

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUIZ FERNANDO GONÇALVES

**CONTRIBUIÇÕES PARA O ESTUDO TEÓRICO
E EXPERIMENTAL DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Porto Alegre

2004

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUIZ FERNANDO GONÇALVES

**CONTRIBUIÇÕES PARA O ESTUDO TEÓRICO
E EXPERIMENTAL DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Automação e Instrumentação Eletro-Eletrônica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Romeu Reginatto

Porto Alegre, março de 2004

G635c Gonçalves, Luiz Fernando

Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída / Luiz Fernando Gonçalves ; orientador, Romeu Reginatto. – Porto Alegre, 2004.

Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

1. Sistema Elétrico de Potência. 2. Modelo de Gerador. 3. Modelo de Carga. 4. Geração Distribuída. 5. Sistema Supervisório. 6. Simulação. 7. Ensaio. I. Reginatto, Romeu, orient. II. Título.

CDU 621.311

LUIZ FERNANDO GONÇALVES

**CONTRIBUIÇÕES PARA O ESTUDO TEÓRICO
E EXPERIMENTAL DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Romeu Reginatto, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. André Arthur Perleberg Lerm, UCPEL

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Flávio Antônio Bacon Lemos, PUCRS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, Brasil

Coordenador do PPGEE : _____

Prof. Dr. Carlos Eduardo Pereira

Porto Alegre, abril de 2004

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao meu filho Solano, que como o Sol tornou-se luz da minha vida.

Pelo amor, carinho e estímulo.

AGRADECIMENTOS

Ficou ao Prof. Dr. Romeu Reginatto a orientação educativa e o encaminhamento dos estudos para realizar este trabalho. Durante os últimos meses, o Prof. Romeu mostrou-se sempre disposto, paciente e interessado ao me mostrar o caminho que deveria ser seguido. Durante muitas tardes passamos discutindo e estudando. De pronto, presenteou-me com sua amizade e sapiência.

Agradeço ao Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella e aos outros professores da área de Automação, Controle e Robótica do Departamento de Engenharia Elétrica (DELET): João Manoel Gomes da Silva Jr., Carlos Eduardo Pereira e Walter Fetter Lages pelas inúmeras colaborações. Além destes, agradeço aos colegas de Pós-Graduação e do Laboratório de Sistemas de Controle Automação e Robótica (Cauê Loureiro da Conceição, Hermes José Gonçalves, Rodrigo da Silva Guerra, Rafael Pereira Zeilmann e Ronaldo Husemann) pela amizade e companheirismo.

Também sou grato a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), que possibilitaram o suporte financeiro a este projeto.

Não poderia esquecer de agradecer a todos os moradores da Casa de Estudante Universitário e também a todos os funcionários desta universidade. Agradeço finalmente a todos os operários, a todas as donas de casa, a todos os agricultores, a todo o povo brasileiro, que sustenta com o suor de seus rostos a base desta instituição de nível superior.

RESUMO

Diretorio TesteAs recentes mudanças de estrutura no sistema elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia) têm motivado o uso da geração distribuída e, em particular, pequenos produtores independentes conectados aos sistemas de distribuição e subtransmissão. Sendo recente, ainda há muitas lacunas quanto ao entendimento do impacto desta nova topologia na estabilidade e outros índices de desempenho do sistema. O presente trabalho está focado na conexão dos produtores independentes aos sistemas de distribuição e subtransmissão e visa contribuir quanto ao estudo teórico-prático deste problema, com ênfase nos aspectos de modelagem dos componentes do sistema. Este estudo faz parte do projeto de pesquisa "Impacto de Produtores Independentes e Autoprodutores Conectados aos sistemas de distribuição e subtransmissão", desenvolvido pela UFRGS com financiamento da CEEE. Como as unidades de geração distribuída são conectadas às redes de distribuição e transmissão, a distância entre estes geradores e as cargas é menor comparativamente às usinas de grande porte. Existe ainda a questão dos produtores independentes serem de potências menores e, portanto, mais suscetíveis às variações de carga da rede em que estão ligados. Devido a estes e outros fatores, uma melhor análise dos modelos estáticos e dinâmicos dos diversos componentes do sistema de potência dentro desta nova topologia se faz necessária. Um dos aspectos considerados neste trabalho, foi o estudo da influência da resistência da linha na análise da geração distribuída nas linhas de distribuição. Esta foi uma das contribuições deste trabalho e foi realizada por meio de simulações considerando vários modelos de geradores e cargas. Outra contribuição foi a construção do sistema consistindo de um protótipo de um produtor independente conectado a rede de distribuição, composto de um gerador de 100kVA conectado à rede elétrica, contendo cargas resistivas e indutivas, podendo serem ligadas/desligadas, emulando condições de operação similares às reais. A construção do protótipo também envolveu um sistema para simulação, um sistema supervisorio para operação e realização de ensaios, e os algoritmos necessários para tal. Este sistema permite a simulação dinâmica de modelos de sistemas elétricos de potência em diversos cenários e a verificação experimental do comportamento dos grupos geradores em diversas condições de operação, incluindo a análise de desempenho estático, ensaios de curto circuito e as variações de despacho ativo e reativo de potência. Obtendo com isso uma melhor identificação e quantificação do impacto dos produtores independentes e autoprodutores na análise de sistemas elétricos de potência.

Palavras-chave: Sistema Elétrico de Potência, Modelo de Gerador, Modelo de Carga, Geração Distribuída, Sistema Supervisorio, Simulação, Ensaio.

ABSTRACT

The recent structure changes in the Electrical System (generation, transmission, distribution and trading of energy) have motivated the use of distributed generation and, in particular, small independent producers hardwired to the distribution and sub-transmission systems. Being recent, there are still many open issues regarding the impact of this new topology in the stability and other performance indexes of the system. The present work focuses on the connection of independent producers to the distribution and sub-transmission system and aims to contribute to the theoretical and practical study of this problem, with emphasis on the modelling aspects of the components of the system. The study is part of the research project "Impact of Independent Producers and Autoproductors hardwired to the distribution and sub-transmission systems" developed by UFRGS with financing of CEEE. As the units of Distributed Generation are connected to the distribution and transmission nets, the distance between these generators and loads gets smaller than the usual long transmission lines. Moreover the independent producers have smaller power than large generation plants and, therefore, are more susceptible to the load variations on the net where they are connected to. Due to these and other factors a better analysis of the static and dynamic models of the distinct components of the power systems inside this new topology becomes necessary. One of this aspects is considered in this work, namely the study of the influence of the line resistance in the analysis of distributed generation in distribution lines. This is a first contribution of this work and was carried out by simulation considering several generator and load models. Another contribution was the development of a system consisting of an prototype of an independent producer hardwired the distribution net, made up of a generator of 100kVA connected to a 110V electrical net, having resistive and inductive loads that can be turned on and off, emulating working conditions similar to reality. The prototype involved also the development of a simulation system, a supervisory system, and other algorithms necessary for the operation and accomplishment of experimental results. The developed system allows the dynamic simulation of Electrical Power Systems in distinct scenarios and the experimental verification of the behavior of the generating groups in diverse working conditions, including the analysis of static performance, short circuits tests, and the variations of active and reactive power dispatch, among others. With this, it is possible to obtain a better a identification and quantification of the impact of the independent producers and autoproducers in the analysis of Electrical Power Systems.

Keywords: Electrical System of Power, Model of Generator, Load Model, Distributed Generation, Supervisory System, Simulation and Experimental Setup.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Modelo Π para linhas de transmissão.	29
Figura 2:	Condutor finito sujeito a um campo eletromagnético.	30
Figura 3:	Linha trifásica transposta.	31
Figura 4:	Modelo de Regulador Automático de Tensão.	41
Figura 5:	Relação entre as diferentes referências do sistema.	46
Figura 6:	Fontes de geração de energia distribuídas.	51
Figura 7:	Impacto no nível de curto-circuito com a inclusão de unidades de geração distribuída.	60
Figura 8:	Impacto na regulação de tensão com a inclusão da geração distribuída.	61
Figura 9:	Ilhamento que pode ocorrer em uma área do sistema de distribuição.	64
Figura 10:	Diagrama esquemático do modelo de sistema de potência proposto.	76
Figura 11:	Representação do modelo de sistema de GD e das variáveis envolvidas.	78
Figura 12:	Curva de carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, impedância constante).	86
Figura 13:	Curva de carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo ZIP, impedância constante).	86
Figura 14:	Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo ZIP, impedância constante).	88
Figura 15:	Curva da participação do gerador (modelo ZIP, impedância constante).	89
Figura 16:	Curva de carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, potência constante).	90
Figura 17:	Curva de carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo ZIP, potência constante).	90
Figura 18:	Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo ZIP, potência constante).	92
Figura 19:	Curva da participação do gerador (modelo ZIP, potência constante).	92
Figura 20:	Curva de carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, corrente constante).	93
Figura 21:	Curva de carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo ZIP, corrente constante).	94
Figura 22:	Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo ZIP, corrente constante).	95
Figura 23:	Curva da participação do gerador (modelo ZIP, corrente constante).	96
Figura 24:	Curva de carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo dinâmico de cargas).	97
Figura 25:	Curva de carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo dinâmico de cargas).	98
Figura 26:	Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo dinâmico).	100
Figura 27:	Curva da participação do gerador (modelo dinâmico).	100
Figura 28:	Diagrama unifilar do sistema.	106
Figura 29:	Visão macro do sistema.	107
Figura 30:	Diagrama esquemático do sistema.	108
Figura 31:	Vista do gerador síncrono e do motor à diesel.	109
Figura 32:	Tratamento dos dados de campo pelo supervisor.	112

Figura 33:	Tela principal da aplicação supervisória.	113
Figura 34:	Tela de ensaios de tensão.	115
Figura 35:	Ensaio de tensão realizado no gerador	115
Figura 36:	Ensaio de frequência realizado no gerador	116
Figura 37:	Tela de ensaios cargas.	117
Figura 38:	Tela de simulações.	118
Figura 39:	Simulações de salto de tensão para os modelos de gerador.	120
Figura 40:	Simulações de salto de potência para os modelos de gerador.	121
Figura 41:	Módulos do simulador de dinâmica de SEP.	123
Figura 42:	Representação do método de Euler modificado.	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Aproximações usadas na obtenção dos modelos de gerador síncrono . . .	39
Tabela 2:	Parâmetros do gerador síncrono.	85
Tabela 3:	Parâmetros da linha de distribuição e subtransmissão em pu.	85
Tabela 4:	Parâmetros do modelo estático de cargas (impedância constante).	86
Tabela 5:	Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, impedância constante).	87
Tabela 6:	Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo ZIP, impedância constante).	88
Tabela 7:	Parâmetros do modelo estático de cargas (potência constante).	89
Tabela 8:	Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, potência constante).	91
Tabela 9:	Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo ZIP, potência constante).	91
Tabela 10:	Parâmetros do modelo estático de cargas (corrente constante).	93
Tabela 11:	Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, corrente constante).	95
Tabela 12:	Pontos de máximo carregamento $Pe = 0,8pu$ (modelo ZIP, corrente constante).	95
Tabela 13:	Parâmetros do modelo dinâmico de cargas.	97
Tabela 14:	Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo dinâmico). . .	99
Tabela 15:	Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo dinâmico). . .	99
Tabela 16:	Valores das constantes utilizadas nas simulações realizadas via supervisorio.	119
Tabela 17:	Valores dos parâmetro utilizados nas simulações de ensaio de tensão. . .	120
Tabela 18:	Valores das constantes utilizadas nas simulações de ensaio de potência. .	121

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADES:	<i>Algebraic Differential Equations Solver</i>
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
API:	<i>Application Program Interface</i>
CAPES:	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CC:	Corrente Contínua
CCOI:	Comitê Coordenador de Operação Interligada
CEEE:	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CLP:	Controlador Lógico Programável
DELET:	Departamento de Engenharia Elétrica
DDE:	<i>Dynamic Data Exchange</i>
DNAEE:	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EA:	Entrada Analógica
ED:	Entrada Digital
EE:	Escola de Engenharia
EPRI:	Instituto de Pesquisa de Potência Elétrica
EUA:	Estados Unidos da América
GD:	Geração Distribuída
GCAR:	Grupo de Controle, Automação e Robótica
LTC:	<i>Load Tap Changing</i>
MAE:	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MDNL:	Modelos Dinâmicos Não Lineares
ODBC:	<i>Open Database Connectivity</i>
OPC:	<i>Ole for Process Control</i>
PPGEE:	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
PUC/RS:	Pontifícia Universidade Federal do Rio Grande do Sul
PURPA:	<i>Public Utilities Regulatory Policies Act</i>
pu:	Por unidade

RAT: Reguladores Automáticos de Tensão

REVISE: Revisão Institucional de Energia Elétrica

SA: Saída Analógica

SCADA: *Supervisory Control and Data Acquisition*

SD: Saída Digital

SEP: Sistemas Elétricos de Potência

SGDB: Sistema Gerencial do Banco de Dados

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

LISTA DE SÍMBOLOS

Parâmetros do Gerador Síncrono

R_a	Resistência da armadura
X_l	Reatância concatenada do estator
X_q	Reatância síncrona do eixo em quadratura
X_d	Reatância síncrona do eixo direto
X'_q	Reatância transitória do eixo em quadratura
X'_d	Reatância transitória do eixo direto
X''_q	Reatância subtransitória do eixo em quadratura
X''_d	Reatância subtransitória do eixo direto
X_a	Reatância da armadura
X_{aq}	Reatância da armadura do eixo em quadratura
X_{ad}	Reatância da armadura do eixo direto
T_q	Constante de tempo do eixo em quadratura
T_d	Constante de tempo do eixo direto
T'_{q0}	Constante de tempo transitória do eixo em quadratura
T'_{d0}	Constante de tempo transitória do eixo direto
T''_{q0}	Constante de tempo subtransitória do eixo em quadratura
T''_{d0}	Constante de tempo subtransitória do eixo direto
E_{fd}	Tensão de campo
E_l	Tensão interna do estator
E_i	Tensão de campo equivalente
E'_q	Tensão transitória no eixo em quadratura
E'_d	Tensão transitória no eixo direto
E''_q	Tensão subtransitória no eixo em quadratura
E''_d	Tensão subtransitória no eixo direto
V_0	Tensão terminal do gerador síncrono
V_q	Tensão terminal no eixo em quadratura

