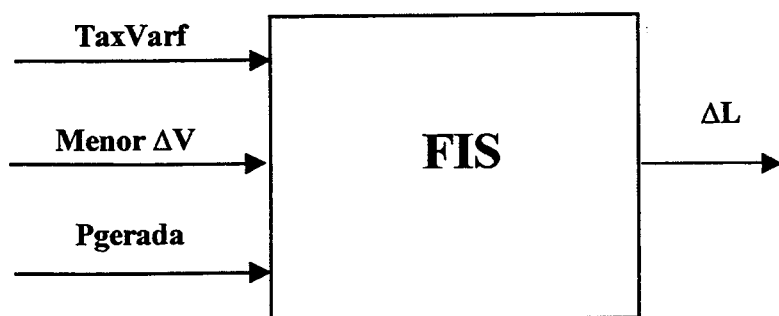


Figura 5.1 – Representação genérica do Controlador Difuso.

5.2.2. Variáveis de Entrada

As variáveis de entrada geradas devem caracterizar de uma forma muito clara o comportamento do sistema, após a ocorrência de uma perturbação. Conforme referenciados na secção anterior, as variáveis de entrada para o FIS são:

- Taxa de variação da frequência no tempo, df/dt ;
- Menor variação da tensão;
- Potência activa gerada.

A variável de entrada *Taxa de Variação da Frequência no tempo*, designada $Taxvarf$, está relacionada com a forma como a frequência varia no tempo, particularmente nos instantes imediatamente a seguir a uma eventual perturbação no sistema. Funciona como um “detector” de perturbações na rede.

A variável de entrada *Menor variação da tensão*, designada $menor\Delta V$, é o menor valor correspondente às variações de tensão no instante imediatamente a seguir a uma eventual

perturbação no sistema, nos quatro barramentos escolhidos, nos quais pressupõe estarem instalados aparelhagens de medida, e que têm os números 44, 57, 117 e 118,.

A variável de entrada *Potência activa gerada*, designada *Pgerada*, representa a potência activa gerada no instante da ocorrência da perturbação. Dada a pequena diferença entre o consumo na ponta e no vazio, só foram considerados dois valores possíveis para a potência activa gerada.

Para as duas primeiras variáveis de entrada foram consideradas 7 funções de pertença e que estão relacionadas com as seguintes designações linguísticas: *Very Very Small, Very Small, Small, Medium, Large, Very Large, Very Very Large*.

Para a terceira variável de entrada foram consideradas 5 funções de pertença e que estão relacionadas com as seguintes designações linguísticas: *Very Small, Small, Medium, Large, Very Large*.

Cada uma destas designações linguísticas é representada por um conjunto difuso que tem uma função de pertença e está relacionada com a expressão (2.1) do capítulo 2 :

$$f(x, m, d) = e^{-\left(\frac{x-m}{d}\right)^2}$$

em que:

- x representa a variável com um valor real;
- m representa o ponto com o máximo grau de pertença, que é o ponto onde a função é simétrica. Por se tratar da função de pertença de um número *difuso*, o máximo grau de pertença é 1.0;
- d representa a expansão ou a largura da função de pertença e este parâmetro tem um valor que é sempre positivo.

5.2.2.1. Taxa de Variação da Frequência no tempo

Como se disse atrás, esta variável está relacionada com o comportamento da frequência no tempo. Quando se termina o processo de treino, os parâmetros para as funções de pertença Gaussianas referentes a esta variável são “sintonizadas”. Daí resultam as seguintes funções de pertença mostradas na figura 5.2, uma para cada designação linguística, obtidas após o processo de treino efectuado pelo ANFIS para um sistema do tipo TSK. A tabela 5.1 indica os valores dos parâmetros m e d das 7 funções de pertença relacionadas com esta variável de entrada.

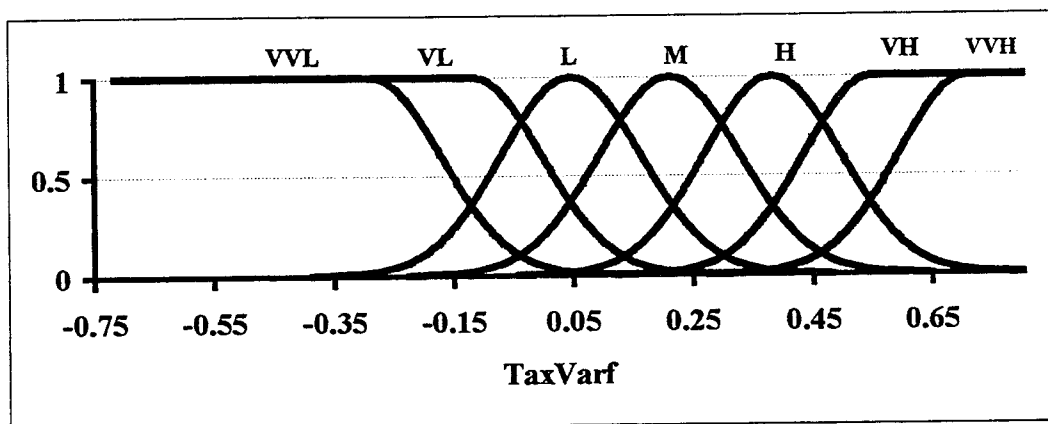


Figura 5.2 – Representação gráfica das funções de pertinência relacionadas com a variável de entrada difusa *TaxVarf*.

<i>TaxVarf</i>	<i>m</i>	<i>d</i>
VeryVeryLow	-0.286525	0.163272
VeryLow	-0.116541	0.162182
Low	0.046914	0.164811
Medium	0.211725	0.166083
High	0.382863	0.161028
VeryHigh	0.548865	0.16111
VeryVeryHigh	0.709975	0.164713

Tabela 5.1 – Valores para os parâmetros *m* e *d* das sete funções de pertinência Gaussianas, relacionadas com a variável de entrada difusa *Taxvarf*.

5.2.2.2. Menor Variação da Tensão

A segunda variável de entrada está relacionada com o comportamento da tensão, em 4 barramentos, imediatamente após o incidente e admitindo haver dispositivos de medida nos barramentos em causa (barramentos 44, 57, 117 e 118). Tal como na variável anterior, uma vez terminado o processo de treino, os parâmetros para as funções de pertinência Gaussianas referentes a esta variável são “sintonizadas”. Daí resultam as seguintes funções de pertinência mostradas na figura 5.3, uma para cada designação linguística, obtidas após o processo de treino efectuado pelo ANFIS para um sistema do tipo TSK. A tabela 5.2 indica os valores dos parâmetros *m* e *d* das 7 funções de pertinência relacionadas com esta variável de entrada.

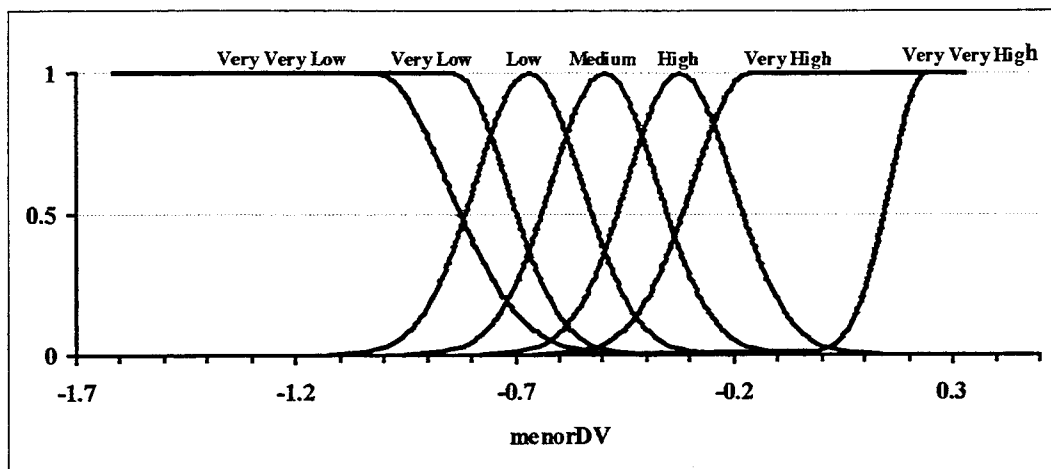


Figura 5.3 – Representação gráfica das funções de pertinência relacionadas com a variável de entrada difusa *menorDV*.

<i>menorDV</i>	<i>m</i>	<i>d</i>
VeryVeryLow	-1.014267	0.228721
VeryLow	-0.838282	0.170144
Low	-0.668139	0.173064
Medium	-0.495075	0.173064
High	-0.32201	0.173064
VeryHigh	-0.161835	0.185953
VeryVeryHigh	0.024118	0.011679

Tabela 5.2 – Valores para os parâmetros *m* e *d* das sete funções de pertinência Gaussianas, relacionadas com a variável de entrada difusa *menorDV*.

5.2.2.3. Potência activa gerada

A terceira variável relaciona-se com potência activa gerada, no instante que ocorre o incidente. Esta variável também deve ser medida a partir do centro de controlo da rede. Tal como nas variáveis anteriores, uma vez terminado o processo de treino, os parâmetros para as funções de pertinência Gaussianas referentes a esta variável são “sintonizadas”. Daí resultam as seguintes funções de pertinência mostradas na figura 5.4, uma para cada designação linguística, obtidas após o processo de treino efectuado pelo ANFIS para um sistema do tipo TSK. A tabela 5.3 indica os valores dos parâmetros *m* e *d* das 5 funções de pertinência relacionadas com esta variável de entrada.

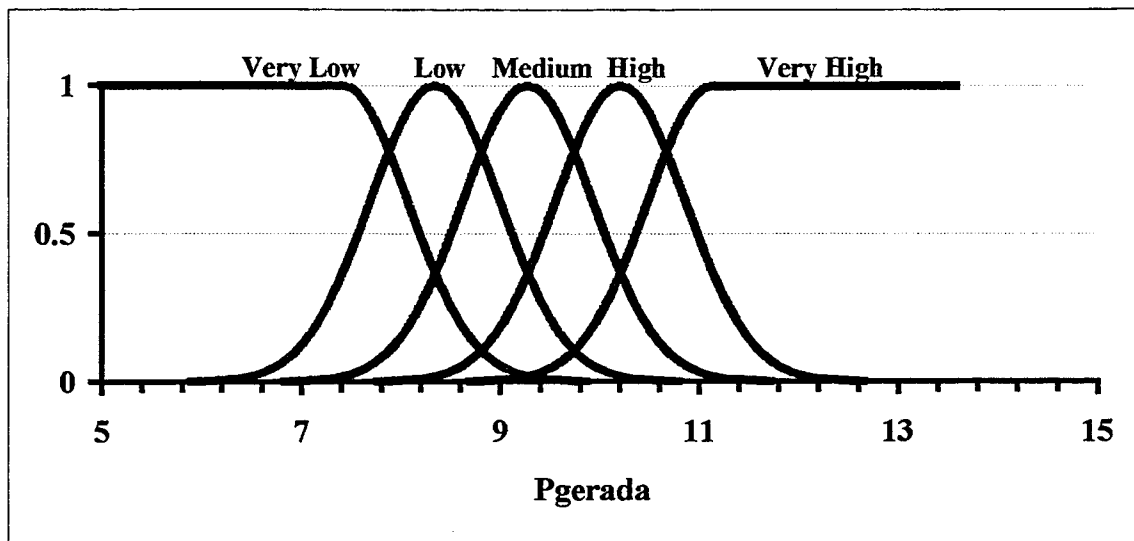


Figura 5.4 – Representação gráfica das funções de pertinência relacionadas com a variável de entrada difusa *Pgerada*.

<i>Pgerada</i>	<i>m</i>	<i>d</i>
VeryLow	7.4142	0.9308
Low	8.345	0.9308
Medium	9.2758	0.9308
High	10.2066	0.9308
VeryHigh	11.1374	0.9308

Tabela 5.3 – Valores para os parâmetros *m* e *d* das cinco funções de pertinência Gaussianas, relacionadas com a variável de entrada difusa *Pgerada*.

5.2.3. Variável de Saída e Conjuntos de Treino e de Teste

5.2.3.1. Variável de Saída

A variável de saída do FIS será a carga a deslastrar. O treino visa corrigir os valores dos pesos de modo a ajustar o resultado dado pelo controlador aos cenários previamente ensaiados [2.7].

As regras difusas deste exemplo são do tipo

$$\text{IF } x_1 \text{ is } A_{1j} \text{ AND } \dots \text{ AND } x_n \text{ is } A_{nj} \text{ THEN } y_j = a_{0j} + a_{1j}x_1 + \dots + a_{nj}x_n \quad (5.1)$$

Esta regra tem n variáveis de entradas difusas ($x_1, \dots, x_n$) e uma variável de saída (y_j). Nesta regra os símbolos têm os seguintes significados:

- A_{ij} representa o número *difuso* associado a variável de entrada x_i na regra número j , que é caracterizado por uma função de pertença $f_{ij}(x_i)$;
- a_{ij} representam os coeficientes ou pesos (em inglês, *numerical weights*) associados a cada variável de entrada x_i na regra número j ;
- a_{0j} representam o coeficiente constante associado a regra número j .

A variável de saída é obtida a partir dos coeficientes ou pesos associados a cada variável de entrada x_i na regra número j . Se os valores de a_{ij} forem zero para $i > 0$ o FIS diz-se de “sistema difuso do tipo TSK de ordem Zero”. Caso contrario o FIS diz-se de “sistema difuso do tipo TSK de primeira ordem”. Para este controlador temos um FIS do tipo TSK de primeira ordem.

Na tabela 5.4 apresentam-se os pesos e as saídas para cada ponto, após o processo de treino. A 1ª coluna representa o número correspondente a perturbação em causa.

# pontos	pesos	variável de saída (carga a deslastrar)
1	4.482379	$y=4.482379+(-0.000515)X1+(-0.000504)X2+(0.003132)X3$
3	3.445019	$y=3.445019+(-0.000107)X1+(0.000313)X2+(-0.003885)X3$
5	4.159746	$y=4.159746+(0.000961)X1+(-0.00099)X2+(0.005365)X3$
7	0.000659	$y=0.000659+(-0.00006)X1+(0.000088)X2+(-0.000059)X3$
9	0.00047	$y=0.00047+(-0.000024)X1+(0.000059)X2+(-0.000042)X3$
11	0.000818	$y=0.000818+(-0.000047)X1+(-0.000029)X2+(-0.000074)X3$
13	-0.000664	$y=-0.000664+(0.000041)X1+(0.000047)X2+(0.000068)X3$
15	0.45792	$y=0.45792+(-0.00206)X1+(0.005909)X2+(-0.047888)X3$
17	0.000293	$y=0.000293+(-0.000009)X1+(-0.000006)X2+(-0.000041)X3$
19	0.977826	$y=0.977826+(-0.000247)X1+(0.001202)X2+(-0.0132)X3$
21	1.379727	$y=1.379727+(0.000108)X1+(-0.000399)X2+(0.002117)X3$
23	-0.00062	$y=-0.00062+(0.00004)X1+(0.00009)X2+(0.000083)X3$
25	-0.000646	$y=-0.000646+(0.000026)X1+(0.000021)X2+(0.000088)X3$
27	-0.000579	$y=-0.000579+(-0.000071)X1+(0.000061)X2+(0.000075)X3$
29	-0.000263	$y=-0.000263+(-0.000031)X1+(-0.000063)X2+(0.000034)X3$

Tabela 5. 4 - Pesos e variáveis de saída do FIS

No anexo C.1 apresenta-se as regras geradas para este controlador difuso.

Como foi referido anteriormente, a variável de saída, designada por ΔL , representa a quantidade mínima de carga a ser cortada.

5.2.3.2. Conjuntos de Treino e de Teste

O conjunto de treino (tabela 5.5) foi gerado no capítulo anterior, e compreende 23 pontos de funcionamento de sistema eléctrico de energia, que corresponde a 23 simulações de perturbação na rede, e para cada ponto tem-se os correspondentes valores para as variáveis de entrada e de saída do sistema FIS.

O conjunto de teste (tabela 5. 6) também foi gerado no capítulo anterior e compreende 22 pontos de funcionamento de sistema eléctrico de energia, que corresponde a 22 simulações de perturbação na rede, e para cada ponto tem-se os correspondentes valores para as variáveis de entrada e de saída do sistema FIS.

A 1ª coluna representa o número correspondente à perturbação em causa.

Os conjuntos de treino e validação/teste foram definidos por forma a garantir, em ambos, representatividade de todos os tipos de situações a simular.

# pontos	input 1 TaxVarf	input 1 menor ΔV	input 1 Pgerada	output-target carga a cortar
1	0.689925	-0.994554	11.1374	4.4622
3	0.387125	-0.987381	11.1374	3.4464
5	0.709975	-1.002265	11.1374	4.4622
7	0.689925	-0.994554	11.1374	4.4622
9	0.640475	-1.005191	11.1374	4.5422
11	0.555025	-0.955556	11.1374	4.1594
13	-0.011875	-0.004324	11.1374	0
15	-0.040325	-0.01629	11.1374	0
17	-0.113475	0.009556	11.1374	0
19	-0.21565	0.016372	11.1374	0
21	-0.126075	-0.031673	11.1374	0
23	-0.1088	-0.09147	11.1374	0
25	0.3341	-0.916336	7.4142	0.4648
27	0.06295	-0.846135	7.4142	0
29	0.4278	-1.011358	7.4142	0.9797
31	0.584125	-1.014267	7.4142	1.4163
33	0.55865	-1.011358	7.4142	1.3429
35	0.0169	0.004679	7.4142	0
37	0.062775	0.018219	7.4142	0
39	-0.1106	0.008804	7.4142	0
41	-0.286525	0.024118	7.4142	0
43	-0.231675	-0.006744	7.4142	0
45	-0.12535	-0.095697	7.4142	0

Tabela 5.5 – Conjunto de treino para o FIS.

# pontos	input 1 TaxVarf	input 1 menor ΔV	input 1 Pgerada	output-target carga a cortar
2	0.394725	-0.872055	11.1374	3.4464
4	0.0538	-0.785005	11.1374	1.9204
6	0.513125	-0.994554	11.1374	4.0664
8	0.7499	-1.002265	11.1374	4.5422
10	0.689925	-0.994554	11.1374	4.4232
12	0.012125	0.003508	11.1374	0
14	0.0437	0.013659	11.1374	0
16	-0.085125	0.00597	11.1374	0
18	0.239	-0.056851	11.1374	0
20	-0.13505	-0.031182	11.1374	0
22	-0.229725	-0.009328	11.1374	0
24	0.55865	-1.011358	7.4142	1.2683
26	0.30645	-1.003681	7.4142	0.3249
28	0.538425	-1.014267	7.4142	1.2363
30	0.55865	-1.011358	7.4142	1.2881
32	0.838425	-1.001724	7.4142	1.2147
34	0.4283	-0.979307	7.4142	1.0245
36	-0.01645	-0.005317	7.4142	0
38	-0.0568	-0.021524	7.4142	0
40	-0.145025	0.013352	7.4142	0
42	-0.286525	0.024118	7.4142	0
44	-0.21675	-0.007628	7.4142	0

Tabela 5.6 – Conjunto de teste para o FIS.

5.2.4. “Settings do programa”

Após a definição dos conjuntos de treino e de teste, antes de executar o programa de treino define-se os “Settings do NFIDENT” e que consiste em estabelecer determinados parâmetros de simulação. A seguir destacam-se alguns desses parâmetros:

- Tipo de sistema difuso: **TSK**
- Numero de conjuntos difusos para cada variável de entrada:
 - Variável *TaxVarf*: 7
 - Variável *menor ΔV* : 7
 - Variável *Pgerada*: 5
- Tipo de saída (ΔL): valor **Real**.
- Forma dos conjuntos difusos para as variáveis de entrada: **Gaussiana**
- Tipo de t-norma usado: **produto**

- Tipo de t-conorma usado: **Máximo**.

Outras especificações constam do anexo C.2.

5.3. Resultados do FIS

5.3.1. Resultados obtidos

Após execução, o programa forneceu os resultados que constam na tabela 5.7. A 2ª coluna representa a mínima quantidade de carga que se pretende ser cortada pelo sistema para cada ponto de funcionamento e a 3ª coluna representa a quantidade que realmente é cortada pelo FIS. Na 4ª coluna tem-se a diferença entre a 3ª e a 4ª colunas. A 1ª coluna representa o número correspondente à perturbação em causa.

# pontos	Target	Output do FIS	Diferença
1	4.4622	4.4871	-0.0249
3	3.4464	3.4437	0.0027
5	4.4622	4.5018	-0.0396
7	4.4622	4.4871	-0.0249
9	4.5422	4.3993	0.1429
11	4.1594	4.2145	-0.0551
13	0	0	0
15	0	0	0
17	0	0	0
19	0	0	0
21	0	0	0
23	0	0	0
25	0.4648	0.5066	-0.0418
27	0	0	0
29	0.9797	0.9461	0.0336
31	1.4163	1.3887	0.0276
33	1.3429	1.3777	-0.0348
35	0	0	0
37	0	0	0
39	0	0	0
41	0	0	0
43	0	0	0
45	0	0	0

Tabela 5.7 – Resultados do processo de treino, do sistema FIS.

5.3.2. Análise dos Resultados

Como se pode observar-se pela tabela 5.7, na maioria dos casos os resultados são satisfatórios. Com excepção aos pontos n.º 3, 9 29 e 31.

Também pode-se constatar que em alguns pontos o sistema corta quantidades ligeiramente superiores aos mínimos pretendidos. No entanto esta diferença é na ordem dos centésimos MVA, pelo que também podem ser considerados casos de sucesso.

De seguida fez-se o teste do desempenho do controlador com o “conjunto de teste” e obteve-se os resultados apresentados na tabela 5.8.

# pontos	Target	Output do FIS	Diferença
2	3.4464	3.4566	-0.0102
4	1.9204	3.4015	-1.4811
6	4.0664	4.106	-0.0396
8	4.5422	4.5141	0.0281
10	4.4232	4.4871	-0.0639
12	0	0	0
14	0	0	0
16	0	0	0
18	0	0	0
20	0	0	0
22	0	0	0
24	1.2683	1.3777	-0.1094
26	0.3249	0.8319	-0.507
28	1.2363	1.3592	-0.1229
30	1.2881	1.3777	-0.0896
32	1.2147	1.3959	-0.1812
34	1.0245	0.8888	0.1357
36	0	0	0
38	0	0	0
40	0	0	0
42	0	0	0
44	0	0	0

Tabela 5.8 – Resultados do processo de Teste, do sistema FIS.

Pode-se constatar que os resultados obtidos também foram quase 100% satisfatórios, excepção ao ponto 8. Tal como no processo de treino, neste caso também o sistema corta quantidades de carga ligeiramente superiores aos mínimos propostos, na ordem dos décimos e centésimos de MVA, o que também se podem considerar muito satisfatórios.

Todavia, todos os casos em que houve corte de carga inferior ao valor alvo foram sujeitas a repetições das respectivas simulações, desta feita considerando como quantidade de carga a cortar, os valores devolvidos pelo FIS.

Os resultados obtidos para estes quatro casos (ver tabela 5.9) demonstram que, mesmo que a quantidade de carga a ser cortada fosse aquela desenvolvida pelo FIS, o limite pré-estabelecido para variação mínima de frequência (1.5 Hz) não será ultrapassado.

# pontos	TARGET INICIAL	VOLOR PROPOSTO POR NFIDENT	Carga Cortada	limite de freq. mínima
	Pc (MW)	Pc (MW)	Pc (MW)	Δf_{min}
3	3.4464	3.4437	3.404	-1.465
9	4.5422	4.3993	4.38895	-1.47677
8	4.5422	4.5141	4.4996	-1.49556
29	0.9797	0.9461	0.9401	-1.4823
31	1.4163	1.3887	1.3843	-1.47052

Tabela 5.9 – Resultados da verificação dos casos de insucesso.

Como exemplo, as figuras 5.5 a 5.7 ilustram o comportamento da frequência do sistema, quando ocorre um curto-circuito no barramento n.º 118 num cenário de Vazio (#29), para os três casos seguintes:

- ☐ sem corte de carga;
- ☐ com o valor “alvo” de corte de carga;
- ☐ com o valor “output do FIS” de carga.

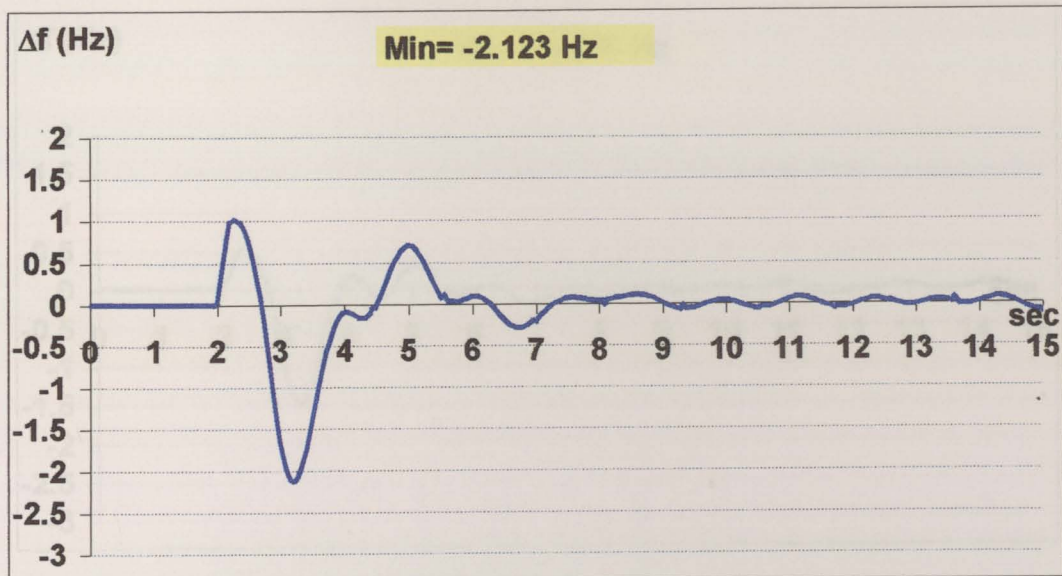


Figura 5.5 – Curto-circuito no barramento n.º 118 sem corte de carga

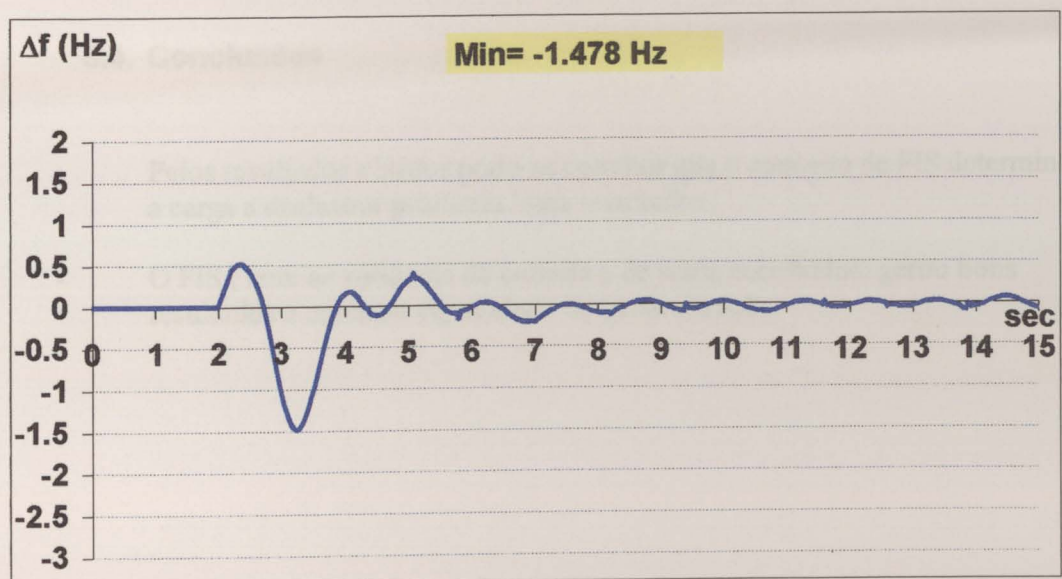


Figura 5.6 – Curto-circuito no barramento n.º 118 com corte de carga – Valor “alvo”

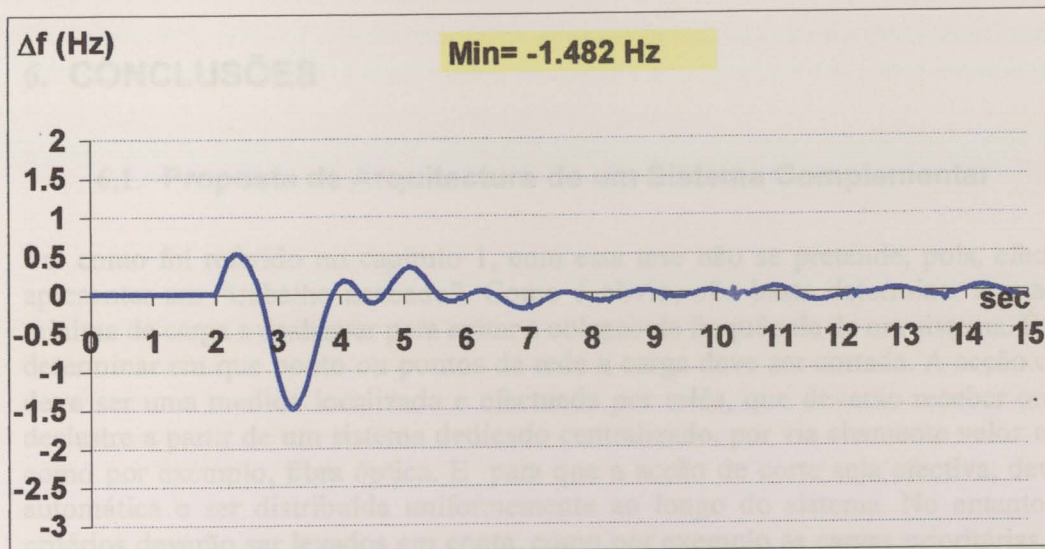


Figura 5.7 – Curto-circuito no barramento n.º 118, com corte de carga – Valor “output do FIS”

5.4. Conclusões

- Pelos resultados obtidos pode-se concluir que o conceito de FIS determinando a carga a deslastrar produziu bons resultados.
- O FIS (com as variáveis de entrada e de saída escolhidas) gerou bons resultados e mostrou capacidade de generalização.