V_d	Tensão terminal no eixo direto
I_{fd}	Corrente de campo
I_0	Corrente de saída do gerador síncrono
I_q	Corrente no eixo em quadratura
I_d	Corrente no eixo direto
Ψ_{fd}	Fluxo produzido no rotor

Grandezas Elétricas

V_L	Tensão de linha
V	Valor rms de tensão
v	Valor instantâneo de tensão
I	Valor rms de corrente
i	Valor instantâneo de corrente
P	Potência reativa
P_e	Potência elétrica absorvida no estator
P_m	Potência mecânica fornecida ao rotor
Q	Potência ativa
S	Potência aparente
R	Resistência
L	Indutância
X	Reatância
Z	Impedância, $Z = R + jX$
Y	Admitância, $Z = 1/Y$ e $Y = G + jB$
G	Condutância da linha
B	Susceptância da linha
E	Campo elétrico
H	Campo magnético e constante de inércia
D	Coefficiente de amortecimento
θ	Posição angular do rotor
ω_r	Velocidade angular elétrica do rotor
ω_m	Velocidade angular mecânica do rotor
ω_s	Velocidade de campo de estator
δ	Ângulo de carga
δ_0	Ângulo de carga para t igual zero

Índices inferiores

a, b, c Fases do sistema trifásico e eixos do sistema de coordenadas a–b–c

$d, q, 0$ Fases do sistema de coordenadas d–q–0

$01, 12, \dots, n(n+1)$ Grandeza entre as barras n e $n+1$

k Grandeza na barra k

0 Seqüencia de fases abc

1 Seqüencia de fases cab

2 Seqüencia de fases bca

pu Por unidade

$base$ Valor de base

q Grandeza no eixo em quadratura

d Grandeza no eixo direto

nom Valor nominal da grandeza

ref Valor de referência da grandeza

Índices Superiores

\cdot Derivada da grandeza

$\ddot{}$ Derivada segunda da grandeza

$'$ Grandeza referente ao período de tempo transitório

$''$ Grandeza referente ao período de tempo subtransitório

Outras grandezas

ρ Resistividade

l Comprimento

A Área de seção transversal

ϕ Fluxo eletromagnético

μ Constante de permeabilidade magnética

d Distância

r Raio

ω Frequência angular

ε Permissividade dielétrica

γ Constante de propagação

Z_c Impedância característica

λ Variação do carregamento

$a_0, b_0, a_1, b_1, a_2, b_2$ Parâmetros do modelo estático de carga

$T_p, T_q, \alpha, \beta, \xi, \sigma$ Parâmetros do modelo dinâmico de carga

Outros Símbolos

$\| \cdot \|$ Norma

$| \cdot |$ Módulo

d Operador diferencial

s Operador laplaciano

$\vec{\cdot}$ Fasor

\mathfrak{R} Conjunto dos números reais

\mathfrak{I} Conjunto dos números imaginários

$\sin(\cdot)$ Seno do argumento

$\cos(\cdot)$ Cosseno do argumento

\sinh Seno hiperbólico

\tanh Tangente hiperbólica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
2	MODELAGEM DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	25
2.1	INTRODUÇÃO	25
2.2	COMPONENTES BÁSICOS	27
2.2.1	Linha de Transmissão	28
2.2.2	Linha de Distribuição	33
2.2.3	Máquina Síncrona	33
2.2.4	Modelos Clássicos de Máquina Síncrona	39
2.2.5	Regulador Automático de Tensão	40
2.2.6	Cargas	41
2.3	MODELAGEM COMPLETA DO SISTEMA	46
2.4	CONCLUSÕES	48
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	50
3.1	INTRODUÇÃO	50
3.2	REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	53
3.3	BENEFÍCIOS DA IMPLANTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	55
3.4	DESAFIOS DA IMPLANTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	55
3.5	IMPACTOS NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO E AJUSTES DE PROTEÇÃO	58
3.6	IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO	60
3.7	IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA	62
3.8	IMPACTOS NOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	63
3.9	IMPACTOS DO ILHAMENTO	64
3.10	IMPACTO NA ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	65
3.11	IMPACTOS NA ESTABILIDADE DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA	66
3.11.1	Impacto Causado Pela Mudança de Níveis de Penetração	66
3.11.2	Impacto Causado Pelos Diferentes Tipos de Geração	67
3.11.3	Impacto Causado Pelas Distintas Localizações da Geração Distribuída	70
3.12	CONCLUSÕES	70
4	ASPECTOS DE MODELAGEM EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	73
4.1	INTRODUÇÃO	74
4.2	MODELAGEM DO SISTEMA	75
4.3	ESTUDO DE CASO	77
4.4	TIPOS DE SIMULAÇÕES	80
4.5	CONDIÇÕES DE SIMULAÇÃO	84
4.6	PARÂMETROS DO GERADOR SÍNCRONO E LINHA	84
4.7	SIMULAÇÕES DO MODELO ESTÁTICO DE CARGAS	85
4.7.1	Carga com Impedância Constante	85
4.7.2	Carga com Potência Constante	89

4.7.3 Carga com Corrente Constante	93
4.8 SIMULAÇÕES DO MODELO DINÂMICO DE CARGAS	96
4.9 CONCLUSÕES	101
5 DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA EXPERIMENTAL PARA ESTUDO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	105
5.1 INTRODUÇÃO	106
5.2 ESTRUTURA FÍSICA DO PROTÓTIPO DE PRODUTOR INDEPENDENTE	108
5.2.1 Grupo Gerador	109
5.2.2 Linha	110
5.2.3 Cargas	110
5.2.4 CLP	110
5.2.5 Barramentos Industriais	111
5.3 SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE IMPLANTADO	112
5.3.1 Interfaceamento do Sistema Supervisório com o <i>Matlab</i>	122
5.4 SIMULADOR DE DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	122
5.4.1 Representação Singular do Sistema	123
5.4.2 Método de Integração	126
5.4.3 Método de Newton-Raphson	128
5.4.4 Aspectos Numéricos	130
5.4.5 Estabilidade do Equilíbrio do Sistema	132
5.4.6 Rotinas	133
5.5 CONCLUSÕES	139
6 CONCLUSÃO	140
REFERÊNCIAS	145
APÊNDICE A PARÂMETROS DO MODELO PARA ESTUDO DE CASO	148
A.1 ESCOLHA DAS VARIÁVEIS ALGÉBRICAS E DIFERENCIAIS	148
A.2 DEFINIÇÃO DAS FUNÇÕES F E G	148
A.3 SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA	151
APÊNDICE B SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE	153
B.1 INTERFACEAMENTO DOS SISTEMAS SCADA	154

1 INTRODUÇÃO

O planejamento do setor elétrico nacional tem evoluído, ao longo de sua história, de forma contínua, sempre em resposta às alterações no contexto sócio-político-econômico, sendo que essa evolução se deu em diferentes planos hierárquicos e geográficos.

Pode-se dizer que este começou em 1879, quando D. Pedro II concedeu a Tomas Edison o privilégio de introduzir no país aparelhos e processos destinados à utilização da energia elétrica. Neste mesmo ano, ocorreu a inauguração da iluminação elétrica na estação central da estrada de ferro D. Pedro II (atual Central do Brasil), no Rio de Janeiro, que foi a primeira instalação deste tipo em caráter permanente no país. Outra importante obra nesta fase inicial foi a construção da primeira usina hidrelétrica do país, a usina Ribeirão do Inferno, em Minas Gerais, que entrou em operação em 1883.

O processo de implantação do sistema elétrico nacional deu-se a partir de 1903, com a aprovação pelo Congresso Nacional do primeiro texto de lei disciplinando o uso de energia elétrica no país. Desde então, a energia elétrica está cada vez mais presente na vida dos brasileiros, tanto nas residências para manter o padrão de conforto, quanto nas indústrias para a produção de bens, além de muitas outras finalidades.

Para atender a esses propósitos, a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica são providas por grandes sistemas interligados, conhecidos como sistemas elétricos de potência (SEP), ou sistemas de energia elétrica cuja capacidade de geração, mais de 90%, se baseia na água das chuvas e na força da gravidade (BENJAMIN, 2001).

Além de disponibilizar a energia necessária para consumo, os SEP devem garantir a qualidade no fornecimento de energia exigidas pelos consumidores, destacando-se a exigência de frequência e amplitude de tensão constantes, bem como a continuidade do fornecimento, sem interrupções.

Os SEP também devem trabalhar de forma estável em uma grande faixa de carga de consumo, ou seja, com uma grande faixa de pontos de operação, devendo também suportar efeitos indesejáveis, tais como quedas de linhas de transmissão ou curto-circuitos. Portanto, é necessário utilizar diversos tipos de dispositivos de proteção e controle, atuando em distintos pontos do sistema (ZANCHIN, 2003).

Com o intuito de manter os níveis de tensão nas várias condições de operação, a amplitude da tensão é mantida constante, ou dentro de limites aceitáveis, com a utilização de Reguladores Automáticos de Tensão (RAT) (BAZANELLA, 1993). Também, estabilizadores de SEP em conjunto com demais dispositivos de proteção, atuam para manter a continuidade do fornecimento de energia, através da estabilização do sistema com amortecimento de oscilações, isto é, atuando de modo a garantir a estabilidade dinâmica do sistema.

Assim, o Brasil possui hoje um sistema energético que é, em sua maioria, limpo, renovável e barato. Está apto a transferir grandes blocos de energia de uma região do país para outra, gerenciando de forma integrada bacias hidrográficas fisicamente distantes de milhares de quilômetros (BENJAMIN, 2001).

O sistema foi interligado por linhas de transmissão, permitindo que um operador central racionalize o uso da água disponível em todo o país. Graças a isso, os reservatórios situados em distintas bacias hidrográficas funcionam como se fossem vasos comunicantes, compensando a falta d'água nas regiões em que isso ocorre.

Contudo, na bacia hidrográfica onde se situam as usinas hidrelétricas, ocorrem uma série de processos ambientais, tais como a erosão dos solos e o assoreamento dos mananciais que podem vir a apresentar reflexos na eficiência e na vida útil dessas usinas. Ainda, a implantação deste tipo de empreendimento envolve diversos aspectos: políticos, sociais, econômicos, ambientais, etc.

Ainda assim, rejeitando-se grandes projetos e respeitando-se severas restrições ambientais, pode-se pelo menos duplicar o potencial hidrelétrico instalado, expandindo um sistema cujo custo de construção de novas unidades é muito inferior ao da opção termoelétrica ou nuclear e cujos impactos ambientais ainda são menores.

No entanto, devido à desregulamentação e à privatização do setor elétrico, à criação de um possível mercado competitivo, a pressões ambientais, ao avanço de novas tecnologias e fontes alternativas de energia (eólica e solar, por exemplo), a causas de natureza técnica (a saturação existente nos sistemas de transmissão, a redução das margens de segurança, as restrições geográficas, o aumento contínuo da carga, etc.), os problemas de estabilidade de tensão e à conseqüente necessidade de investimentos para sustentar a demanda de potência observada em diversos países, surgiram novos desafios, renovando o interesse em operar geradores em paralelo nos sistemas de distribuição.

Este conceito de operação é conhecido como Geração Distribuída (GD), a qual está se consolidando como uma tendência nos sistemas elétricos e como tal deve receber grande atenção dos pesquisadores e da indústria (CIGRÉ, 1998).

As mudanças ocorridas na legislação brasileira durante essas últimas décadas, referentes ao sistema elétrico nacional, como a construção de grandes obras, incluindo a desregulamentação e a privatização do setor elétrico que, como fora comentado anteriormente, impulsionaram a GD, sempre estiveram relacionadas a períodos políticos. Foi assim durante o governo do Presidente Getúlio Vargas, onde ocorreram as principais medidas de regulamentação do setor elétrico. Foi assim, também, com desdobramento da política desenvolvimentista do Presidente Juscelino Kubitschek, conhecida como Plano de Metas, criando em 1960 o Ministério das Minas e Energia e em 1961, durante a presidência de Jânio Quadros, sendo criada a instituição Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), constituída em 1962 pelo

Presidente João Goulart para coordenar o setor de energia elétrica brasileiro. A consolidação viria a seguir, no período de 1962 à 1971 com a criação do Departamento Nacional de Águas e Energia e do Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI).

No período de 1975 à 1986 ocorreram as principais medidas de estatização do sistema energético do país. Já a partir de 1988, começou o processo de privatização onde foi criada a Revisão Institucional de Energia Elétrica (REVISE), embrião das alterações promovidas no setor de energia elétrica durante a década de 90.

Já no começo da década de 90, o Presidente Fernando Collor de Mello criou o Programa Nacional de Desestatização do setor elétrico para viabilizar a competição na geração, distribuição e comercialização de energia, constituindo também um novo órgão regulador do setor de energia elétrica sob a denominação de Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e regulamentando o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, consolidando a distinção entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Ainda na década de 90, o presidente Fernando Henrique Cardoso lançou, dentre outras medidas, o Programa Prioritário de Termoelétricas visando a implantação no país de diversas usinas a gás natural. Destaca-se também mais especificamente o Decreto nº 2003 de 10 de setembro de 1996, que trata da regulamentação da produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor, visando estimular o uso de pequenos produtores independentes conectados aos sistemas de distribuição e subtransmissão.

A liberação da geração e da comercialização de energia elétrica no sistema de distribuição tem, teoricamente, como objetivo obter um cenário de concorrência e de competição pelo mercado. Entretanto, entre todos os fatores comerciais pode não ter sido tomado os cuidados necessários no que se refere ao aspecto técnico. Problemas que não foram previstos devem ser solucionados na sua origem para que nos SEP não ocorram colapsos (CONCEIÇÃO, 2003).

Como novos desafios propostos por esta recente estrutura, onde as unidades geradoras estão mais próximas ao consumidor e a potências destas são menores, comparativamente às fontes tradicionais de potência, pode-se citar os reajustes nos sistemas de proteção, absorção de reativos, etc. Deve-se prever, em especial, a manutenção dos níveis de tensão, de potência e do sincronismo entre as máquinas.

Esta dissertação visa contribuir com o estudo teórico e experimental de sistemas de GD para estudo e simulação da instalação de produtores independentes e autoprodutores conectados ao sistema de distribuição e subtransmissão, abordando também uma análise dos modelos de geradores (KUNDUR, 1994), cargas (ARRILAGA; ARNOLD; HARKER, 1990) e linha existentes (GROSS, 1986), dando um enfoque especial ao sincronismo entre as máquinas, ao carregamento, a participação do gerador e a evolução dos autovalores de um SEP específico.