6. CONCLUSÕES

6.1. Proposta de Arquitectura de um Sistema Complementar

Tal como foi referido no capítulo 1, com esta tese não se pretende, pois, efectuar ou apresentar um “trabalho acabado”. Como é obvio, não basta determinar a quantidade mínima de carga a deslastrar para evitar o colapso de frequência de um sistema. É preciso determinar em que ponto ou pontos da rede a carga deve ser cortada. A acção de corte deve ser uma medida localizada e efectuada por relés, que deverão receber ordem de deslastre a partir de um sistema dedicado centralizado, por via altamente veloz e eficaz, como por exemplo, fibra óptica. E para que a acção de corte seja efectiva, deverá ser automática e ser distribuída uniformemente ao longo do sistema. No entanto outros critérios deverão ser levados em conta, como por exemplo as cargas prioritárias, que só poderão ser cortadas em última instância.

Para integrar o conceito num “Sistema Dedicado” de recolha de informação, que deverá estar ligado ao controlador actualizando permanentemente suas variáveis de entrada, também à saída do FIS deverá estar permanentemente conectado um dispositivo cuja função consiste em definir em que ponto ou pontos da rede deverão ser accionados os relés de maneira a cortar a quantidade de carga mínima desejada. Esta tarefa deve ser precisa e eficaz e em tempo útil. Por isso requer ainda um meio de transmissão de informação fiável, como por exemplo, por fibra óptica.

A proposta como complemento ao trabalho desenvolvido nesta tese, consiste na implementação de um “Controlador Dedicado” cujo diagrama de blocos da arquitectura possível apresenta-se na Figura 6.1.

Este “Controlador Dedicado” será constituído por:

- Um dispositivo designado *Interface de Entradas e Saídas* (Interface I/O), que recebe informações do exterior (como por exemplo, leituras das grandezas eléctricas) e envia para o exterior “ Ordens” de actuação sobre os relés;
- O *controlador difuso FIS-TSK* que recebe as variáveis de entrada a partir do *Interface I/O* e gera o valor da Carga a cortar;
- Um dispositivo designado “*Dispositivo para Cálculo dos Relés a Accionar*” (simbolicamente DCRA) que terá como entrada, para além da saída ΔL do FIS, os valores actualizados das cargas nas saídas dos potenciais barramentos cujas saídas podem ser deslastradas. Estes valores provêm do *Interface I/O*. A saída do DCRA consiste numa informação binária, que determina quais os relés que devem ser accionados, um dado valor de carga a cortar definido pelo FIS.

Basicamente o “DCRA” gera uma tabela (que deve ser periodicamente actualizada, entre intervalos de tempo adequados) cuja 1ª coluna possui diversos valores possíveis de carga a cortar, e as colunas seguintes (em número igual ao de possíveis saídas a deslastrar) indicam quais os relés a accionar face aos valores da 1ª coluna. A entrada ΔL proveniente do controlador difuso desencadeia um processo que consiste em enviar informações para o “Interface I/O” com base numa combinação binária, em que “1” indica o relé a accionar e “0” indica o relé que não deve ser accionado.

Como exemplo, a tabela 6.1 mostra um caso com n possíveis relés a accionar e vários níveis de carga a cortar. Se o FIS fornecer um valor de 5,5 MVA ao “DCRA”, a informação binária contida na 2ª linha (a partir da 2ª coluna) deverá ser automaticamente comunicada ao “Interface I/O”, e é este que dá ordem, possivelmente via fibra óptica, para que efectivamente os relés sejam accionados, de modo a cortar no mínimo 6 MVA.

Carga a cortar (MVA)	Relés a accionar				
	S ₁	S ₂	S ₃		S _n
4	1	0	0	0	0
6	1	0	1	0	0
8	0	1	1	0	1
10	1	1	0	1	1
12	0	0	1	0	1
14	1	1	1	1	0
16	1	0	0	1	1
18	1	1	1	0	1
20	1	1	1	1	0

Tabela 6.1 – n possíveis saídas a deslastrar, para um dado valor de carga a cortar.

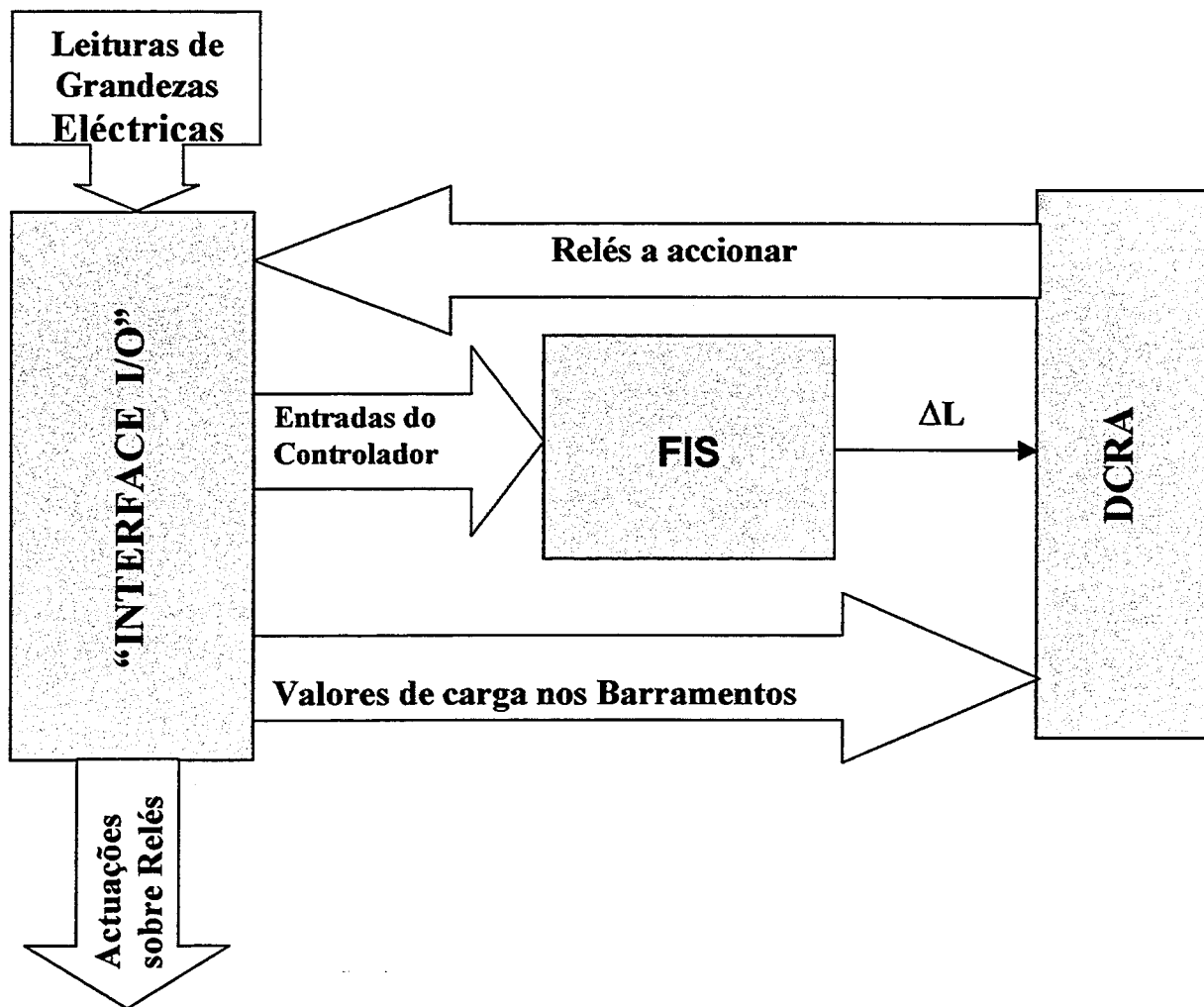


Figura 6.1 – Diagrama de blocos da arquitectura do “Controlador Dedicado”

em que:

- ΔL é o valor da carga a cortar;
- DCRA simboliza o “Dispositivo para Cálculo dos Relés a Accionar”.

6.2. Perspectivas de Futuro

Conforme foi possível constatar no capítulo anterior, os resultados obtidos foram globalmente satisfatórios, visto que se pode afirmar que os casos de sucesso de corte de carga efectuado pelo Controlador Difuso atingiram os 100%. Todavia, deve-se ter em conta que o número de cenários era reduzido, dada a dimensão da rede, bem como haver falta de informações de exploração da mesma, suficientes para permitir gerar outros cenários. Por conseguinte, esboçam-se as seguintes perspectivas de desenvolvimentos futuros:

- Alargar o número de cenários a simular, o que deve traduzir-se numa maior dimensão aos conjuntos de treino, validação e teste; logo, os resultados poderão ser mais fiáveis e mais consistentes. Também deverão ser refinadas as características de cada cenário. Este trabalho visará aumentar o grau de confiança na tecnologia de potenciais utilizadores.
- Implementar o Controlador Difuso sobre um “Sistema Dedicado”, de modo a que o processo de aquisição de dados seja automática e em tempo útil.
- Procurar determinar o número adequado de relés a comandar, sua localização na rede, e implementar um sistema de comunicações e transmissão de informação altamente veloz e eficaz. Deste modo, ficarão criadas todas as condições para que o processo de deslastre de carga, automático e eficaz, possa ser aplicado na prática.
- Projectar a aplicação do conceito da Lógica Difusa em Cabo Verde, através dos estabelecimentos de Ensino.

REFERÊNCIAS

- [1.1] F. Maciel Barbosa, "Estabilidade de Sistemas Elétricos". Faculdade de Engenharia do Porto, Março 1998.
- [1.2] Vladimiro Miranda, "Princípios de Estabilidade Dinâmica", Textos de apoios as aulas da disciplina de S.E.E. no 4º ano da LEEC - FEUP Maio, 1999.
- [2.1] Fernando Azevedo, Lourdes Brasil, Roberto Oliveira, "Redes Neurais – com Aplicações em Controle e em Sistemas Especialistas", Visual Books Editora, Agosto 2000.
- [2.2] Vladimiro Miranda, "Fundamentos de Controlo Difuso", Textos de Apoio às aulas teóricas da disciplina de Controlo Difuso e Redes Neurais, do 5º ano da LEEC da FEUP, Set.,1998.
- [2.3] Ricardo Tanscheit, "Lógica Fuzzy, Raciocínio Aproximado e Mecanismos de Inferência", DEE-PUC-RIO, Jul. 1998.
- [2.4] Vladimiro Miranda, "Sistemas de Inferência Difusa do tipo Takagi-Sugeno", Textos de Apoio às aulas teóricas da disciplina de Controlo Difuso e Redes Neurais, do 5º ano da LEEC da FEUP, Junho 2000.
- [2.5] Jorge Pereira, " A State Estimation Approach for Distribution Networks Considering Uncertainties and Switching ", Tese de Doutoramento – Capítulo 6, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Março 2002.
- [2.6] E. H. Mamdani, S. Assilian, "An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller", International Journal of Man-Machine Studies, Vol. 7, pp. 1-13, 1975.
- [2.7] T. Takagi, M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control", IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Vol. 15, pp. 116-132, Jan. 1985.
- [2.8] J.-S. Roger Jang, "ANFIS: Adaptive-network-based fuzzy inference systems", IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Vol. 23, pp. 665-685, May/June 1993.
- [2.9] D. Nauck, R. Kruse, "Neuro-Fuzzy System for Function Approximation", Fuzzy Sets and Systems, Elsevier Science, Vol. 101, No. 2, pp. 261-271, Jan. 1999.

- [2.10] D. Nauck, R. Kruse, "A Neuro-Fuzzy Approach to Obtain Interpretable Fuzzy Systems for Function Approximation", Proceedings of IEEE International Conference on Fuzzy Systems 1998, pp. 1106-1111, Anchorage, May 1998.
- [2.11] Mohamed E. El-Hawary, "Electric Power Applications of Fuzzy Systems", IEEE PRESS, 1998.
- [2.12] V. Miranda, C. Monteiro, "Fuzzy Inference in Spatial Load Forecasting", Proceedings of IEEE PES Winter Meeting, Singapore, Jan. 2000.

- [3.1] Peças Lopes, J.A., Mitchell, M. A., McCalley, J.D., "Optimum Determination of Under-Frequency Load Shedding Strategies using a Genetic Algorithm Approach," to be presented at the NAPS Conference in Waterloo, Ontario, Canada, 23rd-24th October 2000.
- [3.2] Chuvychin, V.N., Gurov, N.S., Venkata, S.S., Brown, R.E., "An Addaptive Approach to Local Load Shedding and Spinning Reserve Control During Underfrequency Conditions," IEEE Trans. Power Systems, Vol. 11, No. 4, Nov. 1996.
- [3.3] Concordia, Charles, Fink, Lester H.; Poullikkas, George, "Load Shedding on an Isolated System," IEEE Trans. on PWRS, Vol. 10, No. 3, Aug. 1995.
- [3.4] P.M.Anderson, Fellow, "An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays", IEEE Trans. on PWRS, Vol. 7, No. 2, Mai. 1992
- [3.5] Vincent Van Acker, "Optimização de estratégias de deslastre frequencimétricas através do uso de redes neuronais e de algoritmos genéticos", Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Julho 2000.
- [3.6] J. A. Peças Lopes, Helena Vasconcelos, Ruy Lopes dos Santos, João D. Fonseca, "Estudos de Impacto Eléctrico da Integração de Produção Eólica Adicional nas Redes Eléctricas da República de Cabo Verde – Caso de Santiago", 4º encontro luso-Afro-Brasileiro de Planeamento e Exploração de redes de Energia, Rio de janeiro de 7 a 11 de Junho de 1999.

- [4.1] João Luís Pinto, Helena Vasconcelos, "Especificação dos Módulos de Fluxo de Potências e de Análise Dinâmica", INESC – Porto, Abril 2000.
- [4.2] Vincent Van Acker, "Steady State and Dynamic Behavior Analysis of Isolated Power Systems with Wind Power Production", Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Junho 1995.

- [4.3] Helena Vasconcelos, “Application of Hybrid Automatic Learning Techniques for Fast Dynamic Security Assessment of Isolated Power Systems with Wind Power Production”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, June 1997.
- [4.4] Maria Celeste P. Marques, “Análise do Comportamento Dinâmico de Redes Eléctricas Industriais com Cogeração”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Dez. 2000.
- [4.5] João Luís Pinto, Helena Vasconcelos, “Especificação dos ficheiros de entrada de dados para os módulos de cálculo do projecto Plan013”, INESC – Porto, Abril 2000.
- [4.6] John J. Grainger, William D. Stevenson, J.R., “*Power System Analysis*”, McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, ISBN 0-07-113338-0, 1994.
- [4.7] Erwin Kreyszig, “Advanced Engineering Mathematics” (Sixth Edition), John Wiley & Sons, 1988.
- [4.8] Samuel D. Conte, Carl de Boor, “Elementary Numerical Analysis – An Algorithmic [4.1] Approach” (Third Edition), McGraw-Hill, ISBN 0-07012447-7, 1980.
- [4.9] Anderson, P. M., Fouad, A. A., “Power System Control and Stability”, Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1977.
- [4.10] Prabha Kundur, “Power System Stability and Control”, McGrawHill, Inc Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series

ANEXO A. - DADOS E DAS CARACTERÍSTICAS DOS ELEMENTOS DA REDE DE S. VICENTE

A.1. Características Eléctricas dos Cabos da Rede do Mindelo

□ Condutores de cobre:

- Símbologia adoptada

Dados dos Cabos	
*	Cabos tripolares, de Cu, a óleo, 6kV
	Os restantes cabos monopolares, de Cu, secos, de 20kV
**	Cabos recentes monopolares, Cu, secos, 20kV
***	Cabos futuros tripolares, Cu, 20 kV

Secção (mm ²)	
a	10
b	25
c	50
d	95
e	120
f	35

Cabos	Material cond.	Secção	Tensão	R (ohm/Km)	L (mH/Km)	C (microF/Km)
a*	Cu	10mm ²	6/10KV	1.83	0.38	0.22
b*	Cu	25mm ²	6/10KV	0.727	0.34	0.29
c*	Cu	50mm ²	6/10KV	0.387	0.3	0.37
f*	Cu	35mm ²	6/10KV	0.524	0.32	0.33
c	Cu	50mm ²	12/20KV	0.387	0.68	0.19
e	Cu	120mm ³	12/20KV	0.153	0.59	0.26
c**	Cu	50mm ²	12/20KV	0.387	0.68	0.19
d**	Cu	95mm ³	12/20KV	0.193	0.62	0.24
b***	Cu	25mm ²	12/20KV	0.727	0.4	0.15
c***	Cu	50mm ²	12/20KV	0.387	0.38	0.16
d***	Cu	95mm ³	12/20KV	0.193	0.34	0.2

Linha						
f	Cu	35mm ²	20KV	0.524	1.27	0.01

ANEXO A. - Dados e das características dos elementos da Rede de S. Vicente

□ Condutores de Alumínio (Valores Calculados):

Secção (mm ²)	R (Ω /Km)	X (Ω /Km)	Ysh (mS/Km)
35	0.851	0.128	0.02200
50	0.628	0.122	0.02510
70	0.435	0.116	0.02670
95	0.313	0.113	0.02980
120	0.248	0.110	0.03141
185	0.161	0.104	0.03769
240	0.122	0.100	0.04084

A.2. Maquinas síncronas

□ Geradores Síncronos

Geradores síncronos	MAK 6/5	Deutz 4	Deutz 3
Especificação do tipo	9M453C	BV6M540	BV6M540
Entrada em serviço	1994	1984	1977
Retirada de serviço	2014	2004	1999
Sn (KVA)	3960	2875	2875
Pn (KW)	3200	2300	2300

□ Parâmetros dos Reguladores de Tensão e de Velocidade

Atendendo à potência dos grupos e ao tipo de turbina (a vapor), foram considerados, para os parâmetros dos reguladores, os valores típicos que estão apresentados nos quadros abaixo.

Reguladores de velocidade	MAK5/6	DEUTZ 4
Tt (s)	1	1
Th (s)	0.1	0.1
ki (pu.s/rad)	3	3
R (Hz/pu)	0.065	0.065
Pmax (Mw)	3.2	2.3
Pmin (Mw)	0	0

Reguladores de tensão	(Modelo 1 do IEEE)
Ta (s)	0.84
Tr (s)	0.023
Ts (s)	1
Te (s)	0.3
ka	200
ks	0.04
ke	1
Vmax (pu)	8
Vmin (pu)	-8

A.3. Maquinas Assíncronas

Geradores assíncronos	Parque I	Geradores assíncronos	Parque II
Pn (kW)	300	Pn (kW)	600
Rs (ohm)	0.0044	Rs (ohm)	0.0048
Rr (ohm)	0.0037	Rr (ohm)	0.068
Xs (ohm)	0.0278	Xs (ohm)	0.0087
Xr (ohm)	0.0913	Xr (ohm)	0.0897
Xm (ohm)	1.3967	Xm (ohm)	2.81
Un (kV)	0.4	Un (kV)	0.4
Compensação em vazio		Compensação em vazio	
C (kVAr)	100	C (kVAr)	125
Transformador de interligação		Transformador de interligação	
Sn (MVA)	0.4	Sn (MVA)	0.8
Xf(%)	4	Xf(%)	4.6
Equivalente assíncrona de 3x300 KW		Equivalente assíncrona de 3x300 KW	
Rs (Ohm)	0.00141	Rs (Ohm)	0.0016
Xs (Ohm)	0.0127	Xs (Ohm)	0.022666667
Rr (Ohm)	0.00107	Rr (Ohm)	0.0029
Xr (Ohm)	0.0257	Xr (Ohm)	0.0299
Xm (Ohm)	0.537	Xm (Ohm)	0.936666667
H (s) to Sb = Sn	5.43	H (s) to Sb = Sn	8.022
H (s) to Sb = 10 MVA	0.4887	H (s) to Sb = 10 MVA	0.535

A.4. Transformadores

Os dados e características constam no anexo B.1.

A.5. Outros parâmetros dos Geradores Síncronos e Assíncronos:

Geradores	MAKS/6	DEUTZ
Sn	3.96	2.875
Pn	3.2	2.3
ns (rpm)	600	600
J (Kgm ²)	3800	3800
Carga técnica min.	1.28	0.92
To (s)	4.47	4.47
X _d (Ω)	3.358	3.358
X _d (Ω)	19.9	19.9
X _q (Ω)	3.358	3.358
X _q (Ω)	19.9	19.9

Nota:

- O valor do momento de inércia dos geradores síncronos e eólicos foi fixo com base em valores típicos.

Geradores assíncronos	WGi
ns (rpm)	34
J (Kgm ²)	257 257

ANEXO B. - DADOS E ESPECIFICAÇÕES RELATIVOS AOS MÓDULOS DE SIMULAÇÃO

B.1. Ficheiros de entrada de dados para os módulos de Fluxo de Potência e de Análise Dinâmica.

data.red – Dados relativos aos barramentos, linhas, transformadores, baterias de condensadores e aparelhos de corte/comando.

total de linhas	123						
numero	identificador	noi	noj	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Ysh (mS/km)	Comp. (km)
1	AL01	43	1	0.387	0.214	0.06	0.6
2	AL02	1	2	0.387	0.214	0.06	0.8
3	AL03	2	4	0.387	0.214	0.06	1.2
4	AL04	4	6	0.387	0.214	0.06	0.45
5	AL05	6	3	0.387	0.214	0.06	0.82
6	AL06	3	5	0.387	0.214	0.06	0.72
7	AL07	5	7	0.387	0.214	0.06	0.95
8	BA01	85	8	0.387	0.214	0.06	0.55
9	BA02	8	11	0.387	0.214	0.06	3.015
10	BA05	11	12	0.387	0.214	0.06	3.1
11	BA07	12	9	0.628	0.122	0.0251	0.95
12	BA09	12	10	0.628	0.122	0.0251	1.85
13	BV01	118	18	0.387	0.214	0.06	0.45
14	BV02	18	19	0.387	0.214	0.06	0.55
15	BV03	19	16	0.387	0.214	0.06	0.35
16	BV04	16	15	0.387	0.214	0.06	0.6
17	BV05	15	13	0.387	0.214	0.06	0.4
18	BV06	13	14	0.387	0.214	0.06	0.45
19	BV07	14	17	0.387	0.214	0.06	0.5
20	BV08	14	21	0.387	0.214	0.06	1.15
21	BV09	21	20	0.387	0.214	0.06	1.4
22	BV10	20	22	0.628	0.122	0.0251	3
23	CA01	48	30	0.248	0.11	0.03141	2
24	CA02	30	32	0.248	0.11	0.03141	1.5
25	CA03	32	33	0.628	0.122	0.0251	0.85
26	CA04	33	27	0.628	0.122	0.0251	0.3
27	CA05	33	31	0.628	0.122	0.0251	5.3
28	CA06	31	28	0.628	0.122	0.0251	1.05
29	CA07	28	26	0.628	0.122	0.0251	1.65
30	CA08	26	29	0.628	0.122	0.0251	1.65
31	CA09	29	24	0.628	0.122	0.0251	1.65
32	CA10	24	25	0.628	0.122	0.0251	1.4
33	CB02	44	23	0.153	0.185	0.082	0.9
34	CB03	44	119	0.387	0.214	0.06	0.65
35	CM01	48	35	0.387	0.214	0.06	0.6
36	CM02	35	39	0.387	0.214	0.06	0.15
37	CM03	39	38	0.248	0.11	0.03141	0.4

38	CM04	38	42	0.387	0.214	0.06	0.15
39	CM05	42	36	0.248	0.11	0.03141	0.6
40	CM06	36	34	0.248	0.11	0.03141	0.6
41	CM07	34	40	0.248	0.11	0.03141	1.5
42	CM08	40	41	0.387	0.214	0.06	0.7
43	CM09	41	37	0.248	0.11	0.03141	2
44	DE01	44	45	0.387	0.214	0.06	0.25
45	DE02	44	47	0.193	0.195	0.075	0.3
46	DE04	47	46	0.387	0.214	0.06	0.05
47	ID01	117	58	0.161	0.104	0.0377	1.2
48	ID02	58	62	0.387	0.214	0.06	0.03
49	ID03	58	54	0.387	0.214	0.06	0.85
50	ID04	54	51	0.387	0.214	0.06	0.6
51	ID05	54	50	0.851	0.128	0.022	0.12
52	ID13	54	55	0.387	0.214	0.06	0.5
53	ID06	55	49	0.387	0.214	0.06	3.2
54	ID07	49	60	0.387	0.214	0.06	0.02
55	ID08	49	61	0.387	0.214	0.06	0.9
56	ID09	61	59	0.387	0.214	0.06	1.1
57	ID10	61	52	0.387	0.214	0.06	0.7
58	ID11	52	53	0.387	0.214	0.06	0.2
59	IN01	43	63	0.161	0.104	0.0377	1.3
60	IN02	63	64	0.161	0.104	0.0377	0.2
61	IN03	64	66	0.161	0.104	0.0377	0.3
62	IN04	66	65	0.161	0.104	0.0377	0.7
63	IT01	43	48	0.193	0.195	0.075	4
64	IT02a	43	117	0.122	0.1	0.04084	7
65	IT02b	43	117	0.122	0.1	0.04084	7
66	IT05	117	56	0.193	0.195	0.075	4
67	JB01	43	67	0.387	0.214	0.06	0.6
68	JB02	67	68	0.387	0.214	0.06	0.2
69	JB03	68	69	0.387	0.214	0.06	0.5
70	JB04	69	72	0.387	0.214	0.06	0.15
71	JB05	72	70	0.387	0.214	0.06	0.2
72	JB06	70	71	0.387	0.214	0.06	0.48
73	JB07	71	73	0.387	0.214	0.06	0.35
74	JB09	43	118	0.161	0.104	0.0377	2.5
75	JU01	48	79	0.387	0.214	0.06	0.23
76	JU02	79	83	0.248	0.11	0.03141	0.3
77	JU03	83	74	0.248	0.11	0.03141	0.3
78	JU04	74	81	0.387	0.214	0.06	0.45
79	JU05	81	80	0.387	0.214	0.06	0.5
80	JU06	80	75	0.387	0.214	0.06	0.9
81	JU07	75	82	0.248	0.11	0.03141	0.75
82	JU08	82	78	0.248	0.11	0.03141	0.8
83	JU09	78	76	0.248	0.11	0.03141	0.45
84	JU10	76	77	0.248	0.11	0.03141	0.45
85	LA01	43	89	0.248	0.11	0.03141	0.25
86	LA02	89	86	0.248	0.11	0.03141	0.8
87	LA03	86	90	0.248	0.11	0.03141	0.2
88	LA04	90	91	0.248	0.11	0.03141	0.9