Para tal, uma das etapas necessárias do trabalho foi a construção do sistema consistindo de um protótipo de um produtor independente conectado à rede de distribuição. Este é formado por um gerador de 100KVA conectado à rede interna do Departamento de Engenharia Elétrica (DELET), contendo cargas resistivas e indutivas que podem ser ligadas e desligadas.

Este, também é composto de um sistema para simulação, um sistema supervisor para controle de operação e realização de vários ensaios, onde tem-se uma visualização gráfica das variáveis do sistema, e dos algoritmos necessários para tal (GONÇALVES, 2003).

Assim, torna-se possível a simulação dinâmica de modelos de sistemas elétricos de potência em distintos cenários e a validação experimental do comportamento do grupo gerador em diversas condições de operação, incluindo a análise de desempenho estático, ensaios de tensão, de frequência e de curto circuito, as variações de despacho ativo e reativo de potência e a manutenção do sincronismo (GONÇALVES, 2004).

Então, dentre as principais contribuições deste trabalho, pode-se destacar:

- breve estudo da modelagem clássica de SEP, incluindo modelos de geradores síncronos e controladores, de linhas de transmissão e de cargas;
- estudo da GD, revendo a modelagem clássica;
- desenvolvimento de uma plataforma experimental para estudo da GD;
- avaliação da diferença de modelagem de SEP que deve ser levada em conta ao utilizar a GD, para tal, verificando os níveis de tensão, potência e manutenção do sincronismo entre as máquinas.

A presente dissertação está, então, organizada da forma descrita nos parágrafos a seguir.

No capítulo 2, são apresentados os modelos básicos de linhas de transmissão, de máquinas síncronas, de cargas e de reguladores de tensão e a modelagem do sistema como um todo.

No capítulo 3, é realizado um estudo sobre a geração distribuída. Inicialmente é apresentado uma análise da geração distribuída, abordando a sua regulamentação, os seus principais benefícios e desafios, incluindo os possíveis impactos ocasionados na estabilidade de SEP.

Já no capítulo 4, são exibidas as análises realizadas em um modelo de SEP específico, incluindo para distintas situações as curvas de carregamento, da diferença de ângulo entre as barras, bem como os limites de estabilidade estática e os pontos de máximo carregamento.

No capítulo 5, é feita a descrição dos principais componentes do protótipo de produtor independente, destacando-se o sistema de supervisão e controle e o simulador de dinâmica de sistemas de potência.

No capítulo 6, são apresentadas as conclusões sobre a presente dissertação e perspectivas de continuidade deste trabalho e por fim, nos Apêndices A e B, respectivamente, os parâmetros do modelo de SEP considerado para estudo de caso neste trabalho e um breve estudo sobre sistemas de supervisão e controle são apresentados.

2 MODELAGEM DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Para avaliar corretamente o comportamento dos SEP nas mais variadas situações, bem como para estudar a sua estabilidade, é necessário conhecer, se possível, o comportamento de cada componente do sistema. Esses componentes podem ser modelados tanto para condições estáticas (regime permanente) como para condições dinâmicas, ou seja, durante os transitórios do sistema, provocados por distúrbios, tais como curto-circuitos.

Uma série de considerações físicas são realizadas nestas modelagens para simplificar a representação e conseqüentemente o esforço computacional exigido. Por sua vez, as simplificações são limitadas pela exatidão requerida nas análises. Assim, têm-se um compromisso entre a exatidão e a simplicidade de cálculo exigidas, para que uma análise razoável possa ser efetuada num intervalo de tempo admissível para o problema em questão.

Neste capítulo são apresentados os modelos matemáticos no domínio do tempo destes componentes, obtidos através da abordagem clássica de sistemas de potência. Inicialmente, na seção 2.2, é exibido o modelo da linha de transmissão; após, as equações elétricas e mecânicas e os modelos de máquina síncrona, com diferentes constantes de tempo e reatâncias, são identificados; o modelo do Regulador Automático de Tensão e os modelos estático e dinâmico de cargas também são descritos nesta seção. Por fim, a representação do sistema, integrando-se os modelos dos diversos componentes, é apresentada na seção 2.3.

2.1 INTRODUÇÃO

Para modelar matematicamente um sistema de potência deve-se levar em conta a concepção do circuito. O fato destes sistemas serem multifásicos dificulta em muito a sua análise. Outros fatores de complexidade são a enorme diversidade e complexidade das cargas e o grande número de componentes: dezenas de geradores e centenas de linhas de transmissão,

transformadores e alimentadores, além de uma infinidade de outros dispositivos, típicos em SEP. Além desses fatores, pode-se ainda citar a divisão do sistema, pelos transformadores, em muitas e diferentes seções de tensão (GROSS, 1986).

Os SEP podem variar com relação ao tamanho e estrutura dos componentes. Entretanto, eles possuem as mesmas características básicas: são constituídos de máquina síncronas (principal meio de geração de energia elétrica em SEP) e seus controladores, de cargas (usuários que necessitam e consomem energia elétrica, incluindo motores de indução) e de linhas de transmissão e distribuição (responsáveis pelo transporte de energia desde os geradores até os centros consumidores). A modelagem adequada destes componentes é um item imprescindível nas simulações de SEP (KUNDUR, 1994).

Os principais elementos das linhas de transmissão, tais como as impedâncias e admitâncias, geralmente são bem conhecidos. Estes, variam relativamente pouco ao longo do tempo. É claro, algumas características dos parâmetros da linha, como por exemplo a resistência, podem mudar um pouco, influenciados pela variação de temperatura, por exemplo. Em geral, estas variações são desprezadas.

Os dados dos modelos de geradores podem ser obtidos de seus fabricantes ou podem ser determinados diretamente a partir de ensaios e dados de campo. Isso, muitas vezes, requer um considerável esforço computacional e técnico.

Já as cargas, um dos principais componentes dos SEP, continuam a incluir a maioria das incertezas em relação à modelagem, pois, estas podem incluir uma miríade de controles discretos e contínuos de proteções e de tipos diferentes (resistências, indutâncias, etc.).

Junto a isso, enquanto os dados para a maioria dos elementos de geração e transmissão podem ser adquiridos a partir de medidas, os dados para as cargas são difíceis de serem alcançados (MORISON; HAMADANI; WANG, 2003).

Logo, os modelos para análise dinâmica de SEP tipicamente possuem um problema de consistência: enquanto é cientificamente possível obter modelos detalhados para geradores, linhas, transformadores e dispositivos de controle a modelagem das cargas só pode ser tratada por meio de equações que agreguem as características dos vários tipos de cargas, fazendo com que o estudo da justificação dos modelos de cargas e a análise destes demandem mais atenção e esforço computacional.

Há outro aspecto importante: a maioria dos trabalhos de modelagem de cargas está concentrado em máquinas de indução numa faixa de segundos após um distúrbio. Modelos de cargas adequados para estudos de estabilidade de sistemas de potência válidos para vários minutos após um distúrbio também estão sendo desenvolvidos (KARLSSON; HILL, 1994).

Por outro lado, na análise da estabilidade por exemplo, é necessário uma representação da demanda efetiva de potência para as redes de alta tensão. Agregando os componentes pode-se incluir o efeito de numerosas cargas e dispositivos, como lâmpadas, aquecedores e motores, adicionando vários níveis para os transformadores e outros dispositivos de controle.

Entretanto, a agregação das características dos dispositivos pode não ser sempre possível. Em muitos casos, simplifica-se completamente a representação das cargas agregadas através de impedâncias (ARRILAGA; ARNOLD; HARKER, 1990).

2.2 COMPONENTES BÁSICOS

Os componentes básicos utilizados para geração de energia elétrica são o gerador síncrono com seus controladores e a turbina que transmite a energia mecânica ao eixo do gerador, apesar do aumento de fontes alternativas de energia tais como a solar e a eólica, da tecnologia à disposição estar evoluindo e das mudanças na legislação estarem ampliando a utilização em larga escala destas e outras fontes alternativas de energia.

A energia assim gerada é transmitida ao ponto de consumo pelas linhas de transmissão e distribuição. As indústrias, residências e outros consumidores constituem as cargas dos sistemas de potência.

Estes são, logo, os componentes de um sistema de potência que devem ser conhecidos e modelados matematicamente ao se realizar um estudo de estabilidade dinâmica (BAZANELLA, 1993). Estes componentes serão descritos e sua modelagem discutida de forma independente a seguir.

2.2.1 Linha de Transmissão

As linhas de transmissão são o principal meio empregado para transportar energia produzida a partir de fontes geradoras como eólica, hidráulica, térmica, etc., até os consumidores finais, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais, na forma de energia elétrica. A energia elétrica pode ser transportada e controlada com relativa facilidade e com um certo grau de confiabilidade. Uma vez que será efetuado o estudo do gerador síncrono ligado à linha de transmissão e às cargas, será necessário considerar o modelo destas linhas.

Até os dias de hoje, seus níveis de tensão aumentaram muito, da ordem de milhares de volts para algumas centenas de milhares de volts. Entretanto, ainda hoje, ao definir-se o sistema de transmissão deve-se projetá-lo para atender a demanda de energia elétrica atual e futura dentro de critérios de qualidade (frequência e tensões constantes, por exemplo) e um alto nível de confiabilidade a um custo e a um impacto ecológico e ambiental mínimos.

Os principais materiais empregados nas linhas de transmissão são: estruturas metálicas, que são principalmente as torres de transmissão utilizadas para sustentar os cabos, condutores (quase todas as linhas aéreas de transmissão, atualmente, usam cabos de alumínio com ou sem alma de aço, devido a fatores econômicos, boas propriedades de condução, etc.), cabo

para-raios, grampos para fixação, conectores, isoladores de vidro temperado ou porcelana, dispositivos anticorona, prolongadores, espaçadores, entre outros, cujas características podem ser agregadas, sendo representados por meio de impedâncias, na maioria dos casos.

O modelo adotado para as linhas de transmissão, usualmente denominado modelo Π , é apresentado na Fig. 1, sendo que cada um destes elementos será analisado a seguir. Um estudo um pouco mais aprofundando sobre a modelagem de SEP, incluindo a linha de transmissão, pode ser encontrado em (GONÇALVES, 2003), (KUNDUR, 1994), (ARRILAGA; ARNOLD; HARKER, 1990) e (GROSS, 1986).

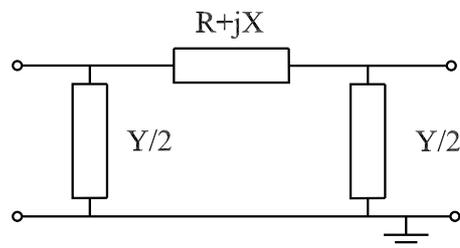


Figura 1: Modelo Π para linhas de transmissão.

Resistência Série da Linha

Uma linha de transmissão é composta de um certo número de condutores, condutores esses que possuem uma resistência específica. Visto que é interessante obter a variação da resistência com o comprimento da linha, pois as análises, neste trabalho, irão avaliar a influência da resistência no sistema de distribuição e transmissão, será especificada essa resistência agora. Portanto, um condutor feito de material uniforme, tem sua resistência¹ DC igual a:

$$R = \frac{\rho l}{A} \quad (1)$$

Reatância Série da Linha

Analogamente à resistência obtida anteriormente, é necessário obter a reatância da linha de transmissão. Um condutor finito de comprimento l sujeito a um campo elétrico E radial e

¹ $\rho \simeq 2,83 \times 10^{-8} m\Omega$ para o alumínio e $\rho \simeq 1,777 \times 10^{-8} m\Omega$ para o cobre duro até 20°C

a um campo magnético concêntrico H , conforme a Fig. 2, mostrada a seguir, possui um fluxo eletromagnético² ϕ , a uma distância d , igual a:

$$\phi = \frac{\mu i l}{2\pi} \ln\left(\frac{d}{r}\right) \quad (2)$$

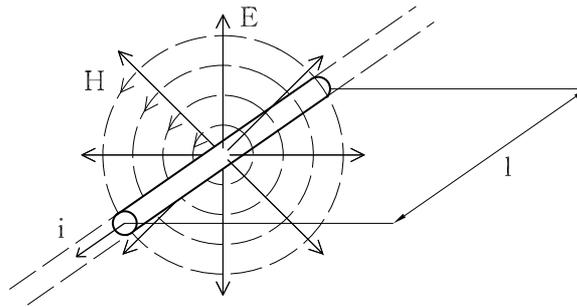


Figura 2: Condutor finito sujeito a um campo eletromagnético.

Definindo agora o fluxo eletromagnético e observando-se a lei de Faraday, adquire-se a indutância da linha e, conseqüentemente, obtém-se a reatância da linha (GROSS, 1986):

$$X = \omega L = \frac{\omega \mu l}{2\pi} \ln\left(\frac{1}{d}\right) \quad (3)$$

Impedância Série da Linha

Ao analisar uma linha trifásica equilibrada é comum valer-se do fato de que ela é simétrica, ou seja, calculam-se os valores somente para uma fase e extrapola-se o resultado para as outras fases. De modo semelhante, deseja-se calcular as mudanças que ocorrem na impedância, admitância, etc., somente em uma fase e extrapolar esses resultados para as outras fases. Assim, é preciso obter uma representação que permita fazer essa análise para uma linha trifásica.

Expressando a resistência e a admitância por unidades de comprimento e modificando as tensões trifásicas fasoriais para a forma matricial por meio de operadores fasoriais e matrizes de transformação, obtém-se a impedância da linha trifásica na sua forma matricial e a

² $\mu \simeq \mu_0 = 4 \times \pi \times 10^{-7} \text{H/m}$

expressão para a impedância da linha pu (Por Unidade) de comprimento³ (GROSS, 1986):

$$Z_0 = R + 3R_n + j \frac{\omega\mu}{2\pi} \ln \left[\frac{(\sqrt[3]{d_{cn}d_{an}d_{bn}})^6}{(\sqrt[3]{d_{ca}d_{ab}d_{bc}})^2 r (r_n)^3} \right] \quad (4a)$$

$$Z_1 = Z_2 = R + j \frac{\omega\mu}{2\pi} \ln \left(\frac{\sqrt[3]{d_{ca}d_{ab}d_{bc}}}{r} \right) \quad (4b)$$

O modelo de uma linha trifásica transposta onde efetuou-se essa análise é mostrado na Fig. 3, vista a seguir.

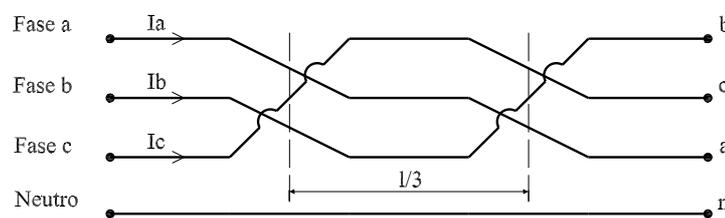


Figura 3: Linha trifásica transposta.

Na equação anterior, as impedâncias estão em Ω/m ; d_{ca} , d_{ab} e d_{bc} , são as distâncias entre os respectivos condutores de cada fase, em metros. Foi considerado, com o intuito de simplificar as equações, que as resistências e os raios dos condutores de cada fase são iguais. Deve-se observar também que os condutores da linha transposta, vistos na Fig. 3, estão em paralelo, todavia, não necessariamente no mesmo plano (GROSS, 1986).

Admitância Derivação da Linha

Procedimento análogo empregado para adquirir a impedância da linha pode ser utilizado para determinar a admitância pu de comprimento para a linha transposta considerada.

Obtendo-se então (GROSS, 1986):

$$Y_0 = j2\pi\omega\epsilon \quad (5a)$$

$$Y_1 = Y_2 = \frac{j2\pi\omega\epsilon}{\ln \left(\frac{\sqrt[3]{d_{ca}d_{ab}d_{bc}}}{r} \right)} \quad (5b)$$

³0, 1 e 2 representa, respectivamente, a seqüência de fases 0, direta e inversa.

Os termos da equação anterior são os mesmos descritos na determinação da impedância da linha, com a admitância⁴ sendo obtida em S/m.

Comprimento da Linha

Os resultados para Z_0 , Z_1 e Z_2 e Y_0 , Y_1 e Y_2 são impedâncias e admitâncias em unidades de comprimento. Elas possuem parâmetros distribuídos, isto é, os efeitos são distribuídos uniformemente ao longo do comprimento da linha. Para concluir a meta de encontrar um modelo de linha, deve-se incluir o comprimento da linha, assim (GROSS, 1986):

$$Z = Z_c \sinh(\gamma l) \quad (6a)$$

$$Y = \frac{2}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (6b)$$

com Z_c e γ sendo iguais a:

$$Z_c = \sqrt[2]{\frac{Z_1}{Y_1}} \quad (7a)$$

$$\gamma = \sqrt[2]{Z_1 Y_1} \quad (7b)$$

onde Z_1 e Y_1 são obtidos respectivamente a partir de (4b) e (5b).

Deve-se agora calcular os valores de impedância e admitância da linha em pu, como a seguir (GROSS, 1986):

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} \quad (8a)$$

$$Y_{pu} = Y Z_{base} \quad (8b)$$

onde:

$$Z_{base} = \frac{(V_{Lbase})^2}{S_{base}} \quad (9)$$

⁴ $\epsilon \simeq 8,8 \times 10^{-12} S/m$

2.2.2 Linha de Distribuição

As linhas de distribuição, em comparação com as linhas de transmissão, geralmente possuem tensões menores e apresentam uma distância menor entre as subestações e as cargas. Como consequência, a admitância derivação da linha geralmente é desprezada.

Ainda, os tradicionais sistemas de distribuição diferem dos sistemas de transmissão nos seguintes aspectos (ZHU; TOMSOVIC, 2002):

- possuem tipicamente uma topologia radial ou são fracamente acoplados;
- as linhas de distribuição usualmente possuem uma relação R/X grande;
- pode haver um significativo desbalanço trifásico incluindo cargas desbalanceadas e linhas monofásicas ou bifásicas, não considerado nesta dissertação.

Um estudo de sistemas de potência, levando em contas os aspectos de modelagem de linhas de distribuição é apresentado no Cap. 4.

2.2.3 Máquina Síncrona

As máquinas síncronas, em particular, são máquinas de velocidade constante e proporcional a frequência da rede, sendo um dos tipos mais comuns de máquinas elétricas e a principal fonte de energia elétrica para os sistemas de potência (BAZANELLA, 1993).

Junto a isso, a maior parte dos problemas de dinâmica de sistemas de potência está relacionada à performance do gerador síncrono, fazendo com que sua modelagem seja uma das mais importantes (KUNDUR, 1994), (FITZGERALD, 1990) e (NASAR, 1984).

Na sua modelagem, inicialmente, obtém-se as equações de tensão e fluxo do rotor e do estator tendo em mente as referências formadas pelos eixos magnéticos das fases do estator e do rotor.

Usualmente denomina-se o conjunto de eixos a, b e c do estator e do rotor de sistemas de coordenadas abc e ao modelo obtido nesse sistema de uma da máquina síncrona no sistema de coordenadas abc ou simplesmente modelo abc.

Após, é realizada a mudança de variáveis nas equações do estator e do rotor, descrita em (KUNDUR, 1994) e (GONÇALVES, 2003), obtendo-se assim as equações do modelo dq0 do gerador síncrono. Destas equações, adquire-se distintos modelos, que se diferenciam a partir da consideração ou não de determinadas constantes de tempo, reatâncias e tensões específicas para cada período de tempo após um distúrbio.

Ressalta-se ainda, que grupos de máquinas ou partes do sistema podem ser representados através de um único modelo equivalente de máquina síncrona. Considerando-se que geradores ligados a uma mesma usina são semelhantes, operam sob as mesmas condições e estão fortemente acoplados eletricamente, é natural que seus comportamentos sejam similares. Isto permite modelar todos os geradores de uma usina, refletindo um grande sistema, como um único gerador síncrono equivalente.

Considerações Para o Desenvolvimento das Equações da Máquina Síncrona

No desenvolvimento das equações da máquina síncrona é usual considerarem-se hipóteses simplificadoras. A partir destas considerações desenvolve-se as equações de tensão e fluxo do estator e do rotor e faz-se o levantamento das equações mecânicas e elétricas (KUNDUR, 1994):

- os enrolamentos do estator estão distribuídos longitudinalmente no entreferro;
- as ranhuras do rotor não produzem variação nas indutâncias do estator;
- histereses magnéticas não serão consideradas;
- efeitos de saturação magnética não são apreciadas também.

Considerações para Obtenção das Equações da Máquina Síncrona

Do ponto de vista mecânico, o gerador síncrono pode ser considerado como um corpo em rotação sujeito a torques externos. As equações mecânicas e elétricas da máquina síncrona que descrevem o comportamento do gerador, que serão desenvolvidas a seguir, são bem conhecidas e, com o intuito de simplificá-las, algumas considerações básicas são, em geral, feitas (BAZANELLA, 1993) e (ARRILAGA; ARNOLD; HARKER, 1990):

- o eixo do rotor se comporta como um corpo rígido;
- a velocidade do rotor da máquina síncrona não varia substancialmente com relação à velocidade síncrona e pode ser considerada constante, pois varia suficientemente pouco;
- as perdas de potência para o ambiente devido ao atrito não são consideradas;
- a variação da potência mecânica é pequena, isto é, pode-se considerá-la constante;
- os efeitos não lineares, que possam surgir nas indutâncias aqui definidas, devido a saturação e as perdas por histerese nos enrolamentos, são apreciadas nulos;
- as indutâncias, distribuídas no espaço, são concentradas em um único ponto.

Equações Mecânicas da Máquina Síncrona

A primeira destas equações mecânicas é obtida a partir da derivada da seguinte expressão para o ângulo de carga:

$$\delta = \delta_0 + \int_0^t (\omega_r - \omega_m) dt \quad (10)$$

Derivando a expressão anterior obtém-se a equação para o desvio de velocidade síncrona:

$$\dot{\delta} = \omega_r - \omega_m \quad (11)$$

A partir da equação que relaciona os torques que estão agindo no gerador obtém-se a segunda expressão de interesse:

$$\ddot{\delta} = \frac{\omega_s}{2H} (Pm_{pu} - Pe_{pu} - D\dot{\delta}) \quad (12)$$

Equações Elétricas da Máquina Síncrona

Tradicionalmente, na determinação das equações elétricas da máquina síncrona, para fins de análises distintas, considera-se uma seqüência de três períodos de tempo distintos: subtransitório, transitório e regime permanente.

A partir desta abordagem, diferentes modelos para o gerador síncrono podem ser alcançados dependendo de quais efeitos são considerados em regime permanente, transitório ou subtransitório e quais são desconsiderados.

No período de tempo conhecido como período subtransitório, as reatâncias, constantes, etc., presentes nas equações referentes a este período, devem-se principalmente a consideração dos enrolamentos amortecedores. Agora, no período transitório, a presença dos enrolamentos de campo é determinante. Por fim, no período regime permanente o efeito das reatâncias síncronas e dos enrolamentos da armadura predominam.

As reatâncias podem ser determinadas a partir dos dados de testes realizados na máquina síncrona ou dos dados de projeto e a lista de símbolos, sumariza o significado das grandezas que constam nas equações que serão definidas.

Equações de Regime Permanente

As equações de regime permanente são obtidas a partir da análise do diagrama fasorial dos fluxos eletromagnéticos e das tensões para uma máquina síncrona de rotor cilíndrico (ARRILAGA; ARNOLD; HARKER, 1990). Todos os efeitos de saturação são desconsiderados neste caso.

O fluxo no rotor ψ_{fd} é proporcional à corrente de campo \bar{I}_{fd} e atua no eixo direto da máquina síncrona e a diferença entre \bar{E}_{fd} e \bar{E}_l está em fase com $\bar{I}_0 X_l$. Portanto, a diferença de tensão entre \bar{E}_{fd} e \bar{E}_l pode ser tratada como uma queda de tensão na reatância da armadura.

Têm-se então:

$$-\bar{E}_{fd} + R_a \bar{I}_0 - jX_a \bar{I}_0 - jX_l \bar{I}_0 + \bar{V}_0 = 0 \quad (13)$$

Na literatura pesquisada, a soma de X_l e X_a é conhecida como reatância síncrona. Para o caso da máquina de pólos salientes, a simetria que existe entre o rotor e os eixos d e q , torna mais conveniente expressar as quantias fasoriais da equação (13) como sendo componentes destes eixos, conforme visto nas expressões (14a), (14b) e (14c) a seguir:

$$\bar{I} = I_q - jI_d \quad (14a)$$

$$\bar{V} = V_q - jV_d \quad (14b)$$

$$X_a = X_{ad} + X_{aq} \quad (14c)$$

obtendo-se deste modo a equação a seguir:

$$-\bar{E}_{fd} + R_a(I_q - jI_d) - jX_a(I_q - jI_d) - jX_l(I_q - jI_d) + (V_q - jV_d) = 0 \quad (15)$$

sendo possível definir, então, as reatâncias X_d e X_q :

$$X_d = X_l + X_{ad} \quad (16a)$$

$$X_q = X_l + X_{aq} \quad (16b)$$

Considerando os termos imaginários e reais da equação (15), obtém-se as seguintes equações, onde \bar{E}_i é a tensão de campo equivalente:

$$\bar{E}_i - V_q = R_a I_q - X_d I_d \quad (17a)$$

$$-V_d = R_a I_d + X_q I_q \quad (17b)$$

Assim, pode-se entender o caso da máquina síncrona com rotor cilíndrico como um caso especial do caso da máquina síncrona de pólos salientes, com $X_q = X_d$.

Equações de Regime Transitório

Quando a máquina síncrona está sujeita a rápidas mudanças nas suas condições externas, o modelo anterior não é aceitável. A dinâmica do fluxo concatenado resultante destas mudanças não é contemplada nas equações anteriores.

Portanto, deve-se considerar as dinâmicas associadas as tensões E'_d e E'_q que representam o fluxo nos enrolamentos do rotor e obter as equações que relacionam as tensões e as reatâncias transitórias.

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} [E_{fd} + (X_d - X'_d)I_d - E'_q] \quad (18a)$$

$$\dot{E}'_d = \frac{1}{T'_{q0}} [-(X_q - X'_q)I_q - E'_d] \quad (18b)$$

Neste caso, a tensão \bar{E}_i corresponde ao somatório das tensões \bar{E}_q e \bar{E}_d . Quando o regime permanente foi analisado, na subsecção anterior, a tensão \bar{E}_d era nula e $\bar{E}_q = \bar{E}_i$. As tensões E'_d e E'_q relacionam-se com as tensões terminais na forma:

$$E'_q - V_q = R_a I_q - X'_d I_d \quad (19a)$$

$$E'_d - V_d = R_a I_d + X'_q I_q \quad (19b)$$

Equações de Regime Subtransitório

As equações de regime subtransitório são desenvolvidas assumindo que as constantes de tempo transitórias são diferentes das constantes de tempo subtransitórias. Verifica-se também que as equações (19a) e (19b) são verdadeiras somente em regime transitório.

Sendo assim, obtém-se as seguintes equações diferenciais para o regime subtransitário (ARILAGA; ARNOLD; HARKER, 1990):

$$\dot{E}_q'' = \frac{1}{T_{d0}''} [E_q' + (X_d' - X_d'')I_d - E_q''] \quad (20a)$$

$$\dot{E}_d'' = \frac{1}{T_{q0}''} [E_d' + (X_q' - X_q'')I_q - E_d''] \quad (20b)$$

As seguintes equações algébricas, que relacionam as tensões E_d'' e E_q'' com as tensões terminais na forma vista a seguir, também são consideradas:

$$E_q'' - V_q = R_a I_q - X_d'' I_d \quad (21a)$$

$$E_d'' - V_d = R_a I_d + X_q'' I_q \quad (21b)$$

2.2.4 Modelos Clássicos de Máquina Síncrona

As características essenciais de operação da máquina síncrona podem ser identificadas por meio de modelos rigorosos e completos. Entretanto, usando modelos mais simplificados e menos acurados pode-se ter resultados, do ponto de vista qualitativo, iguais àqueles mais complexos, para condições de operação específicas (BAZANELLA, 1997).

A partir das equações desenvolvidas anteriormente, dependendo de quais efeitos são desprezados e quais são levados em consideração, podem ser colocados seis modelos para o gerador síncrono. As simplificações empregadas na obtenção de cada modelo são vistas na Tab. 1(BAZANELLA, 1993).