Anexo B. - Dados e especificações relativos aos módulos de simulação

89	LA05	91	84	0.248	0.11	0.03141	0.8
90	LA06	84	87	0.387	0.214	0.06	0.45
91	LA07	87	88	0.387	0.214	0.06	0.85
92	LA08	88	92	0.387	0.214	0.06	0.9
93	LA09	92	85	0.387	0.214	0.06	0.45
94	LZ02	101	102	0.248	0.11	0.03141	0.2
95	LZ03	102	95	0.248	0.11	0.03141	0.2
96	LZ04	95	96	0.387	0.214	0.06	0.4
97	LZ05	96	94	0.435	0.116	0.0267	0.2
98	LZ06	96	97	0.248	0.11	0.03141	0.08
99	LZ07	117	96	0.161	0.104	0.0377	0.6
100	LZ08	94	98	0.248	0.11	0.03141	0.5
101	LZ09	98	93	0.248	0.11	0.03141	0.5
102	LZ10	93	99	0.248	0.11	0.03141	0.5
103	LZ11	99	100	0.851	0.128	0.022	1.4
104	MO01	44	108	0.387	0.214	0.06	0.7
105	MO02	108	116	0.387	0.214	0.06	0.005
106	MO03	116	105	0.387	0.214	0.06	0.35
107	MO04	105	107	0.387	0.214	0.06	0.1
108	MO05	107	113	0.387	0.214	0.06	0.2
109	MO06	113	112	0.387	0.214	0.06	0.25
110	MO08	104	103	0.387	0.214	0.06	0.75
111	MO09	44	104	0.387	0.214	0.06	3.2
112	MO10	103	109	0.387	0.214	0.06	0.15
113	MO11	103	111	0.387	0.214	0.06	0.425
114	MO12	103	110	0.387	0.214	0.06	0.75
115	MO13	110	114	0.387	0.214	0.06	1.25
116	MO14	114	115	0.387	0.214	0.06	0.48
117	MO15	114	106	0.387	0.214	0.06	0.3
118	PE21PE22	56	57	0.193	0.195	0.075	0.6
119	GER1	44	122	0.387	0.214	0.06	0.02
120	GER2	44	123	0.387	0.214	0.06	0.02
121	GER3	44	124	0.387	0.214	0.06	0.02
122	GER4	44	125	0.387	0.214	0.06	0.02
123	LZ01	101	130	0.248	0.11	0.03141	0.2

total de transf.s	6									
numero	identificador	noi	noj	Sn (MVA)	xf (%)	regulação	a (p.u.)	a- (p.u.)	a+ (p.u.)	Esc. (p.u.)
1	21wp-21wg	56	120	1.2	4	VP	1	0	0	0
2	22wp-22wg	57	121	2.4	4.6	VP	1	0	0	0
3	OLDc-SS20kv	44	43	10	7.7	VP	1	0	0	0
4	NEWc-G5	117	126	5	6	VP	1	0	0	0
5	NEWc-G6	117	127	5	6	VP	1	0	0	0
6	PsS-Shigh	129	128	5	6	VP	1	0	0	0

total de baterias de condensadores	2					
numero	identificador	noi	Qn (MVar)	estadorp	transição	início (s)
1	PE21wg	120	0.3	1	0	0
2	PE22wg	121	0.3754	1	0	0

total de baterias de condensadores	2					
numero	identificador	noi	Qn (MVar)	estadorp	transição	inicio (s)
1	PE21wg	120	0.3	1	0	0
2	PE22wg	121	0.3754	1	0	0

□ Cenário de Ponta (Barramentos)

Sbase (MVA)	10								
total de barr.s	130								
numero		tipo	Vn (kV)	Pg (MW)	Pc (MW)	Qg (MVar)	Qc (MVar)	Vsp (p.u.)	ang (rad)
1	CAL1	PQ	20	0	0.123	0	0.086	1	0
2	CAL2	PQ	20	0	0.123	0	0.086	1	0
3	CRUZ	PQ	20	0	0.12	0	0.09	1	0
4	CTIRO	PQ	20	0	0.12	0	0.09	1	0
5	ESPIA	PQ	20	0	0.240	0	0.180	1	0
6	MADII	PQ	20	0	0.12	0	0.09	1	0
7	RAC	PQ	20	0	0.12	0	0.09	1	0
8	RAB	PQ	20	0	0.123	0	0.086	1	0
9	BAIA	PQ	20	0	0.09	0	0.044	1	0
10	NBAI	PQ	20	0	0.027	0	0.013	1	0
11	SAL	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
12	DNB	PQ	20	0	0	0	0	1	0
13	ADEGA	PQ	20	0	0.075	0	0.066	1	0
14	BVISTA	PQ	20	0	0.213	0	0.132	1	0
15	RBOTE	PQ	20	0	0.213	0	0.132	1	0
16	FONT	PQ	20	0	0.176	0	0.013	1	0
17	FFRANC	PQ	20	0	0.164	0	0.114	1	0
18	HOSP1	PQ	20	0	0.038	0	0.033	1	0
19	HOST2	PQ	20	0	0.015	0	0.013	1	0
20	LAMEIRAO	PQ	20	0	0.043	0	0.026	1	0
21	PRELADA	PQ	20	0	0.043	0	0.026	1	0
22	MINGLES	PQ	20	0	0.002	0	0.1	1	0
23	CABNAV	PQ	6.3	0	0.019	0	0.006	1	0
24	CIGREJA	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
25	ENTRONC	PQ	20	0	0.043	0	0.026	1	0
26	ESCOLA	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
27	HORTAVE	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
28	IGRAÇA	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
29	ILOY	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
30	RJ1	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
31	MADEIRAL	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
32	NHACAMILA	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
33	DHORT	PQ	20	0	0	0	0	1	0
34	BEAR	PQ	20	0	0.015	0	0.013	1	0
35	CAMPIM	PQ	20	0	0.16	0	0.12	1	0

36	CERIS	PQ	20	0	0.024	0	0.018	1	0
37	ECOSTEIRA	PQ	20	0	0.008	0	0.006	1	0
38	FAMA	PQ	20	0	0.007	0	0.005	1	0
39	LLOYD	PQ	20	0	0.007	0	0.007	1	0
40	ENAUT	PQ	20	0	0.008	0	0.006	1	0
41	FSABOES	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
42	VICAVE	PQ	20	0	0.007	0	0.005	1	0
43	CENHIGH	PQ	20	0	0	0	0	1	0
44	OLDCENTRAL	PQ	6.3	0	0.465	0	0.348	1	0
45	MED2400	PQ	6.3	0	0.350	0	0.263	1	0
46	MSF2400	PQ	6.3	0	0.450	0	0.338	1	0
47	MVC1250	PQ	6.3	0	0.7	0	0.525	1	0
48	FAVORITA	PQ	20	0	0.280	0	0.210	1	0
49	ASA	PQ	20	0	0.135	0	0.065	1	0
50	CCOLA	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
51	CVCC	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
52	FBRANCA	PQ	20	0	0.043	0	0.026	1	0
53	MARK	PQ	20	0	0.045	0	0.022	1	0
54	PSCCOLA	PQ	20	0	0	0	0	1	0
55	PSPE2	PQ	20	0	0	0	0	1	0
56	PE21wp	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
57	PE22wp	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
58	PSVVESTE	PQ	20	0	0.023	0	0.02	1	0
59	SPEDRO	PQ	20	0	0.034	0	0.021	1	0
60	SHLASA	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
61	DSP	PQ	20	0	0	0	0	1	0
62	VVESTE	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
63	INPS	PQ	20	0	0.012	0	0.006	1	0
64	MHOTEL	PQ	20	0	0.09	0	0.044	1	0
65	PESTRELA	PQ	20	0	0.240	0	0.018	1	0
66	PAAG	PQ	20	0	0.08	0	0.06	1	0
67	AVERDE	PQ	20	0	0.025	0	0.017	1	0
68	ETECNICA	PQ	20	0	0.045	0	0.022	1	0
69	JBELOI	PQ	20	0	0.224	0	0.168	1	0
70	FMEIO	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
71	HPG	PQ	20	0	0.112	0	0.044	1	0
72	FTAB	PQ	20	0	0.008	0	0.006	1	0
73	TELECOM	PQ	20	0	0.083	0	0.056	1	0
74	CMS	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
75	FPO	PQ	20	0	0.128	0	0.079	1	0
76	RJ2	PQ	20	0	0.043	0	0.026	1	0
77	RJ3	PQ	20	0	0.085	0	0.053	1	0
78	RJ4	PQ	20	0	0.128	0	0.079	1	0
79	LICEU	PQ	20	0	0.045	0	0.022	1	0
80	MS	PQ	20	0	0.213	0	0.132	1	0
81	MST	PQ	20	0	0.17	0	0.105	1	0
82	PASSARAO	PQ	20	0	0.034	0	0.021	1	0
83	TORRADA	PQ	20	0	0.08	0	0.06	1	0
84	ASOL	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
85	CAD	PQ	20	0	0.068	0	0.042	1	0
86	CRICK	PQ	20	0	0.08	0	0.06	1	0
87	FFIL	PQ	20	0	0.126	0	0.081	1	0

88	FINES	PQ	20	0	0.085	0	0.053	1	0
89	LAJ	PQ	20	0	0.128	0	0.079	1	0
90	MORAB	PQ	20	0	0.008	0	0.007	1	0
91	PJL	PQ	20	0	0.128	0	0.079	1	0
92	VNOVA	PQ	20	0	0.17	0	0.105	1	0
93	FIC	PQ	20	0	0.008	0	0.007	1	0
94	FISHP	PQ	20	0	0.008	0	0.006	1	0
95	FRESCOMA	PQ	20	0	0.008	0	0.006	1	0
96	PSGROWEL	PQ	20	0	0	0	0	1	0
97	GROWELLA	PQ	20	0	0.08	0	0.006	1	0
98	LAZ1	PQ	20	0	0.085	0	0.053	1	0
99	LAZ2	PQ	20	0	0.085	0	0.053	1	0
100	MBRANCO	PQ	20	0	0.034	0	0.021	1	0
101	UN1	PQ	20	0	0.01	0	0	1	0
102	UN2	PQ	20	0	0.01	0	0	1	0
103	DJIDSAL	PQ	6.3	0	0.16	0	0.12	1	0
104	ENACOL	PQ	6.3	0	0.085	0	0.053	1	0
105	ENAPOR	PQ	6.3	0	0.043	0	0.026	1	0
106	ETAR	PQ	6.3	0	0.016	0	0.012	1	0
107	INTERBAS	PQ	6.3	0	0.009	0	0.004	1	0
108	MOAVE	PQ	6.3	0	0.02	0	0.004	1	0
109	LUSONAV	PQ	6.3	0	0.009	0	0.004	1	0
110	PSONAVE	PQ	6.3	0	0	0	0	1	0
111	PPESCA	PQ	6.3	0	0.16	0	0.12	1	0
112	RADIO	PQ	6.3	0	0.17	0	0.105	1	0
113	SHELLPONT	PQ	6.3	0	0.015	0	0.013	1	0
114	PSSHELL	PQ	6.3	0	0	0	0	1	0
115	SHELLGALE	PQ	6.3	0	0.015	0	0.013	1	0
116	SILOS	PQ	6.3	0	0.015	0	0.013	1	0
117	NEWCENT	PQ	20	0	1.750	0	1.313	1	0
118	PALACIO	PQ	20	0	0.320	0	0.240	1	0
119	SODIGAS	PQ	6.3	0	0.009	0	0.005	1	0
120	PE21wg	RX	0.4	0	0	0	0	1	0
121	PE22wg	RX	0.4	0	0	0	0	1	0
122	BUSG1	PV	6.3	0	0	0	0	1	0
123	BUSG2	PV	6.3	0	0	1.7	0	1	0
124	BUSG3	PV	6.3	1.9	0	1.8	0	1	0
125	BUSG4	PV	6.3	1.823	0	1.483	0	1	0
126	BUSG5	PV	6.3	2.5	0	0	0	1	0
127	BUSG6	REF	6.3	2.75	0	2.5	0	1.04	0
128	busTR20/6s	PQ	6.3	0	0	0	0	1	0
129	busTR20/6p	PQ	20	0	0	0	0	1	0
130	ShellHigh	PQ	20	0	0	0	0	1	0

□ Cenário de Vazio (Barramentos)

data.red – Dados relativos aos barramentos, linhas, transformadores, baterias de condensadores e aparelhos de corte/comando.

Sbase (MVA)	10								
total de barr.s	130								
numero	.	tipo	Vn (kV)	Pg (MW)	Pc (MW)	Qg (MVar)	Qc (MVar)	Vsp (p.u.)	ang (rad)
1	CAL1	PQ	20	0	0.057	0	0.04	1	0
2	CAL2	PQ	20	0	0.025	0	0.017	1	0
3	CRUZ	PQ	20	0	0.032	0	0.024	1	0
4	CTIRO	PQ	20	0	0.032	0	0.024	1	0
5	ESPIA	PQ	20	0	0.056	0	0.042	1	0
6	MADII	PQ	20	0	0.03	0	0.023	1	0
7	RAC	PQ	20	0	0.03	0	0.023	1	0
8	RAB	PQ	20	0	0.033	0	0.023	1	0
9	BAIA	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
10	NBAI	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
11	SAL	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
12	DNB	PQ	20	0	0	0	0	1	0
13	ADEGA	PQ	20	0	0.023	0	0.02	1	0
14	BVISTA	PQ	20	0	0.068	0	0.042	1	0
15	RBOTE	PQ	20	0	0.068	0	0.042	1	0
16	FONT	PQ	20	0	0.044	0	0.033	1	0
17	FFRANC	PQ	20	0	0.057	0	0.04	1	0
18	HOSP1	PQ	20	0	0.015	0	0.013	1	0
19	HOST2	PQ	20	0	0.038	0	0.033	1	0
20	LAMEIRAO	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
21	PRELADA	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
22	MINGLES	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
23	CABNAV	PQ	6.3	0	0.048	0	0.016	1	0
24	CIGREJA	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
25	ENTRONC	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
26	ESCOLA	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
27	HORTAVE	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
28	IGRAÇA	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
29	ILOY	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
30	RJ1	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
31	MADEIRAL	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
32	NHACAMILA	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
33	DHORT	PQ	20	0	0	0	0	1	0
34	BEAR	PQ	20	0	0.038	0	0.033	1	0
35	CAMPIM	PQ	20	0	0.032	0	0.024	1	0
36	CERIS	PQ	20	0	0.04	0	0.03	1	0
37	ECOSTEIRA	PQ	20	0	0.04	0	0.03	1	0