Tabela 1: Aproximações usadas na obtenção dos modelos de gerador síncrono

Modelo 0	$T_{q0}'' = T_{d0}'' = T_{q0}' = T_{d0}' = 0; X_q = X_q' = X_q''; X_d = X_d' = X_d''; X_d = X_q$
Modelo 1	$T_{q0}'' = T_{d0}'' = T_{q0}' = T_{d0}' = 0; X_q = X_q' = X_q''; X_d = X_d' = X_d''$
Modelo 2	$T_{q0}'' = T_{d0}'' = T_{q0}' = 0; X_q = X_q' = X_q''; X_d' = X_d''$
Modelo 3	$T_{q0}'' = T_{d0}'' = 0; X_q' = X_q''; X_d' = X_d''$
Modelo 4	$T_{q0}' = 0; X_q = X_q'$
Modelo 5	modelo completo

O modelo comumente conhecido como E'_q , Modelo 2 da Tab 1, por exemplo, desenvolvido na seção anterior, composto pelas equações mecânicas (11) e (12) e pelas equações elétricas (18a), (19a) e (19b), representa a dinâmica mecânica da máquina e também o efeito do decaimento do fluxo. Sendo um dos modelos mais utilizados: em (BAZANELLA, 1997) o modelo foi empregado para avaliar a estabilidade de SEP.

Já em (BAZANELLA, 2002) o modelo foi útil para estudar o problema das oscilações eletromecânicas em SEP; pois através deste, é possível obter uma descrição adequada da dinâmica eletromecânica da máquina síncrona.

Já os modelos mais detalhados levam em consideração os transitórios elétricos no estator, a dinâmica dos enrolamentos dos amortecedores e outros efeitos físicos, descrevendo de maneira mais adequada os mesmos fenômenos.

Por exemplo, fez-se uso do modelo completo composto pelas equações mecânicas (11) e (12) e pelas equações elétricas (19a), (19b), (20a), (20b), (21a) e (21b) em (SPIER, 2002), para avaliar o impacto da conexão dos geradores distribuídos sobre o comportamento estático e dinâmico de um sistema de distribuição.

Os autores em (EDWARDS, 2002) usaram esse modelo para estudar a estabilidade transitória de uma rede de distribuição. Já em (DONNELLY, 1996), esse foi útil para avaliar o impacto das companhias de geração distribuída na estabilidade dos SEP.

2.2.5 Regulador Automático de Tensão

Grande parte dos geradores em um sistema de potência estão equipados com Reguladores Automáticos de Tensão (RATs) que objetivam a manutenção de níveis de tensão em certos pontos do sistema. Os RATs são dispositivos que implementam uma lei de controle proporcional como a seguir (BAZANELLA, 1993):

$$E_{fd} = K_a(V_{0ref} - V_0) \quad (22)$$

onde, V_{0ref} é a tensão de referência, V_0 é a tensão terminal de saída do gerador e K_a é o ganho do regulador.

Na prática, um RAT é usualmente um dispositivo bem mais complexo do que a simples realimentação unitária com ganho proporcional de erro apresentada na equação (22). No entanto, o efeito qualitativo, em termos estacionários, do regulador pode ser representado por essa equação.

Um modelo mais completo pode ser retratado através de um sistema de primeira ordem, como visto na Fig 4, que leva em conta a dinâmica associada a esse regulador, como visto na equação(23), onde T_a é uma constante de tempo:

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a} [-E_{fd} + K_a(V_{0ref} - V_0)] \quad (23)$$

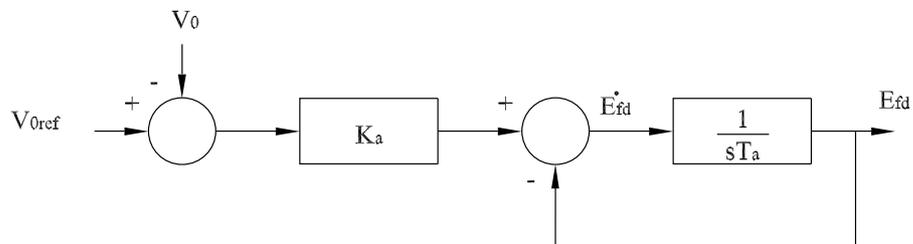


Figura 4: Modelo de Regulador Automático de Tensão.

2.2.6 Cargas

Carga é o nome dado ao consumidor final da energia elétrica produzida e distribuída pelos sistemas de potência (BAZANELLA, 1993). Diversos estudos, tais como os realizados em (BORGHETTI, 1997), (LERM; CAÑIZARES; SILVA, 2003) e (PAL, 1993) têm mostrado que os resultados das simulações, voltadas para o estudo de estabilidade ou não, podem ser afetados pelas variações nos modelos de cargas, sendo importante levar em conta também as características não lineares destas cargas.

Junto a isso, o contínuo aumento da demanda de energia elétrica e as limitações no reforço dos sistemas de geração e transmissão tem progressivamente conduzido a uma grande carregamento dos SEP. Como consequência, os colapsos, as sobretensões e acidentes no sistema, podem aumentar (BORGHETTI, 1997), sendo necessário também reavaliar quais dos modelos de cargas existentes se adapta melhor a esta nova concepção.

Os modelos de cargas que têm sido utilizados nos estudos de estabilidade de tensão podem ser classificados em modelos estáticos e dinâmicos e quando estuda-se a estabilidade de tensão, a escolha do modelo apropriado de carga, dinâmico ou não, possui um papel significativo nos resultados obtidos (ARNBORG, 1998).

Os modelos podem retratar não somente motores de indução (os modelos compostos de motores de indução têm sido largamente estudados e aplicados no estudo da estabilidade: (BORGHETTI, 1997), (MORISON; HAMADANI; WANG, 2003), (PAL, 1993) e (UNDRILL; RENNO; DROBNJAK, 2003), mas também outras cargas dinâmicas e estáticas.

Junto a isso, para representar a inerente não-linearidade das cargas, vários Modelos Dinâmicos Não Lineares (MDNL) têm sido desenvolvidos, como por exemplo os modelos de redes neurais artificiais (JU; HANDSCHIN; KARLSSON, 1996).

Na maioria dos estudos realizados em SEP, as cargas são modeladas como impedâncias constantes calculadas das condições de pré-falta. Isso torna possível escrever uma expressão algébrica para a potência elétrica em função dos ângulos dos geradores e, conseqüentemente, o sistema pode ser representado somente por um conjunto de equações diferenciais (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Entretanto, as cargas não se comportam como impedâncias constantes. As características das cargas são muito complexas, visto que em uma barra podem existir vários tipos de equipamentos residenciais e industriais conectados: fornos, lâmpadas, motores, etc.

Junto a isso, o consumo irregular nas cargas faz com que o exame do comportamento desta, perante as mudanças de tensão e frequência, seja muito difícil. Assim, vê-se que a modelagem da carga não é uma tarefa simples.

No entanto, utilizam-se algumas representações simplificadas nas quais as cargas são modeladas através de polinômios, tendo como variável a tensão na barra da carga em questão, como visto em (MARTINS, 2003) e (JU; HANDSCHIN; KARLSSON, 1996), por exemplo.

Quando estes modelos são empregados, não é mais possível trabalhar com a representação descrita anteriormente e sim com um conjunto de equações diferenciais que descrevem a dinâmica dos geradores e com um conjunto de equações algébricas de balanço de potência da rede elétrica (equações do fluxo de carga) (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Modelo Estático (ZIP)

O modelo estático de cargas, mais conhecido como modelo ZIP, é o mais simples e o mais aplicado na aproximação das cargas pelas empresas e pesquisadores que trabalham em sistemas de potência. Sendo usado na análise estática e dinâmica e frequentemente conduzindo a resultados questionáveis na análise da estabilidade de tensão (MORISON; HAMADANI; WANG, 2003).

De um modo geral, pode-se expressar a dependência da carga com a tensão por um polinômio, como visto a seguir (BRETAS; ALBERTO, 2000) e (BORGHETTI, 1997):

$$P_k = \sum_j a_j V_k^j \quad (24a)$$

$$Q_k = \sum_j b_j V_k^j \quad (24b)$$

onde P_k e Q_k são, respectivamente, a potência ativa e reativa injetada pela carga na barra k , a_j e b_j são constantes que dependem das características da carga, e V_k é o módulo da tensão na barra k .

O termo correspondente ao índice $j = 0$ é uma parcela da carga que se expressa como uma potência constante, não dependente da tensão, pois, para esta situação:

$$P_k = a_0 \quad (25a)$$

$$Q_k = b_0 \quad (25b)$$

O termo correspondente ao índice $j = 1$ é uma parcela da carga que se comporta como uma corrente constante com a potência da carga sendo proporcional ao valor da tensão, pois, neste caso:

$$P_k = a_1 V_k \quad (26a)$$

$$Q_k = b_1 V_k \quad (26b)$$

Já o termo referente ao índice $j = 2$ é uma parcela da carga que se exhibe como uma impedância constante com a potência da carga sendo proporcional ao quadrado da tensão; isto é :

$$P_k = a_2 V_k^2 \quad (27a)$$

$$Q_k = b_2 V_k^2 \quad (27b)$$

Em geral, as cargas comportam-se como sendo uma combinação dos três modelos. Do ponto de vista da segurança, é conveniente estudar estabilidade utilizando-se o modelo de impedância constante, porque, nele, a potência elétrica consumida no sistema decai quadraticamente com as quedas de tensão provocadas por curtos-circuitos. Logo, os desbalanços de potência nas máquinas em condições de faltas serão em geral maiores e, portanto, será maior a dificuldade do sistema em encontrar uma nova situação de operação estável (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Modelo Dinâmico de Primeira Ordem

A maioria dos modelos dinâmicos de cargas são voltados para os motores de indução, devido ao fato de que a maioria das cargas em sistemas de potência são motores de indução (PAL, 1993). Estudos de composição de cargas revelam que os motores constituem mais do que a metade das cargas, estimando o consumo de energia por esses motores em 78% no setor industrial, 37% na área residencial e 43% na comercial (MARTINS, 2003).

Recentemente, um número de modelos dinâmicos, chamados de Modelos Genéricos Dinâmicos Não-lineares, tem sido proposto nos estudos de estabilidade de tensão. Estes modelos são bem concebidos e identificados para reproduzir corretamente a resposta das potências ativas e reativas das cargas agregadas pelas variações de tensão (BORGHETTI, 1997) e (SILVA; FERREIRA; TORRES, 1996).

Exemplos da utilização desses modelos em estudos de SEP podem ser encontrados em (BORGHETTI, 1997), (KARLSSON; HILL, 1994), (PAL, 1993) e (HISKENS; MILANOVIĆ, 1995).

O modelo dinâmico de primeira ordem, apresentado a seguir, foi utilizado em (LERM; CAÑIZARES; SILVA, 2003), para avaliar a estabilidade, via análise das bifurcações multiparamétricas, de um SEP:

$$T_p \dot{P}_k = P_{knom} V_k^\xi - P_k V_k^\alpha \quad (28a)$$

$$T_q \dot{Q}_k = Q_{knom} V_k^\sigma - Q_k V_k^\beta \quad (28b)$$

onde T_p , T_q , ξ , σ , α e β são constantes arbitradas, P_k e Q_k são, respectivamente, a potência ativa e reativa consumida pela carga na barra k ; P_{knom} e Q_{knom} são, nesta ordem, a potência ativa e reativa nominal na barra k . Os parâmetros do modelo dinâmico podem ser determinados através de um ajuste de mínimos quadrados das medidas de potência ativa e reativa calculadas para as mesmas variações de tensão (BORGHETTI, 1997).

2.3 MODELAGEM COMPLETA DO SISTEMA

As variáveis dos modelos de cada gerador estão representadas em diferentes eixos de referência, pois cada gerador opera com um ângulo de carga diferente e estas variáveis estão retratadas como projeções sobre um eixo imaginário girante com este ângulo.

Para obter-se a representação do sistema por completo é preciso escolher uma referência comum e considerar nesta representação as transformações das variáveis de cada gerador para esta referência.

O diagrama fasorial da Fig. 5 ilustra a transformação das variáveis de um gerador da referência de seu eixo em quadratura para a referência comum da rede.

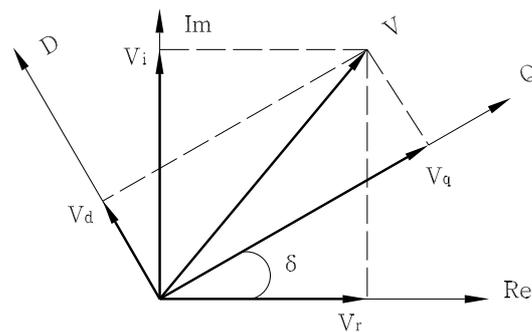


Figura 5: Relação entre as diferentes referências do sistema.

A equação de transformação correspondente é:

$$\begin{bmatrix} R \\ I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\sin(\delta) \\ \sin(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q \\ D \end{bmatrix} \quad (29)$$

onde Q e D são as componentes em eixo direto e quadratura em questão e R e I são as componentes nos eixos real e imaginário respectivamente.

A fim de simplificar a notação e a exposição subseqüentes, a tensão da barra infinita é tomada como base de tensão e como referência de ângulo, convencioando que a parte imaginária da tensão do barramento é nula.

Escrevendo agora as equações de (29) em termos da tensão V_k e da corrente I_k e invertendo a ordem dos termos da relação expressa anteriormente, obtém-se as expressões de interesse:

$$\begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & \sin(\delta) \\ -\sin(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{kR} \\ V_{kI} \end{bmatrix} \quad (30a)$$

$$\begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & \sin(\delta) \\ -\sin(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{kR} \\ I_{kI} \end{bmatrix} \quad (30b)$$

onde os subíndices R e I se referem a parte real e imaginária das tensões ou correntes.

Certas equações auxiliares, vistas a seguir, que nada mais são do que as equações do módulo de tensão e corrente do gerador e as equações do módulo de tensão e corrente nas n barras, presentes na expressão 30, representadas em um eixo imaginário e um eixo real (subíndice R e I , respectivamente), com k variando de 0 a n , também são necessárias para representar o modelo de SEP na forma de uma sistema algébrico diferencial:

$$V_{kR} = V_k \cos(\theta_{V_k}) \quad (31a)$$

$$V_{kI} = V_k \sin(\theta_{V_k}) \quad (31b)$$

$$I_{kR} = I_k \cos(\theta_{I_k}) \quad (31c)$$

$$I_{kI} = I_k \sin(\theta_{I_k}) \quad (31d)$$

A representação do sistema como um todo é obtido a partir das equações oriundas da modelagem isolada dos componentes do sistema, acrescido das equações auxiliares, vistas anteriormente. Isto é realizado conectando as equações correspondentes a cada um dos componentes, ou seja, identificando as variáveis comuns a mais de um componente e representando esta interrelação em um único sistema de equações.