38	FAMA	PQ	20	0	0.04	0	0.03	1	0
39	LLOYD	PQ	20	0	0.035	0	0.036	1	0
40	ENAUT	PQ	20	0	0.026	0	0.016	1	0
41	FSABOES	PQ	20	0	0.042	0	0.028	1	0
42	VICAVE	PQ	20	0	0.021	0	0.021	1	0
43	CENHIGH	PQ	20	0	0	0	0	1	0
44	OLDCENTRAL	PQ	6.3	0	0.465	0	0.348	1	0
45	MED2400	PQ	6.3	0	0.350	0	0.263	1	0
46	MSF2400	PQ	6.3	0	0.450	0	0.338	1	0
47	MVC1250	PQ	6.3	0	0.7	0	0.525	1	0
48	FAVORITA	PQ	20	0	0.120	0	0.090	1	0
49	ASA	PQ	20	0	0.027	0	0.013	1	0
50	CCOLA	PQ	20	0	0.04	0	0.03	1	0
51	CVCC	PQ	20	0	0.04	0	0.03	1	0
52	FBRANCA	PQ	20	0	0.043	0	0.026	1	0
53	MARK	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
54	PSCCOLA	PQ	20	0	0	0	0	1	0
55	PSPE2	PQ	20	0	0	0	0	1	0
56	PE21wp	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
57	PE22wp	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
58	PSVVESTE	PQ	20	0	0.008	0	0.007	1	0
59	SPEDRO	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
60	SHLASA	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
61	DSP	PQ	20	0	0	0	0	1	0
62	VVESTE	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
63	INPS	PQ	20	0	0.006	0	0.008	1	0
64	MHOTEL	PQ	20	0	0.045	0	0.022	1	0
65	PESTRELA	PQ	20	0	0.080	0	0.060	1	0
66	PAAG	PQ	20	0	0.016	0	0.012	1	0
67	AVERDE	PQ	20	0	0.008	0	0.006	1	0
68	ETECNICA	PQ	20	0	0.005	0	0.002	1	0
69	JBELOI	PQ	20	0	0.224	0	0.168	1	0
70	FMEIO	PQ	20	0	0.08	0	0.06	1	0
71	HPG	PQ	20	0	0.074	0	0.029	1	0
72	FTAB	PQ	20	0	0.024	0	0.018	1	0
73	TELECOM	PQ	20	0	0.042	0	0.028	1	0
74	CMS	PQ	20	0	0.04	0	0.03	1	0
75	FPO	PQ	20	0	0.034	0	0.021	1	0
76	RJ2	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
77	RJ3	PQ	20	0	0.026	0	0.016	1	0
78	RJ4	PQ	20	0	0.026	0	0.016	1	0
79	LICEU	PQ	20	0	0.009	0	0.004	1	0
80	MS	PQ	20	0	0.043	0	0.026	1	0
81	MST	PQ	20	0	0.06	0	0.037	1	0
82	PASSARAO	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
83	TORRADA	PQ	20	0	0.0024	0	0.018	1	0
84	ASOL	PQ	20	0	0.032	0	0.024	1	0
85	CAD	PQ	20	0	0.017	0	0.011	1	0
86	CRICK	PQ	20	0	0.02	0	0.015	1	0
87	FFIL	PQ	20	0	0.034	0	0.022	1	0
88	FINES	PQ	20	0	0.026	0	0.016	1	0

89	LAJ	PQ	20	0	0.034	0	0.021	1	0
90	MORAB	PQ	20	0	0.015	0	0.013	1	0
91	PJL	PQ	20	0	0.034	0	0.021	1	0
92	VNOVA	PQ	20	0	0.43	0	0.026	1	0
93	FIC	PQ	20	0	0.023	0	0.02	1	0
94	FISHP	PQ	20	0	0.024	0	0.018	1	0
95	FRESCOMA	PQ	20	0	0.008	0	0.006	1	0
96	PSGROWEL	PQ	20	0	0	0	0	1	0
97	GROWELLA	PQ	20	0	0.024	0	0.018	1	0
98	LAZ1	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
99	LAZ2	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
100	MBRANCO	PQ	20	0	0.009	0	0.005	1	0
101	UN1	PQ	20	0	0.01	0	0	1	0
102	UN2	PQ	20	0	0.01	0	0	1	0
103	DJIDSAL	PQ	6.3	0	0.024	0	0.018	1	0
104	ENACOL	PQ	6.3	0	0.06	0	0.037	1	0
105	ENAPOR	PQ	6.3	0	0.026	0	0.016	1	0
106	ETAR	PQ	6.3	0	0.024	0	0.018	1	0
107	INTERBAS	PQ	6.3	0	0.045	0	0.022	1	0
108	MOAVE	PQ	6.3	0	0.049	0	0.01	1	0
109	LUSONAV	PQ	6.3	0	0.027	0	0.013	1	0
110	PSONAVE	PQ	6.3	0	0	0	0	1	0
111	PPESCA	PQ	6.3	0	0.04	0	0.03	1	0
112	RADIO	PQ	6.3	0	0.034	0	0.021	1	0
113	SHELLPONT	PQ	6.3	0	0.03	0	0.026	1	0
114	PSSHELL	PQ	6.3	0	0	0	0	1	0
115	SHELLGALE	PQ	6.3	0	0.03	0	0.026	1	0
116	SILOS	PQ	6.3	0	0.038	0	0.033	1	0
117	NEWCENT	PQ	20	0	1.750	0	1.313	1	0
118	PALACIO	PQ	20	0	0.080	0	0.060	1	0
119	SODIGAS	PQ	6.3	0	0.068	0	0.042	1	0
120	PE21wg	RX	0.4	0	0	0	0	1	0
121	PE22wg	RX	0.4	0	0	0	0	1	0
122	BUSG1	PV	6.3	0	0	0	0	1	0
123	BUSG2	PV	6.3	0	0	0	0	1	0
124	BUSG3	PV	6.3	1.6877	0	1.6	0	1	0
125	BUSG4	PV	6.3	1.6	0	1.619	0	1	0
126	BUSG5	PV	6.3	0	0	0	0	1	0
127	BUSG6	REF	6.3	2	0	1.8	0	1.04	0
128	busTR20/6s	PQ	6.3	0	0	0	0	1	0
129	busTR20/6p	PQ	20	0	0	0	0	1	0
130	ShellHigh	PQ	20	0	0	0	0	1	0

data.par – Parâmetros gerais dos diversos módulos de cálculo

máximo numero iterações fluxo de potências	30
erro máximo fluxo de potências	0.000001
erro máximo análise dinâmica	0.000001
tempo de estudo análise dinâmica	40
passo de integração análise dinâmica	0.005

data.ger – Dados relativos aos geradores síncronos

Geradores Sinc.s		6																	
numero		identificador	noi	H (MJ/MVA)	D (MW/Hz)	Ra (Ohm)	Xd (Ohm)	Xq (Ohm)	Xlind (Ohm)	Xling (Ohm)	Tlind0 (s)	Tling0 (s)							
1		DEUT3-G1	122	0.74965	0.004	0	19.9	19.9	3.358	3.358	4.47	4.47							
2		DEUT4-G2	123	0.749654	0.004	0	19.9	19.9	3.358	3.358	4.47	4.47							
3		MAK5-G3	124	0.7496551	0.004	0	19.9	19.9	3.358	3.358	4.47	4.47							
4		MAK6-G4	125	0.7496551	0.004	0	19.9	19.9	3.358	3.358	4.47	4.47							
5		MAK5n-G5	126	0.7496265	0.004	0	19.9	19.9	3.358	3.358	4.47	4.47							
6		MAK6n-G6	127	0.7496265	0.004	0	19.9	19.9	3.358	3.358	4.47	4.47							

reguladores de tensão																			
numero		Aex	Bex	Ka	Ke	Ks	Ta (s)	Te (s)	Tr (s)	Ts (s)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)							
1		0	0	200	1	0.044	0.84	0.3	0.023	1	8	-8							
2		0	0	200	1	0.044	0.84	0.3	0.023	1	8	-8							
3		0	0	200	1	0.044	0.84	0.3	0.023	1	8	-8							
4		0	0	200	1	0.044	0.84	0.3	0.023	1	8	-8							
5		0	0	200	1	0.044	0.84	0.3	0.023	1	8	-8							
6		0	0	200	1	0.044	0.84	0.3	0.023	1	8	-8							

reguladores de velocidade					
numero	R (Hz/p.u.)	KI	Tg (s)	Pmecmax (MW)	
1	0.236363636	0.825	0.1	2.3375	
2	0.220338983	0.885	0.1	2.5075	
3	0.16372796	1.191	0.1	3.3745	
4	0.16372796	1.191	0.1	3.3745	
5	0.139784946	1.395	0.1	3.9525	
6	0.139784946	1.395	0.1	3.9525	

turbinas							
numero	tipo	Ta (s)	Tb (s)	Tc (s)	alfa (%)	beta (%)	gama(%)
1	0	1					
2	0	1					
3	0	1					
4	0	1					
5	0	1					
6	0	1					

data.gas – Dados relativos às máquinas assíncronas

total maq.s assinc.s	2								
numero	identificador	noi	Pmec (MW)	H (MJ/MVA)	Re (Ohm)	Xe (Ohm)	Rr (Ohm)	Xr (Ohm)	Xm (Ohm)
1	PE21wg	120	0.9	0.043983	0.00141	0.0127	0.00107	0.0257	0.537
2	PE22wg	121	1.2	0.53506086	0.0016	0.022667	0.0029	0.0299	0.93666667

B.2. Modelização do Sistema Eléctrico para o Plansys

A modelização está em concordância com o estabelecido em [4.1] e que a seguir descreve-se o essencial para uma melhor compreensão da rede em estudo.

B.2.1. Módulo de Fluxo de Potências

máquinas assíncronas

O modelo em regime estacionário adoptado para a máquina assíncrona baseia-se no circuito equivalente por fase que se apresenta na Figura B.2.1, conforme descrito na secção 7.2 de [4.9].

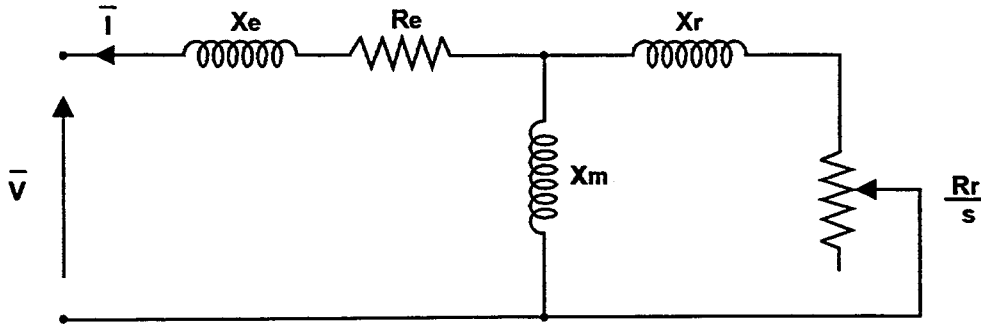


Figura B.2.1 – Circuito equivalente por fase em π da máquina assíncrona

em que:

- $\bar{I}$ – corrente estatórica (em A);
- $\bar{V}$ – tensão simples nos terminais da máquina (em kV);
- s – deslizamento;
- R_e – resistência do estator (em Ω);
- X_e – reactância do estator (em Ω);
- R_r – resistência do rotor (em Ω);
- X_r – reactância do rotor (em Ω);
- X_m – reactância de magnetização (em Ω).

O módulo desenvolvido aceita apenas uma máquina assíncrona por barramento. Para modelizar N máquinas assíncronas, que sejam idênticas e estejam ligadas a um mesmo barramento, é necessário considerar uma máquina assíncrona equivalente, o que corresponde a considerar os seguintes parâmetros para a máquina:

$$P_{mec_{eq}} = N \times P_{mec_i}; \quad R_{eq} = \frac{R_i}{N}; \quad X_{eq} = \frac{X_i}{N}; \quad (B.2.1)$$

com P_{mec} sendo a potência mecânica (em MW), X as reactâncias e R as resistências (em Ω). O índice eq indica os parâmetros equivalentes e o índice i os parâmetros individuais de cada máquina. Para a rede em estudo cada parque eólico foi modelizado como um equivalente de três máquinas assíncronas.

Linhas e Cabos

Para as linhas e cabos foi adoptado o modelo convencional em π , cujo esquema equivalente se apresenta na Figura B.2.2. Os parâmetros a especificar são:

R	– resistência série (em Ω/km);
$X = 2\pi \cdot f_0 \cdot L$	– reactância série (em Ω/km);
$Y_{sh} = 2\pi \cdot f_0 \cdot \frac{C}{2}$	– admitância shunt (em mS/km);
<i>comprimento</i>	– comprimento da linha (em km);

em que:

L é a indutância distribuída da linha/cabo (em H/km);
 C é a capacidade distribuída da linha/cabo (em mF/km).

↓ Restrição: *comprimento* > 0.

↓ Restrição: $R \geq 0$, $X \geq 0$ e $Y_{sh} \geq 0$.

↓ Restrição: Se $X = 0$, então $R > 0$.

↓ Restrição: Se $R = 0$, então $X > 0$.

↓ Restrição: Os barramentos de origem e destino da linha necessitam de ter a mesma tensão nominal.

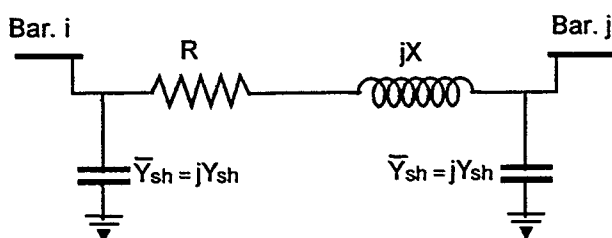


Figura B.2.2 – Modelo convencional em π de linha ou cabo

Transformadores

O Módulo de Fluxo de Potências adopta o modelo convencional em π . O modelo corresponde a um transformador ideal, com razão de transformação real, em série com uma reactância de fugas. Nos dados de entrada existe a possibilidade de modelizar o transformador com regulação de tensão no enrolamento primário ou com regulação de tensão no enrolamento secundário.

Baterias de Condensadores

As baterias de condensadores são definidas pela sua capacidade nominal, Q_n (em MVar), i.e. pela potência reactiva que gera para a situação de tensão nominal V_n (em kV). Após Q_n e V_n terem sido colocadas em valores p.u., a cada bateria é associada a seguinte admitância:

$$\bar{Y}_{bateria} = j \frac{Q_n}{|\bar{V}_n|^2}$$

a qual é devidamente incluída na matriz das admitâncias nodais.

Aparelhos de Corte/Comando

Os aparelhos de corte/comando são modelizados como ligações, de impedância nula, entre dois barramentos. Os parâmetros a especificar para cada dispositivo são:

noi – barramento de origem;

noj – barramento de destino;

estado – Se *estado* = 0 o aparelho é considerado aberto, e se *estado* ≠ 0 o aparelho é considerado fechado.

↓ Restrição: Não se aceitam aparelhos de corte/comando ligados em série ou em paralelo.

↓ Restrição: Os barramentos de origem e destino do aparelho necessitam de ter a mesma tensão nominal.