O modelo assim obtido pode, em geral, ser colocado na forma de um sistema algébrico-diferencial, como o abaixo:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}) \quad (32a)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = \mathbf{0} \quad (32b)$$

onde:

- \mathbf{x} é um vetor de variáveis de estado;
- \mathbf{z} é um vetor de variáveis algébricas;
- \mathbf{u} é um vetor de entradas;
- f e g são funções vetoriais não lineares.

As funções f e g podem conter as equações algébricas e diferenciais obtidas a partir da consideração de um modelo de gerador, de RAT, de carga e, também, equações algébricas obtidas das relações de potência ativa e reativa e de tensões e correntes do gerador ligado às cargas e ao barramento infinito.

A solução temporal do sistema singular fornece o comportamento do sistema de potência ao longo do tempo. Um método de solução numérica para (32) será descrito no Cap. 5. A implementação deste método em um computador permite a simulação do comportamento do sistema de potência, de modo que esta formulação é conveniente para análise do SEP.

2.4 CONCLUSÕES

A fim de entender o comportamento dinâmico de SEP e, a partir deste entendimento, determinar o melhor modelo de carga e de gerador que atenda à nova concepção de sistema distribuído, com cargas mais próximas às unidades geradoras, e estas últimas sendo de menor potência, é necessário estar familiarizado com seus componentes básicos, especialmente aqueles que possuem efeitos mais significativos no comportamento dinâmico dos sistemas de potência. Procurou-se ao longo deste capítulo tal entendimento, passando pela análise física e pela modelagem matemática destes componentes.

A modelagem correta dos componentes de SEP, incluindo a linha de transmissão, os geradores, as cargas, os reguladores de tensão, e as interações entre esses componentes, representada pelo modelo de sistema de potência é então de suma importância na avaliação das mais variadas condições de operação da usina de um produtor independente de energia elétrica.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Recentemente, devido ao crescimento do uso de fontes alternativas de energia, à evolução tecnológica, às pressões ambientais e à reestruturação do setor elétrico, tem surgido um grande interesse na integração de unidades de geração distribuída nos sistemas de distribuição e transmissão. Um estudo feito pelo Instituto de Pesquisa de Potência Elétrica (EPRI) indica que até 2010 25% da nova geração de energia no EUA será distribuída (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001), confirmando esta tendência. É esperado que as unidades de GD tornem-se muito importantes futuramente como novos sistemas de geração de energia. Isto exige uma melhor compreensão do sistema e novas ferramentas de análise, com novos métodos de cálculo ou com os métodos atuais revistos, sendo adaptadas a esta nova concepção.

Neste capítulo, é feito um estudo da GD, analisando-se a sua definição e sua regulamentação, as suas vantagens e desafios, respectivamente, nas seções 3.2, 3.3 e 3.4. Na seção 3.5, são descritos os impactos nos níveis de curto-circuito e nos ajustes de proteção. A regulação de tensão é analisada na seção 3.6. A influência da GD na qualidade de energia e nos índices de confiabilidade são vistos, respectivamente, na seção 3.7 e 3.8. Já os possíveis impactos em uma situação de ilhamento são vistos na seção 3.9. Na seção 3.10, são apresentadas as influências da GD na própria análise de redes de distribuição. Por fim, na seção 3.11, são abordados os possíveis impactos na estabilidade de sistemas de potência devido a GD.

3.1 INTRODUÇÃO

No anterior modelo brasileiro de geração de energia elétrica, as usinas de grande porte e todas as tecnologias relacionadas com a transmissão e distribuição foram projetadas e construídas com a intenção de alimentar grandes centros de carga a longas distâncias, sem a presença de fontes de energia nestes grandes centros.

Esta estrutura era projetada para prover economia, segurança, confiabilidade e qualidade de suprimento com uma estrutura de planejamento e despacho sendo controlados centralizadamente. Este modelo, onde os sistemas de distribuição eram projetados, otimizados e operados para uma topologia radial sem a presença de fontes de energia, tal que o fluxo de potência fluía somente em uma direção, é conhecido como Geração Centralizada (SPIER, 2002).

Entretanto, a GD, onde existe a integração de pontos de geração de energia elétrica ao sistema de distribuição, contemplando não só a utilização de pequenos geradores, mas também de dispositivos de armazenamento de energia e estratégias de gerenciamento de demanda dentro do sistema de transmissão e distribuição, se apresenta como uma nova topologia de SEP.

As fontes alternativas de geração são bem conhecidas: geradores eólicos, geradores a combustível, células fotovoltaicas, micro turbinas, etc., ver Fig. 6, e seu uso, devido a avanços da microeletrônica e de mudanças das legislações, tem sido ampliado.

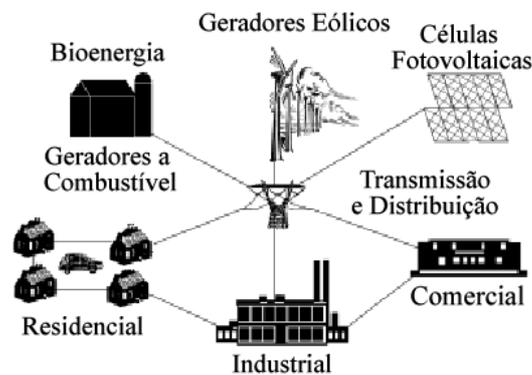


Figura 6: Fontes de geração de energia distribuídas.

Junto a isso, algumas causas de natureza técnica (saturação existente nos sistemas de transmissão e redução das margens de segurança, por exemplo), restrições geográficas, problemas de estabilidade de tensão, aumento contínuo da carga, privatização do setor elétrico, desregulamentação e mercado competitivo, conforme descrito em (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001), (DONNELLY, 1996) e (SPIER, 2002), são incentivos para pesquisas e investimentos em GD.

Os sistemas de GD são caracterizados pela flexibilidade em relação ao uso do combustível: carvão, biomassa, rejeitos sólidos de agroindústrias e da indústria madeireira; e também pela diversidade tecnológica empregada: micro turbinas, motores e células combustíveis, por exemplo (CIGRÉ, 1998).

No entanto, estão ainda em análise os possíveis impactos causados por estas fontes de energia, tais como a regulação de tensão e frequência, níveis de curto circuito, ilhamento, qualidade de energia, despacho de geração, entre outros problemas econômicos que surgem devido ao aumento do índice de penetração da GD (CONCEIÇÃO, 2003). Deve-se ainda avaliar até que ponto as características do sistema de distribuição serão afetadas e, principalmente, como será afetada a estabilidade.

A análise de circuitos com fontes centralizadas, utilizada em SEP, até então já conhecida, passa a ser re-discutida também, pois agora um sistema novo com múltiplas fontes de características distintas deve ser estudado, sendo necessário reavaliar não somente novos aspectos, mas também analisar antigas questões.

Junto a isso, a literatura ainda não possui um consenso sobre a definição geral e formal da faixa de potência em que se enquadra a GD, podendo variar entre alguns poucos kilowatts até valores próximos de 300MW¹, nem quanto a sua própria terminologia, encontrando-se outros termos: Geração Embutida, Geração Descentralizada e Geração Dispersa, por exemplo.

No contexto deste trabalho considera-se GD como definida em (SPIER, 2003): "aquela com capacidade igual ou inferior a 10MW e que está conectada diretamente na subestação, alimentador ou em nível do consumidor e não está submetida ao despacho ótimo centralizado".

¹O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) define a faixa de potência para as unidades de GD até 30MW.

3.2 REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O incentivo inicial à GD surgiu nos Estados Unidos da América (EUA) com as mudanças na legislação promovidas pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978, devido a uma crise econômica mundial, com o intuito de reduzir a dependência do petróleo, promover fontes alternativas de energia mais eficientes e diversificar a indústria de geração de energia elétrica. Estas mudanças foram ampliadas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a desregulamentação da geração de energia. Outros países também começaram a alterar sua legislação referente ao setor elétrico a partir de então.

Dependendo da legislação local a GD é vista de forma distinta. No Brasil, este tipo de geração é normalmente implementada por pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia gerada, por sua conta e risco (produtor independente); e por pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para gerar energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (autoprodutor).

Esta definição foi apresentada no decreto nº 2003 de 10 de setembro de 1996, que trata da concessão da GD. Este decreto demarcou também as faixas de aproveitamento de potência em que se enquadraria os produtores independentes e autoprodutores e como se daria o processo de licitação, por exemplo. A base legal para a reestruturação do setor elétrico e para a definição da GD foram as seguintes leis :

- Lei nº 9.074 de 07/07/1995, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos;
- Lei nº 9.427 de 26/12/1996, que instituiu a ANEEL;
- Lei nº 9.648 de 28/05/1998 (com alterações dadas na Lei nº 9.984 de 17/07/00), que

alterou leis anteriores e autorizou a reestruturação da ELETROBRÁS, complementada pelo decreto *n*^o 2.003 de 10/09/1996, que regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor;

- Decreto *n*^o 2.655 de 02/07/1998 (com alterações dadas no Decreto *n*^o 3.653 de 07/11/2000), que regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), definindo a organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- Decreto *n*^o 2.335 de 06/10/1997, referente à ANEEL, aprovando a estrutura regimental e o quadro demonstrativo dos cargos em comissão e funções de confiança e outras providências;
- Em particular, o § 6^o do Art.15 da Lei 9.074 e o Art.13 do Decreto 2.003, assegurando ao Produtor Independente e ao Autoprodutor o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Diversos países da Europa também desenvolvem programas para incentivar a GD, como por exemplo a Itália e a Espanha, países com pouca disponibilidade de combustíveis fósseis, e também elaboram planos de estudo sobre os reajustes necessários no SEP, a qualidade de energia, a regulação de tensão, etc.

Na Dinamarca, onde a GD responde hoje por uma grande parte da energia elétrica produzida, qualquer adição de novas unidades de geração só poderá ser feita por meio de sistemas de Cogeração ou por emprego de fontes de energia alternativa, como energia eólica ou solar. Todavia, ainda estão em estudo as influências deste novo paradigma no sistema de energia elétrica (CIGRÉ, 1998).

3.3 BENEFÍCIOS DA IMPLANTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A modificação do *status quo* do sistema elétrico nacional afeta, positiva e negativamente, um grande número de entidades e consumidores direta ou indiretamente. São apresentadas inicialmente algumas das vantagens deste novo modelo encontradas na bibliografia estudada:

- pode ser instalada próxima aos centros de cargas, minimizando os custos com a transmissão, possibilitando uma possível redução do carregamento do sistema neste setor e das perdas em condições normais de operação;
- é mais fácil de encontrar locais para a sua instalação, pois as unidades são de menor porte;
- ameniza a necessidade de construção de novas grandes usinas e de novas linhas de transmissão.

Existem ainda outros pontos, que ainda não foram comprovados na prática, que se referem as vantagens esperadas pela implantação da GD, tais como a melhoria a curto prazo da estabilidade eletromecânica (devido ao alívio do carregamento das linhas de transmissão e da melhor manutenção do perfil de tensão durante o período transitório) ou a melhoria do amortecimento das oscilações inter-áreas como consequência de menores distâncias entre as máquinas (BRETAS; ALBERTO, 2000) e (GOMES, 1999).

3.4 DESAFIOS DA IMPLANTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os problemas locais que aparecem e que estão relacionados com aspectos de proteção, controle dos níveis de tensão na rede de distribuição, controle de reativos e interação com a automatização da distribuição são exemplos de aspectos que devem ser levados em conta para a implantação da GD.

Junto a isso, com o aumento relativo deste tipo de geração, além dos problemas já citados tornarem-se mais complexos, surgirão outras preocupações afetadas com o despacho de geração e o armazenamento de energia gerada em algumas condições.

Logo, enquanto o número e o montante de geração for pequeno em relação à carga local, o problema pode ser administrado sem grandes preocupações. À medida que o grau de difusão da GD aumenta surgem algumas perguntas, tais como: estes geradores estarão equipados com controles para estabilidade; como os mesmos serão representados nos programas de simulação, dado que ainda não existem modelos apropriados dos diversos tipos de GD para as ferramentas tradicionais de estudos de estabilidade.

No que concerne aos atuais ajustes de proteção, estes foram realizados considerando os geradores e os equipamentos do sistema. Dentre as possíveis conseqüências negativas esperadas, que já foram apontadas na literatura sobre o assunto, como as encontradas em (BARKER; MELLO, 2000), (GOMES, 1999), (MCDERMOTT; DUGAN, 2002), referentes a proteção do sistema, ao controle do perfil de tensão, a estabilidade, a aspectos operacionais e a análises pós-operação, pode-se citar:

- reajustes nos sistemas de proteção tornam-se necessários, porque os ajustes atuais foram feitos levando-se em conta um sistema de distribuição radial e unidirecional;
- a redução de custos conseguida com a diminuição da capacidade dos geradores em termos de reativos elevará substancialmente os custos com as soluções a serem adotadas no lado da transmissão para o controle do perfil de tensão;
- em geral, as unidades de GD possuem limitadores e sistemas de excitação com uma baixa capacidade de sobrecarga. A atuação dos limitadores irá aumentar para proteger o sistema de excitação e os enrolamentos dos geradores contra tensões mais altas. Isto pode levar a problemas no controle da tensão e até mesmo a colapsos;

- é provável que os proprietários dos geradores não utilizem o sistema de excitação apropriado, levando em conta que o principal objetivo destes é o lucro e que alguns equipamentos são muito caros. Isto pode ocasionar instabilidade no sistema, se não forem tomados os cuidados necessários;
- tradicionalmente todos os dados das unidades geradoras estão disponíveis, incluindo informações de distúrbios, tais como os oscilogramas, relatórios de operadores, etc. Os proprietários podem supor que não têm obrigação em informar o que ocorreu em seu empreendimento, dificultando assim a análise das perturbações, ou até mesmo podem não ter registradores apropriados;
- o planejamento da operação do sistema interligado elabora um Plano de Recomposição (*Black-start Capability*), apreciando vários subsistemas paralelos. Cada subsistema tem no mínimo uma usina com auto-restabelecimento. Os proprietários das unidades de GD, para reduzir custos, irão preferir contar com uma fonte de partida remota do que instalar fontes para auto-restabelecimento, como consequência, o tempo de recomposição do sistema irá aumentar;
- as empresas concessionárias das redes de distribuição necessitam se equipar de ferramentas de análise para avaliação do impacto destas fontes conectadas à rede, sob o ponto de vista de confiabilidade de atendimento, qualidade da tensão e estabilidade da operação, considerando que muitas destas fontes não são despacháveis, possuindo operação variável e estando sujeitas a flutuação do suprimento de energia primária (vento e radiação solar, por exemplo).

Agora, no que refere-se aos serviços ancilares, que são a regulação de frequência, o suporte de reativos, etc., ver resolução nº 265 da ANEEL de 2003, pode-se ressaltar:

- com a efetivação da GD o fator de potência destas novas máquinas tende a ser maior, reduzindo o custo da geração para os produtores independentes ou autoprodutores; porém, isto acarretará numa falta de suporte de reativos que tem de ser completada por outros meios no sistema de transmissão;
- em condições de carga leve, os geradores convencionais podem operar absorvendo reativos da linha, proporcionando um melhor controle do perfil de tensão, mantendo os níveis de curto-circuito e evitando uma possível abertura de linhas de transmissão. Esta opção, no entanto, não deve ser instalada nos geradores distribuídos devido aos custos envolvidos;
- os produtores podem considerar que não têm obrigação de manter qualquer nível de inércia no sistema (procedimento normalmente usado para garantir um melhor controle de tensão e evitar auto-excitação em determinadas máquinas quando de rejeição total de carga), mas simplesmente manter o número de unidades em operação, obtendo a máxima produtividade (lucro) de suas unidades. Dependendo do índice de penetração da GD, isto poderá afetar o controle do perfil de tensão, a estabilidade do sistema e acarretar em desvios de frequência.

3.5 IMPACTOS NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO E AJUSTES DE PROTEÇÃO

É normal que os proprietários de unidades de GD, interessados na obtenção de lucros, concentrem sua preocupação na segurança de seus geradores. Estando suas máquinas operando o maior tempo possível, gerando a máxima potência ativa, deverão ajustar suas proteções de forma mais rigorosa que o habitual, para garantir a segurança de suas máquinas.

Entretanto, isto pode gerar um aumento do número de desligamento automático destes geradores, prejudicando a qualidade e a confiabilidade do sistema e alterando outras características do sistema, tais como a estabilidade e a regulação de tensão, que ainda não foram completamente estudadas e discutidas.

No entanto, o fato de uma maior possibilidade de desligamento dos geradores durante distúrbios não é um grande problema para os produtores de GD, pois estes mantêm suas unidades intactas e prontas para operarem se necessário.

Para distúrbios que ocasionem sobretensões, o desligamento indevido de geradores pode agravar o perfil de tensão, aumentando as chances de que as proteções da linha de transmissão atuem indevidamente, uma vez que foram projetadas para um sistema de geração centralizado, ocasionando uma possível abertura dos disjuntores. O desligamento indevido das linhas de transmissão pode até levar a uma situação de colapso do sistema.

Já para anormalidades que originem uma grande absorção de reativos pelos geradores para o controle do perfil de tensão, os novos ajustes dos limitadores de mínima excitação podem aumentar o número de desligamento destes. Com o aumento do número de unidades de GD, o número de sobretensões poderá ser maior e como consequência acarretará em um maior número de desligamento dos equipamentos ou até mesmo em algum dano.

Dos estudos já realizados nesta área, abordando os impactos nas funções de refechação, relés direcionais, sobrecorrentes temporizadas entre outras, poucos apresentam algum resultado, sendo que a maioria apenas apresenta estes problemas, (DONNELLY, 1996) e (MC-DERMOTT; DUGAN, 2002) por exemplo. Em especial, considera-se um sistema de distribuição com um alimentador já instalado anteriormente, com toda a sua proteção ajustada, como visto na Fig. 7. A coordenação de proteções deste sistema, onde um fusível lateral pode entrar em operação dependendo do nível de penetração, é modificada.

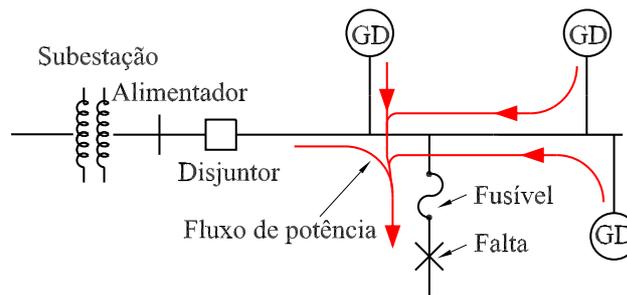


Figura 7: Impacto no nível de curto-circuito com a inclusão de unidades de geração distribuída.

A inserção de uma, ou mais unidades de geração próximas a esse alimentador pode alterar a coordenação da proteção, onde um curto-circuito após o fusível pode conduzir à operação não desejada deste, sem a devida atuação do disjuntor. Deve-se notar que as características das unidades de GD também irão influenciar neste impacto, pois dependendo do tipo de fonte ter-se-á níveis de curto circuito distintos.

3.6 IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO

A idéia de que uma das grandes vantagens que surgiria com o aumento da implantação da GD (a melhoria na regulação de tensão, em função do suporte de reativos junto aos centros de carga, como citado anteriormente) é defendida por alguns autores.

Em um primeiro momento isto parece sensato e que realmente será um benefício. Porém, alguns estudos mostram que esse benefício não será alcançado de imediato. O controle de tensão existente no sistema de distribuição também pode começar a apresentar algumas falhas, visto que seu funcionamento parte do pressuposto de que o fluxo de potência é radial e unidirecional.

Um exemplo de problema que tais controles podem exibir fora analisado em (BARKER; MELLO, 2000), onde um sistema de mudança automática de *Tap* pode começar a operar erroneamente com a instalação de uma unidade de GD ao lado de um *Load Tap Changing* (LTC). A Fig. 8 expõe um exemplo deste impacto.

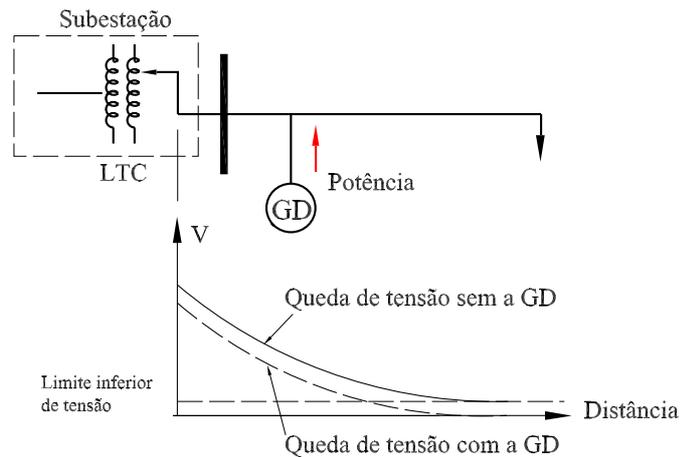


Figura 8: Impacto na regulação de tensão com a inclusão da geração distribuída.

Vê-se que a queda de tensão existente, em função do aumento da distância da subestação, alcança níveis menores com a inclusão de uma unidade de GD, alterando o controle do regulador de tensão.

Nota-se que neste exemplo o LTC não atua devidamente se o gerador colocado ao seu lado iniciar a assumir carga na linha de distribuição, pois para todos os efeitos as cargas permanecem inalteradas.

Esta situação poderia ser corrigida, ou mesmo amenizada, com uma mudança da localização do gerador para o lado de alta do LTC ou mesmo com a instalação de outros controles de regulação de tensão, porém estes podem trazer outras peculiaridades e/ou problemas ainda não estudadas.

Outro problema que poderá ocorrer na regulação de tensão se deve ao fato de existirem diversos reguladores de tensão na rede. Um sistema de distribuição pode ter transformadores com *Tap* automático, ajustados para permanecer numa determinada faixa de tensão já programada anteriormente. Caso nesse mesmo sistema de distribuição sejam instalados geradores com a intenção de também regular a tensão, poderá ocorrer uma competição entre os reguladores de tensão do transformador e do gerador causando um modo oscilatório na tensão.

3.7 IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA

O problema da qualidade de energia entregue pelas concessionárias hoje em dia é mais seriamente estudado, não só pelo fato de existirem diversas empresas fornecendo o serviço, mas também pela sensibilidade de alguns equipamentos industriais.

Fontes alternativas de energia como células fotovoltaicas e turbinas eólicas podem trazer grandes benefícios ao sistema de potência, como por exemplo a utilização de fontes não poluentes e renováveis. Porém, alguns cuidados especiais devem ser tomados com estes tipos de fontes de geração.

Com certeza, o grande problema encontrado com estes tipos de unidades de geração é que não se tem um controle na geração dos recursos primários (neste caso a luz solar e o vento), de maneira que não é possível garantir uma demanda de geração. Células fotovoltaicas utilizam baterias e inversores para serem conectadas à rede e com isto alguns problemas podem surgir, tais como a influência do nível de carregamento das baterias e as harmônicas geradas pelos inversores (BARKER; MELLO, 2000).

No caso das turbinas, que são movidas com o vento, a fonte de problemas está em outro detalhe. Estas unidades, normalmente, utilizam na geração um conjunto formado por geradores assíncronos, retificadores, inversores entre outros equipamentos eletrônicos que podem ser fontes de *voltage flicker*, *voltage sags*, distorções harmônicas e flutuações de tensão.

O fenômeno de *flicker* de tensão, de uma maneira geral, pode ser o resultado da inicialização quer seja por um desligamento de máquinas na rede (partida de um gerador de indução, por exemplo) quer seja por uma mudança repentina de geração das mesmas (variações da energia solar e eólica, como exemplo), que resultarão em uma significativa mudança na tensão do alimentador.

Outro problema relativo à qualidade de energia é o chamado *voltage sag*, que é uma redução não permanente da tensão, com valores entre 10 e 90% da faixa de tensão padrão (GÓMEZ; MORCOS, 2002), devido a uma pequena interrupção de tensão no meio da forma de onda. Problemas relativos a estes fenômenos são apresentados em (BARKER; MELLO, 2000), (GÓMEZ; MORCOS, 2002) e (MCDERMOTT; DUGAN, 2002).

3.8 IMPACTOS NOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

A geração distribuída oferece também um impacto negativo nos índices de confiabilidade, sendo necessário uma mudança nos dispositivos de sobrecorrente para reduzir a queima dos fusíveis. Os dispositivos podem não assumir as improváveis fontes de GD automaticamente, afetando a confiabilidade do sistema (MCDERMOTT; DUGAN, 2002).

Para que haja um aumento na confiabilidade do sistema, é necessário que ocorra uma redução no número ou na duração de interrupções para os consumidores. Estes, são quantificados por índices padrões, assim como a frequência das interrupções e outros, por exemplo. Os impactos nestes índices podem ser positivos ou negativos.

A geração distribuída pode reduzir o número ou a duração das interrupções sustentadas, mantendo a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores conectados em um alimentador quando este perde a conexão com o sistema elétrico através da subestação principal (SPIER, 2003).

Por outro lado, a perda dos fusíveis pode significar a degradação dos índices de confiabilidade. Um exemplo do impacto nos índices de qualidade foi abordado em (MCDERMOTT; DUGAN, 2002), onde um conjunto de unidades de GD pode não conseguir atender todos os consumidores em uma situação de ilhamento, afetando o índices de duração do fornecimento de energia elétrica e a confiabilidade por consequência.

3.9 IMPACTOS DO ILHAMENTO

O fenômeno do ilhamento ocorre quando pelo menos uma unidade de GD na rede de distribuição permanece operando e alimentando alguma área, tendo o sistema sido desligado (intencionalmente ou não) por algum motivo, ver Fig. 9. O ilhamento pode ser muito útil, pois pode-se manter cargas prioritárias alimentadas, mesmo que o restante do sistema esteja desenergizado. Contudo, em algumas situações esse modo de operação não é desejável.

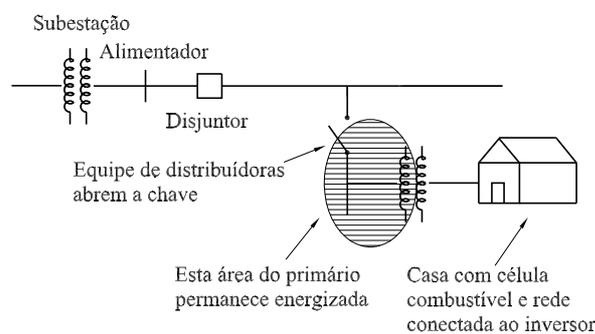


Figura 9: Ilhamento que pode ocorrer em uma área do sistema de distribuição.

A segurança dos técnicos que trabalham nas redes de energia elétrica pode ser ameaçada se não forem desconectados os devidos alimentadores, assim como a própria segurança pública se os proprietários não forem capazes de desenergizar determinadas linhas.

Além disto, o sistema de GD pode estar aterrado inadequadamente, de forma que poderá perder a referência numa situação de ilhamento. É claro que este não se trata de um problema do novo paradigma, mas sim de um erro de projeto. Esta condição de ilhamento normalmente ocorre após algum distúrbio ou falta, onde o sistema é, por exemplo, desligado pela abertura de algum disjuntor. Porém, após a ocorrência, é normal que o sistema tente se recompor em seguida e isto acontece rapidamente através do refechamento do mesmo dispositivo. Contudo, se a unidade geradora saiu de fase com o resto do sistema durante este curto espaço de tempo, problemas podem começar a surgir, que podem ser desde o simples desligamento da máquina, a destruição de uma das unidades geradoras ou até um colapso total do sistema.

Estudos citados em (BARKER; MELLO, 2000), (GÓMEZ; MORCOS, 2002), (WALLING; MILLER, 2002) e (SPIER, 2003) já apresentam esse problema e estão desenvolvendo técnicas para evitar o isolamento na rede dos geradores distribuídos. Todavia, deve-se salientar que estas medidas podem trazer novos problemas ao sistema de potência quando o nível de penetração aumentar consideravelmente.

3.10 IMPACTO NA ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Existe um impacto da geração distribuída que não é sentido diretamente na rede propriamente dita, que é o impacto na análise de redes de distribuição. Os *softwares* existentes, utilizados para cálculo de fluxo de carga, demanda, curto-circuitos, entre outros, também devem ser reavaliados (ZHU; TOMSOVIC, 2002).