B.2.2. Módulo de Análise Dinâmica

□ Perturbações

1) Curto-circuito num barramento

Consiste num curto-circuito trifásico simétrico franco num barramento da rede, seguido por eliminação do defeito. Em cada simulação, poderá ser feito um curto-circuito por cada barramento. Para além do parâmetro de activação da perturbação, os parâmetros a especificar para o barramento são:

inicio – Instante de início do curto-circuito (em segundos).

duração – Duração do curto-circuito, tempo ao fim do qual o defeito é eliminado (em segundos).

Condição:

Se (*inicio* + *duração* > tempo de simulação)
então não existe eliminação do defeito.

↓ Restrição: *inicio* ≥ 0 .

↓ Restrição: *duracao* ≥ passo de integração do método numérico.

2) Variação de carga

Consiste na variação em degrau do consumo activo e reactivo de um barramento, que poderá consistir numa diminuição de carga seguida de um aumento (da mesma quantidade), ou num aumento de carga seguido de uma diminuição (da mesma quantidade). Em cada simulação, poderá ser feita uma variação de carga por cada barramento. Para além do parâmetro de activação da perturbação, os parâmetros a especificar para o barramento são:

deslastre – Valor não nulo para simular diminuição de carga, e valor 0 para simular aumento de carga.

inicio – Instante de início da variação de carga (em segundos).

duração – Duração da variação de carga (em segundos), tempo ao fim do qual ocorre o restabelecimento do cenário de carga inicial.

Pvar – Valor de consumo de potência activa a variar (em MW).

Qvar – Valor de consumo de potência reactiva a variar (em MVar).

Condição:

Se (*inicio* + *duração* > tempo de simulação)
então não existe restabelecimento do cenário de carga inicial.

- ↓ **Restrição:** *inicio* ≥ 0 .
↓ **Restrição:** *duracao* ≥ passo de integração do método numérico.
↓ **Restrição:** *Pvar* > 0 e *Qvar* > 0 .

3) Curto-circuito trifásico simétrico numa linha

Consiste num curto-circuito trifásico simétrico numa linha da rede, em que se despreza a impedância da linha, i.e. equivale à ocorrência do defeito nas duas extremidades da linha. O curto-circuito pode ser seguido por desligação da linha para isolamento do defeito, e por reengate da linha após eliminação do defeito. Em cada simulação, poderá ser feito um curto-circuito por cada linha. Para além do parâmetro de activação da perturbação, os parâmetros a especificar para a linha são:

- reengate* – Valor não nulo para activar reengate, e valor 0 para desactivar reengate.
inicio – Instante de início do curto-circuito (em segundos).
duração – Duração do curto-circuito, tempo ao fim do qual o defeito é eliminado e a linha sai de serviço (em segundos).
tempo reengate – Duração entre a eliminação do defeito e o reengate da linha (em segundos).
Rav – Resistência de defeito (em Ω).
Xav – Reactância de defeito (em Ω).

Condição:

Se *Rav* = 0 e *Xav* = 0
então é simulado um defeito franco.

Condição:

Se (*inicio* + *duração* > tempo de simulação)
então não existe eliminação do defeito.

Condição:

Se (*inicio* + *duração* + *tempo reengate* > tempo de simulação)
então não existe reengate da linha.

- ↓ **Restrição:** *inicio* ≥ 0 .
↓ **Restrição:** *duracao* ≥ passo de integração do método numérico.
↓ **Restrição:** *tempo reengate* ≥ 0.
↓ **Restrição:** *Rav* ≥ 0 e *Xav* ≥ 0 .

4) Ligação/desligação de geradores síncronos.

Em cada simulação, poderá ser feita uma ligação ou desligação por cada gerador síncrono. Para além do parâmetro de activação da perturbação, os parâmetros a especificar para o gerador são:

- noi* – Barramento de ligação do gerador.
estadorp – Valor não nulo se gerador ligado em regime permanente, e valor 0 se gerador desligado em regime permanente.
inicio – Instante em que ocorre a transição (em segundos).

Pmec – Potência mecânica do gerador no instante de ligação (em MW). Considera-se que o valor da tensão aos terminais da máquina no momento de ligação corresponde ao valor da tensão no barramento *noi* obtido do fluxo de potências.

Condição:

Se (*estadorp* ≠ 0)
então é simulada a desligação do gerador.

Condição:

Se (*estadorp* = 0)
então é simulada a ligação do gerador.

↓ Restrição: *inicio* ≥ 0 .

↓ Restrição: *Pmec* ≥ 0 .

5) Ligação/desligação de máquinas (gerador/motor) assíncronas.

Em cada simulação, poderá ser feita uma ligação ou desligação por cada máquina assíncrona. Para além do parâmetro de activação da perturbação, os parâmetros a especificar para a máquina assíncrona são:

noi – Barramento de ligação da máquina assíncrona.
Pmec – Potência mecânica da máquina assíncrona (em MW). Se *Pmec* > 0 a máquina funciona como gerador, se *Pmec* < 0 a máquina funciona como motor.
estadorp – Valor não nulo se máquina assíncrona ligada em regime permanente, e valor 0 se máquina assíncrona desligada em regime permanente.
inicio – Instante em que ocorre a transição (em segundos).
winicial – Percentagem da velocidade da máquina em relação à velocidade de sincronismo no instante de ligação, i.e. $w_{inicial} = w_{arranque} / (2\pi \cdot f_0) \times 100$ (em %). Para ligar um gerador assíncrono a funcionar no momento de ligação como motor, então *winicial* deverá ter valor inferior a 100% (por exemplo *winicial* = 98 %). Para ligar um motor assíncrono, então *winicial* deverá ter valor 0%.

Condição:

Se (*estadorp* ≠ 0)
então é simulada a desligação da máquina assíncrona.

Condição:

Se (*estadorp* = 0)
então é simulada o arranque da máquina assíncrona.

↓ Restrição: *inicio* ≥ 0 .

↓ Restrição: *winicial* ≥ 0 .

↓ Restrição: *Pmec* ≠ 0 .

□ Representação da Rede

Tal como na análise de fluxo de potências, na análise dinâmica a topologia da rede, incluindo linhas/cabos, transformadores, baterias de condensadores e aparelhos de corte/comando, é modelizada, pela matriz das admitâncias nodais [*Y*]. O modelo das linhas/cabos, transformadores, baterias de condensadores e aparelhos de corte/comando corresponde ao anteriormente apresentado para módulo de fluxo de potência.

Transformadores

Na análise dinâmica foi adoptado o modelo de tomadas fixas para todos os transformadores da rede. Não foi considerada a possibilidade de existirem tomadas com regulação, uma vez que a rede em estudo não possui estes tipos de transformadores.

Cargas

É adoptado o modelo de admitâncias constantes. Segundo este modelo, a cada barramento i com um consumo de $P_{c_i} + jQ_{c_i}$ (em p.u.) e módulo de tensão V_i (em p.u.) é associada a seguinte admitância de valor constante:

$$\bar{Y}_{c_i} = \frac{\bar{S}_{c_i}^*}{V_i^2} = \frac{(P_{c_i} - jQ_{c_i})}{V_i^2} \quad (\text{B.2.2})$$

correspondendo os valores de $P_{c_i} + jQ_{c_i}$ e de V_i aos obtidos do fluxo de potências.

Gerador Síncrono

Os geradores síncronos são geralmente máquinas de grande dimensão, com potências eléctricas bastante elevadas e com constantes de inércia significativas cujo desempenho é crucial no modo como o sistema reage como um todo aquando da existência de uma perturbação.

A operação destas máquinas é controlada por dispositivos de regulação que asseguram um bom comportamento em termos da frequência do sistema e da tensão nos barramentos. O desempenho em termos de comportamento da frequência está geralmente associado ao regulador de velocidade. Efectivamente, o regulador de velocidade tem como função actuar na máquina primária no sentido de variar a velocidade de rotação do gerador sempre que a potência activa gerada sofra variações relativamente ao valor da potência mecânica, ou sempre que a frequência da rede não corresponda ao valor nominal. O desempenho em termos de tensão está associado à existência de um regulador de tensão. Este tem a função de actuar sobre o circuito de excitação do gerador sempre que a tensão aos terminais da máquina sofra variações relativamente a um valor especificado. Um conjunto de pressupostos para a modelização do geradores síncronos está descrito no documento de especificações desenvolvido no INESC Porto[4.1].

Referenciais

Para a modelização das grandezas eléctricas do gerador síncrono utilizou-se a Transformada de Park [4.8], e descrito em [4.1]. Após esta transformação as grandezas eléctricas passam a ter uma modelização bifásica cujo referencial – denominado por referencial da máquina – roda em sincronismo com o rotor. Este referencial é composto por um eixo alinhado com o eixo dos pólos – denominado por eixo directo (ou eixo d) –, e um outro ortogonal ao anterior – denominado por eixo em quadratura (ou eixo q). No modelo adoptado tomou-se como convenção que o eixo q corresponde ao eixo real e o eixo d ao eixo imaginário [4.4].

Para a simulação dinâmica de um sistema multimáquina, é necessário definir um referencial comum a todo o sistema – denominado por referencial do sistema (ou referencial Q-D), que roda à velocidade do centro de inércia do sistema. Tal como o referencial q-d, o referencial Q-D é bifásico. Um exemplo deste referencial é descrito em [4.1] e [4.4], em que apresenta-se um diagrama fasor de uma máquina síncrona considerando que está a funcionar em regime transitório.

Equações de Oscilação

A equação de oscilação de uma máquina síncrona, quando considerada a funcionar em sistema isolado a alimentar directamente uma carga de potência activa P_g (em p.u.), é dada por:

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi \cdot f_o}{H} \times (P_{mec} - P_g - D \cdot \omega) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega \end{cases} \quad (B.2.3)$$

em que:

- δ – ângulo de carga da máquina (em rad);
- ω^1 – variação da velocidade angular da máquina em relação à de sincronismo (em rad/s);
- P_{mec} – potência mecânica da máquina (em p.u.);
- f_o – frequência nominal do sistema (60 Hz);
- D – coeficiente de amortecimento (em p.u./Hz);
- H – constante de inércia (em MJ/MVA ou segundos).

Atendendo à equação de oscilação descrita em (B.2.3) e a δ_o ter sido adoptado como o ângulo de referência do sistema, as oscilações do sistema multimáquina foram modelizadas pelas seguintes equações diferenciais:

$$\frac{d\omega_o}{dt} = \frac{\pi \cdot f_o}{H_T} \times \left[\sum_{i=1}^{n \text{ sinc}} (P_{mec_i} - P_{g_i}) - \sum_{i=1}^{n \text{ sinc}} (D_i \times \omega_i) \right] \quad (B.2.4)$$

$$\begin{cases} \frac{d\tilde{\omega}_i}{dt} = \frac{d\omega_i}{dt} - \frac{d\omega_o}{dt} = \frac{\pi \cdot f_o}{H_i} \times (P_{mec_i} - P_{g_i} - D_i \times \omega_i) - \frac{d\omega_o}{dt} \\ \frac{d\theta_i}{dt} = \tilde{\omega}_i \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ sinc} \quad (B.2.5)$$

em que:

- ω_o^2 – variação da velocidade angular do centro de inércia do sistema (em rad/s);
- $\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_o$ – variação da velocidade angular da máquina i , medido em relação ao centro de inércia do sistema (em rad/s);
- $\theta_i = \delta_i - \delta_o$ – ângulo de carga da máquina i , medido em relação ao centro de inércia do sistema (em rad);
- ω_i – variação da velocidade angular da máquina i em relação à de sincronismo (em rad/s);
- P_{mec_i} – potência mecânica da máquina i (em p.u.);
- P_{g_i} – potência activa gerada pela máquina i (em p.u.);
- f_o – frequência nominal do sistema (60 Hz);
- D_i – coeficiente de amortecimento da máquina i (em p.u./Hz);

¹ A velocidade de sincronismo do sistema é $\omega_s = 2\pi \cdot f_o$.

² O centro de inércia do sistema roda à velocidade $\omega'_o = 2\pi \cdot f = 2\pi \times (f_o + \Delta f) = 2\pi \cdot f_o + \omega_o$.

H_i – constante de inércia da máquina i , referido à potência de base do sistema S_{base} (em MJ/MVA ou segundos);

$$H_T = \sum_{i=1}^{nsinc} H_i \text{ – constante de inércia total do sistema.}$$

O desvio de frequência do sistema é dado por:

$$\Delta f = \frac{\omega_o}{2\pi} \text{ (Hz)} \quad (\text{B.2.6})$$

Dados de Entrada e de Saída do Gerador Síncrono

Segundo a modelização em regime dinâmico do gerador síncrono, é necessário especificar os seguintes parâmetros eléctricos e mecânicos: R_a , X_q , X_d , X'_q , X'_d , H (referida à potência de base do sistema), D , T'_{qo} e T'_{do} .

Em que:

- R_a – resistência do circuito estatórico (em p.u.);
- X_q, X_d – componentes segundo o eixo q e d da reactância síncrona (em p.u.);
- X'_q, X'_d – componentes segundo o eixo q e d da reactância transitória (em p.u.);
- T'_{qo}, T'_{do} – componentes segundo o eixo q e d da constante de tempo transitória em circuito aberto (em segundos).

Os resultados obtidos são: P_g , P_{mec} e E_{fd} ,
em que:

- E_{fd} – força electromotriz à saída da excitatriz (em p.u.);
- P_g – potência activa gerada (em p.u.);

Constante de Inércia:

A constante de inércia H (em MJ/MVA ou segundos) de uma máquina eléctrica, quando referida à potência nominal da máquina S_n (em MVA), relaciona-se com o seu momento de inércia J (em kg.m²) e velocidade de rotação n (em r.p.m.) da seguinte forma:

$$H = \frac{\frac{1}{2} \times J \times \left(\frac{2\pi n}{60} \right)^2}{S_n} \times 10^{-6} \quad (\text{B.2.7})$$

Quando H é fornecido pelo fabricante, usualmente vem referida à potência nominal da máquina S_n .
Nestes casos, a passagem de H para a potência de base do sistema S_{base} é feita da seguinte forma:

$$H_{corrigido} = H_{fornecido} \times \frac{S_n}{S_{base}} \text{ (em MJ/MVA ou segundos)} \quad (\text{B.2.8})$$

Regulador de Tensão

Cada gerador síncrono do sistema está associado a um regulador de tensão de modelo IEEE tipo 1, cujo diagrama de blocos se apresenta na Figura B.2.3.

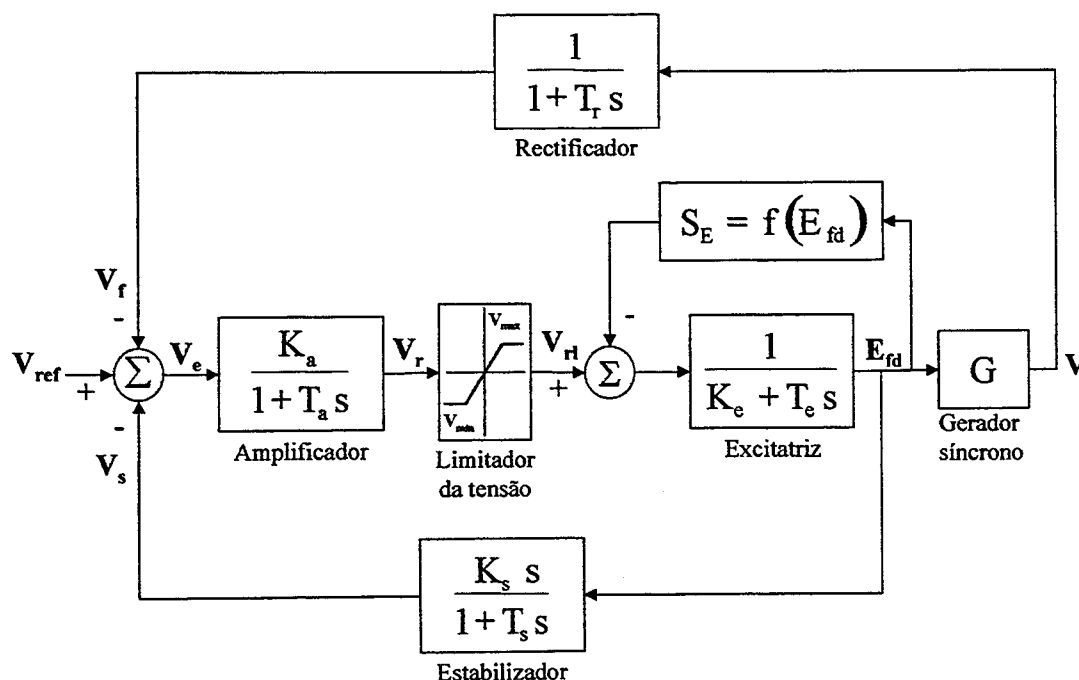


Figura B.2.3 – Diagrama de blocos de regulador de tensão IEEE tipo 1

As equações que regem o comportamento dinâmico do regulador de tensão estão descritas em [4.1].

O valor de referência, V_{ref} , é definido pelo estado inicial de equilíbrio do sistema. É calculado com os valores iniciais das variáveis de estado do regulador, i.e. $V_{ref} = V_e^{(0)} + V_f^{(0)} + V_s^{(0)}$. Os valores iniciais $V_e^{(0)}$, $V_f^{(0)}$ e $V_s^{(0)}$ são obtidos através da resolução do sistema de equações que regem o comportamento dinâmico do regulador, em que as derivadas são consideradas com valor nulo.

Os parâmetros a especificar para o regulador de tensão são:

- A_{ex}, B_{ex} – parâmetros do sinal de factor de saturação $S_E = A_{ex} \cdot e^{(B_{ex} \cdot E_{fd})}$ para modelização do efeito de saturação na excitatriz;
- K_a – ganho do amplificador;
- K_e – ganho da excitatriz;
- K_s – ganho do estabilizador;
- T_a – constante de tempo do amplificador (em segundos);
- T_e – constante de tempo da excitatriz (em segundos);
- T_r – constante de tempo do rectificador (em segundos);
- T_s – constante de tempo do estabilizador (em segundos);
- V_{min}, V_{max} – limites inferior e superior do amplificador (em p.u.).

Regulador de Velocidade

Cada gerador síncrono do sistema está associado a um regulador de velocidade com controlo proporcional e integral (controlador PI), cujo diagrama de blocos se apresenta na Figura B.2.4.

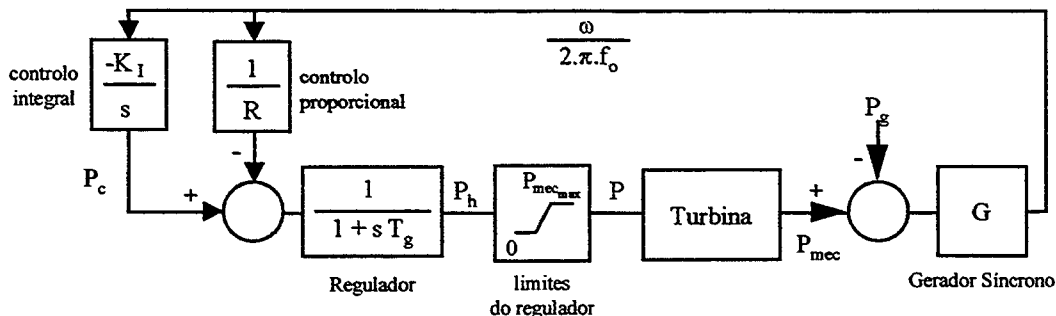


Figura B.2.4 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade (modelo com controlo PI)

As equações que regem o comportamento dinâmico do regulador de velocidade estão descritas em [4.1]

Para o regulador de velocidade modelizado são especificados os seguintes parâmetros:

- K_I – constante de ganho integral (em p.u. s/rad);
- R – estatismo (em Hz/p.u.);
- T_g – constante de tempo do regulador (em segundos);
- $P_{mec,max}$ – limite máximo do regulador (em p.u. nas equações, mas especificado em MW).

Turbinas

Relativamente à turbina do regulador de velocidade, o módulo desenvolvido considera três tipos de modelos, conforme descritos em [4.1]:

- Tipo 0: turbina térmica simples (Figura B.2.5);
- Tipo 1: turbina térmica com reaquecimento;
- Tipo 2: turbina hidráulica.

Turbina Térmica Simples (Tipo 0)

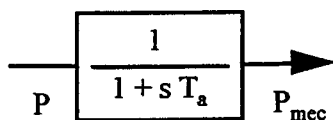


Figura B.2.5 – Turbina térmica simples

O comportamento da turbina térmica simples, cujo diagrama de blocos se apresenta na Figura B.2.5, rege-se pela seguinte equação diferencial:

$$\frac{\partial P_{mec}}{\partial t} = \frac{1}{T_a} \times (P - P_{mec}) \quad (\text{B.2.9})$$

O parâmetro a especificar é:

T_a – constante de tempo da turbina (em segundos).

Todas as turbinas para rede em estudo foram consideradas do tipo 0, pelo que não foi aqui apresentado os outros tipos de turbinas.

Máquina Assíncrona

Quando se fala de produção em pequena escala, o gerador assíncrono ou de indução é geralmente preferido ao gerador síncrono, uma vez que a sua construção simples e baixo custo, e o facto de não precisar de equipamento de sincronização ou de excitação a tornam extremamente atractiva em termos de fiabilidade e de investimento [4.1].

As equações que descrevem a modelização do comportamento em regime dinâmico da máquina assíncrona baseado num modelo de 3ª ordem, estão descrito em [4.1].

Dados de Entrada e de Saída da Máquina Assíncrona

Segundo a modelização em regime dinâmico da máquina assíncrona, é necessário especificar os seguintes parâmetros eléctricos e mecânicos: P_{mec} , R_e , R_r , X_e , X_r , X_m e H . Os resultados obtidos são: E' (módulo de $\bar{E}'$), I (módulo de $\bar{I}$), s , P_g e Q_g .

Constante de Inércia:

A constante de inércia H (em MJ/MVA ou segundos) de uma máquina assíncrona calcula-se da mesma forma para a máquina síncrona (descrita anteriormente).

Máquina Assíncrona Equivalente

Tal como acontece no módulo de fluxo de potências, o módulo de análise dinâmica aceita apenas uma máquina assíncrona por barramento. Para modelizar N máquinas assíncronas, que sejam idênticas e estejam ligadas a um mesmo barramento, é necessário considerar uma máquina assíncrona equivalente, cujo cálculo é feito pelo mesmo método descrito no caso do módulo de fluxo de potências.

ANEXO C. - DADOS RELATIVOS AOS SISTEMAS DE INFERÊNCIA DIFUSA

C.1. Regras geradas para o controlador difuso desenvolvido neste tese

IF TaxVarf is High AND menorΔV is Low AND Pgerada is High THEN
 $y = -0.008244 + (0.081288)X_1 + (-0.029052)X_2 + (0.069678)X_3$

IF TaxVarf is High AND menorΔV is Medium AND Pgerada is High THEN
 $y = 2.070315 + (0.032778)X_1 + (-0.095662)X_2 + (0.003079)X_3$

IF TaxVarf is VeryHigh AND menorΔV is Medium AND Pgerada is High THEN
 $y = 3.640034 + (-0.055093)X_1 + (0.087409)X_2 + (-0.035493)X_3$

IF TaxVarf is Low AND menorΔV is VeryLow AND Pgerada is High THEN
 $y = 0.526723 + (-0.024178)X_1 + (0.05862)X_2 + (-0.042284)X_3$

IF TaxVarf is VeryLow AND menorΔV is VeryLow AND Pgerada is High THEN
 $y = 0.762247 + (-0.046519)X_1 + (-0.02857)X_2 + (-0.075044)X_3$

IF TaxVarf is VeryHigh AND menorΔV is VeryHigh AND Pgerada is Low THEN
 $y = 1.296849 + (0.042522)X_1 + (0.048211)X_2 + (0.066927)X_3$

IF TaxVarf is High AND menorΔV is VeryHigh AND Pgerada is Low THEN
 $y = 0.905754 + (0.082707)X_1 + (0.00149)X_2 + (0.043725)X_3$

IF TaxVarf is Low AND menorΔV is Medium AND Pgerada is Low THEN
 $y = 0.296029 + (-0.008739)X_1 + (-0.005786)X_2 + (-0.039461)X_3$

IF TaxVarf is Medium AND menorΔV is Medium AND Pgerada is Low THEN
 $y = -0.003579 + (0.0224)X_1 + (-0.085285)X_2 + (-0.001272)X_3$

IF TaxVarf is VeryLow AND menorΔV is Medium AND Pgerada is Low THEN
 $y = -0.163352 + (-0.05608)X_1 + (-0.09171)X_2 + (0.013004)X_3$

C.2. "Setting" do programa NFIDENT para o caso de estudo desta tese

Ficheiro: *cdls_tsk.ini*

```
#select a fuzzy system type (valid entries: 0 = Mamdani, 1 = TSK)
#Mamdani will be implemented by NEFPROX, TSK by ANFIS
fstype 1

#number of fuzzy sets for input (imsf) and output (omsf) variables
#imsf 5
#omsf 7
imsf[0] 7
imsf[1] 7
imsf[2] 5
```

```
#forms of fuzzy sets for input (iform) and output (oform) variables
#0=triangular, 1=trapezoidal, 2=gaussian
iform 2
oform 2

#to set the fuzzy set type for a specific variable only use e.g.
#iform[1] 1
#oform[1] 1
#remember: the first variable has index 0
#use after or instead of iform and oform commands

#specify a percentage value by which the domains of the output
variables #are extended to the left and to the right, to better
obtain output #values which are near to the boundaries of the output
domains (e.g. 0.2 # = 20%)
outstretch 0.0

#select a t-norm for the fuzzy system (valid values: 0 = min, 1 =
#product)
tnorm 1

#select a t-conorm for the fuzzy system(valid values: 0 = max)
tconorm 0

#select a defuzzification strategy (for Mamdani only)
#valid entries are: 0 = COG, 1 = MOM
defuzz 1

#initialization for output parameters of a TSK fuzzy system, the
#coefficients are randomly chosen from [-x,+x] if x is specified
below
tskinit 0.0001

#learning rates can be set individually for each parameter (sigma_t
is
#for the coefficients of a TSK model)
sigma_a 0.01
sigma_b 0.01
sigma_c 0.01
sigma_d 0.01
sigma_t 0.01

#to set all learning rates to an identical value, use the sigma
command
sigma 0.01

#maximal number of rules, -1 means to use all rules found in the data
#(no evaluation), 0 means automatic evaluation (use percent), any
positive
#number specifies the maximum number of admissible rules
maxrules -1

#percentage of all rule activations that has to be reached during
rule
#evaluation if maxrules = 0 (automatic rulebase evaluation)
percent 0.75

#stop learning at this error value
minerror 0.0
```

```
#Epoch Definitions
#-----
#
#chgepoch determines after for how many epochs learning continues,
after
#the smallest error so far was reached.
chgepoch 100
#minepoch specifies the minimum number of epochs for the learning
#procedure
minepoch 10
#maxepoch is the maximum number of epochs for the learning procedure
maxepoch 2000
#logepoch determines after how many epochs the log-file is updated
logepoch 10

#Learning Restrictions
#-----
#
#batch = 1 means batch learning, batch = 0 means online learning
batch 1
#at05 = 1 means fuzzy sets must intersect at height 0.5. This is not
#yet implemented
at05 0
#nopass = 1 means that fuzzy sets must not pass each other during
training
nopass 1
#asym = 1 means that membership functions may become asymmetric
#during training (only evaluated for triangular membership functions)
asym 1

#FILENAMES
#-----
#
#netfilename: file of the trained fuzzy system
netfilename cdls_tsk.nfs

#logfile: file where the course of error is logged
logfile cdls_tsk.log

#gnufilename: file with gnuplot commands to plot the fuzzy sets
#usage: gnuplot <gnufilename>
gnufilename cdls_tsk.gnu

#trainingfile: file with training data
trainingfile cdls1_23.dat

#generalizationfile: file with validation data, leave out, if there
is
#no validation data
#generalizationfile cdls.dat

#testfile: file with test data, used after training. Leave out, if
there
#is no test data
#testfile cdls.dat

#loadnet: file with fuzzy system to be loaded before training
#Leave out, if no fuzzy system shall be loaded
#loadnet cdls_tsk_initial.nfs
```

```
#trainresult: file where the target outputs and actual outputs of the
#training data are stored after training
#(1 row: targets, 2 row: actual outputs, 3 row: target - output)
trainresult cdls_tsk.res

#genresult: for validation results, compare trainresult
genresult cdls_vld.res

#testresult: for test results, compare trainresult
testresult cdls_tst.res

#nfident saves the best fuzzy system during training to the file
given
#by savenet (default is saved.nfs). If a * is used within the
filename,
#the epoch number will be inserted at this position. By this you get
#a history of the best fuzzy systems during training.
#(there is still a bug in the filename creation routine)

savenet cdls_saved_tsk.nfs
```



FACULDADE DE ENGENHARIA

UNIVERSIDADE DO PORTO

BIBLIOTECA



0000065277