Os programas atuais, normalmente, são voltados para redes de transmissão, e há poucos que foram desenvolvidos única e exclusivamente para cálculos de redes de distribuição. Algumas mudanças devem ser levadas em conta nas novas ferramentas de cálculo de redes que estão em desenvolvimento:

- as redes de distribuição, como comentado anteriormente, eram, até então, radiais e com fluxo unidirecional e agora deve-se levar em conta o fluxo nos dois sentidos da linha;
- as linhas de distribuição têm perdas ativas maiores que as de transmissão;
- no sistema de distribuição é mais comum termos linhas trifásicas não balanceadas, ou até mesmo operando apenas uma ou duas das fases.

Ainda, a consideração da resistência da linha traz uma série de implicações na análise de estabilidade de sistemas de potência (BAZANELLA, 1997). Um estudo de SEP, levando em conta alguns dos aspectos anteriormente citados e, portanto, questionando a modelagem clássica, é apresentado no Cap. 4.

3.11 IMPACTOS NA ESTABILIDADE DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

Pesquisas, com o intuito de avaliar o impacto da GD na estabilidade dos SEP, vem sendo realizadas por muitos autores. Algumas conclusões já foram alcançadas. Entretanto, diversas análises ainda devem ser efetuadas para confirmar tais resultados e validar outras configurações de GD. Algumas simulações executadas buscam estabelecer o comportamento dinâmico do sistema assim que geradores distribuídos são conectados ao mesmo. Destas simulações, algumas conclusões elementares foram retiradas:

- o impacto causado pela GD depende do índice de penetração da mesma, segundo descrito em (DONNELLY, 1996), (EDWARDS, 2002) e (SLOOTWEG; KLING, 2002);
- o local da instalação da unidade de GD pode determinar o tipo de impacto que ocorrerá (DONNELLY, 1996);
- as distintas formas de geração, bem como os diferentes detalhes construtivos das máquinas, devem promover os mais variados impactos no sistema de potência (SLOOTWEG; KLING, 2002).

3.11.1 Impacto Causado Pela Mudança de Níveis de Penetração

A participação da GD na quantidade de energia gerada nos SEP atuais ainda é muito pequena. No entanto, com o passar do tempo, espera-se que a participação da GD aumente, fazendo com que esta consideração seja modificada. Os estudos mostraram um resultado lógico, no que diz respeito à sensibilidade do sistema para o índice de penetração: quando uma determinada unidade de GD tende a colaborar com a estabilidade do sistema, o aumento da penetração desta mesma unidade tende a melhorar a estabilidade do sistema. O inverso também se mostrou verdadeiro.

Os resultados obtidos em (DONNELLY, 1996), ilustraram que a GD oferece um impacto significativo na redução da margem de estabilidade dos sistemas de distribuição. Os autores observaram, também, um comportamento linear na relação entre a sensibilidade do sistema com respeito ao percentual de penetração da GD, o que poderia levar a uma proporcionalidade entre o percentual de penetração e seus efeitos na estabilidade.

3.11.2 Impacto Causado Pelos Diferentes Tipos de Geração

Muitos autores somente citam a possível influência do nível de penetração e dos diferentes tipos de geração nos SEP. Já em (SLOOTWEG; KLING, 2002), os resultados da investigação do impacto das distintas tecnologias e do nível de penetração na estabilidade transitória são apresentados. Os autores efetuaram um estudo com cinco tipos de tecnologia de geração distribuídas para diferentes níveis de penetração em um sistema teste, são elas:

- geradores de indução com gaiola esquilo;
- geradores síncronos;
- geradores síncronos com controle de tensão e frequência;
- inversores eletrônicos de potência;
- inversores eletrônicos de potência com controle de tensão e frequência.

Para analisar a estabilidade transitória os autores usaram como distúrbio uma falta em uma das barras do sistema citado. Dois indicadores da estabilidade transitória foram analisadas: o máximo desvio da velocidade síncrona e o período de oscilação. Salienta-se que os autores afirmam que os resultados obtidos necessitam de um estudo mais aprimorado. Das simulações realizadas, segue uma síntese dos resultados:

- os geradores assíncronos não tiveram uma influência significativa nas variáveis medidas;
- os geradores síncronos diminuíram o máximo desvio da velocidade síncrona com o aumento do nível de penetração da GD. Isto se deve ao fato de que os geradores síncronos são equipados com excitação externa, podendo alimentar a corrente de falta, de modo que a magnitude da tensão não diminui tanto como no caso do sistema sem o gerador. Como consequência, o torque de sincronização permanece alto. No que concerne ao período de oscilação, o sistema com a presença dos geradores síncronos reduz o coeficiente de amortecimento, ampliando o tempo para estabilização da variável medida. Isto pode ser explicado pelo fenômeno de oscilação inter-área (KUNDUR, 1994);
- no que diz respeito aos inversores, a presença destes na rede reduziu o máximo desvio da velocidade do rotor. No instante que os disjuntores detectam o decaimento da magnitude da tensão, os inversores são rapidamente retirados da rede; com uma diminuição de unidades de geração, as outras máquinas do sistemas tendem a desacelerar, resultando no decréscimo da aceleração do rotor. O resultado da análise dos inversores com ou sem controle de velocidade e frequência é o mesmo, já que ambos não atuam neste curto espaço de tempo, pelo fato de serem desconectados da rede rapidamente. Os autores destacam também, que o fato dos inversores se desligarem da rede rapidamente faz com que a tensão caia em proporções muito maiores e em alguns casos pode-se perder algumas máquinas ou cargas da rede. O período de oscilação do sistema nas simulações ampliou-se, no caso de inversores sem controle e se manteve constante, para os que possuem controle de tensão e frequência. Esse estudo deve ser melhorado, como comentado neste mesmo artigo, com análises que abranjam a modelagem dos geradores, conversores e controladores.

Os autores em (DONNELLY, 1996), procuraram analisar os impactos causados por geradores síncronos no sistema de potência e a sensibilidade destes, utilizando o modelo de um gerador alimentado por uma turbina a gás com potência de 60MW.

O objetivo das simulações foi o de comparar as respostas dinâmicas do sistema sem e com a GD, analisando sobre o ponto de vista da estabilidade transitória e da estabilidade de pequenos sinais. Estas, tiveram como contingência um curto-circuito para terra em uma das barras e a perda desta após alguns instantes. 7 Observou-se que a adição de geradores no sistema elétrico de potência melhorou o desempenho do mesmo na situação de uma falta. O desvio da velocidade em relação à velocidade síncrona caiu pela metade no caso em que os geradores distribuídos estão presentes.

No que diz respeito à sensibilidade, os resultados mostram que quando diminuía-se a inércia dos geradores, a frequência do modo natural de oscilação aumentava, o que era esperado, porque estas máquinas de menor porte devem determinar o amortecimento do sistema.

Nas simulações realizadas em (EDWARDS, 2002), os geradores perderam o sincronismo, mostrando um lado negativo desta nova configuração de geração. Os autores, valendo-se de um modelo de rede de distribuição, onde o tipo de GD é a turbina a gás, avaliaram a estabilidade do sistema sob o ponto de vista da estabilidade transitória e da estabilidade de pequenos sinais.

A existência de mais geradores ligados à rede e de diferentes inércias, resulta em oscilações de potência, frequência e tensão, ocasionando falsos comandos de aberturas em disjuntores. Do ponto de vista de transmissão, a perda destas unidades geradoras pode causar uma sobrecarga no sistema, resultando numa instabilidade do sistema (CONCEIÇÃO, 2003).

3.11.3 Impacto Causado Pelas Distintas Localizações da Geração Distribuída

Estudos específicos, que envolvem diretamente a questão da localização da GD, não foram encontrados na bibliografia.

Entretanto, é esperado que este item deva influenciar diretamente nos critérios de estabilidade do sistema elétrico de potência.

Em (DONNELLY, 1996) os autores chegam a comentar que o desempenho em relação à estabilidade tende a melhorar, logo que os geradores são adicionados próximos ao local da falta, porém nenhuma outra análise neste item foi feita.

Em uma primeira análise, pode-se imaginar que quanto mais próximos do centro de geração as unidades de GD estiverem, menor influência elas terão na rede, pois as máquinas mais potentes devem “arrastar” as máquinas menos potentes para um ponto de equilíbrio estável. Contudo, isto não é esperado e estudos precisam ser executados para confirmar esse tipo de influência, tendo em vista que as unidades de GD estão longe dos centros de geração.

3.12 CONCLUSÕES

Ao longo deste capítulo analisou-se de modo resumido as vantagens e desvantagens e mais especificamente os possíveis impactos que surgirão com o aumento do índice de penetração da GD. Vê-se que as desvantagens da implantação de um novo modelo provocados à estabilidade, confiabilidade, etc., sem a prévia análise de todos os seus possíveis efeitos e riscos adicionais, poderão ser maiores do que os possíveis benefícios que ele trará.

Apesar das tecnologias relacionadas a GD estarem disponíveis e em franca evolução, de serem de fácil instalação, de estarem mais próximas ao consumidor, reduzindo os custos de instalação, manutenção e transmissão, no futuro, os gastos com possíveis danos e reajustes necessários, poderão ser maiores, caso não sejam tomados os devidos cuidados.

É fato que o setor elétrico deve ter como meta principal a viabilização da expansão do sistema, assegurando a oferta de energia necessária ao desenvolvimento integral do país, levando em conta os propósitos de modernização, competitividade e qualidade do país como um todo, seja através da inclusão de novas tecnologias, de fontes alternativas de energia, ou até mesmo do aumento de recursos para esse setor.

Deve-se levar em conta também, que os fatores comerciais, técnicos e legislativos, relacionados ao aumento da utilização GD, já estão sendo estudados e modificados, com o objetivo de incentivar a livre concorrência, estimulando o crescimento deste novo mercado de energia e das tecnologias relacionadas a ele, no Brasil e no mundo.

Entretanto, os detalhes técnicos devem ser pesquisados com mais ênfase. O acréscimo de novas tecnologias, com a mudança do paradigma de geração de energia elétrica, deve impor não só novas regras ao sistema, mas também um complexo estudo envolvendo diversas áreas que estabelecerá as ferramentas que deverão ser usadas para a implantação da Geração Distribuída .

A transição de um modelo para outro irá trazer riscos adicionais, que ainda não foram totalmente avaliados. Os possíveis aspectos negativos proporcionados à estabilidade, a qualidade de fornecimento, etc., dos SEP, devido às distintas características das unidades de geração e a outros aspectos, são muitos e podem não ser viáveis de serem compensados totalmente pelo sistema de transmissão. Ainda, apesar do aumento dos investimentos, a confiabilidade do sistema inteiro poderá se reduzir no futuro caso não sejam adotadas as medidas corretas.

A eventual falta de ações de controle na geração e sua compensação nos níveis de transmissão, poderá resultar em perda da eficiência econômica. Muitos destes problemas podem ser resolvidos pela simples conscientização dos proprietários destas unidades dispersas, ou mesmo juridicamente, obrigando os mesmos a tomarem as medidas necessárias.

Ainda, outros impactos são esperados com a implantação da geração distribuída como problemas com aterramento e ligações de transformadores, com a segurança dos técnicos e operadores de linhas, na medição de grandezas elétricas, harmônicas, entre outras. Neste capítulo foram estudados apenas os impactos ligados à área elétrica. Outras áreas como mecânica, química, ambiental, etc., também devem ser abordadas.

4 ASPECTOS DE MODELAGEM EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A modelagem clássica dos componentes mais importantes de SEP e a inclusão destes em um sistema de equações não-lineares, relevante para um estudo de estabilidade de potência e útil para representar de forma aproximada a dinâmica associada a vários fenômenos, foram abordados nos capítulos precedentes.

Ao longo deste capítulo é apresentado um estudo sobre aspectos de modelagem clássica que precisam ser revistos ou adequados. Este estudo é concentrado na influência da resistência elétrica da linha de distribuição.

Foram analisadas distintas situações para um sistema de geração distribuída particular em um estudo baseado em resultados de simulação. As simulações resultantes destas análises incluem basicamente as curvas de carregamento, identificando em cada caso os limites de estabilidade estática e o ponto de máximo carregamento, as curvas da diferença de ângulo entre as barras e as curvas de participação do gerador.

Este capítulo está ordenado como descrito a seguir. Na seção 4.2, é apresentado o modelo de SEP proposto. Já ao longo da seção 4.3, são exibidas as equações específicas para o modelo de SEP usado. Na seção 4.4, são apresentados os tipos de simulações e como estas foram realizadas, juntamente com a descrição das curvas de carregamento, dos limites de estabilidade, das curvas da diferença de ângulo entre as barras e da participação do gerador. As condições de simulação são vistas na seção 4.5. Os parâmetros da máquina síncrona e da linha são vistos na seção 4.6. Os resultados das curvas de carregamento, da diferença de ângulo entre as barras e da participação do gerador, utilizando-se os modelos estático e dinâmico de cargas, são visualizadas, respectivamente, na seção 4.7 e 4.8. Por fim, as conclusões sobre os resultados são abordadas na seção 4.9.

4.1 INTRODUÇÃO

Os objetivos básicos da avaliação da estabilidade de SEP, quando submetidos a uma perturbação, são averiguar a capacidade do mesmo em satisfazer os níveis de tensão e a demanda de potência nos seus pontos de consumo de energia.

Para tanto, pode-se considerar a possibilidade de falhas em componentes do sistema de geração e transmissão ou incrementar-se a demanda de potência, simulando um acréscimo do consumo de energia pelos consumidores, e avaliar o impacto dessas falhas no suprimento de energia, nos níveis de tensão e potência e na diferença de ângulo entre as barras de um SEP, por exemplo.

As recentes mudanças de estrutura no sistema elétrico conduzem a uma melhor análise dos modelos estáticos e dinâmicos dos diversos componentes dos SEP, dos geradores síncronos, das cargas e em especial da linha de distribuição.

O uso de pequenos produtores independentes e autoprodutores conectados diretamente ao sistemas de distribuição e subtransmissão tem crescido, introduzindo novas tecnologias e novas questões, tais como o fato de que a distância entre estes e as cargas é agora muito menor comparativamente às usinas de grande porte já instaladas. Ainda há o fato de que as fontes de geração de energia dos produtores independentes e autoprodutores são de potências menores e, portanto, mais suscetíveis às variações de carga da rede de distribuição.

Junto a isso, com o acréscimo das unidades de GD, que ocorre devido a uma gama de fatores que foram abordados no Cap. 3, surgem novas situações que levam a uma reavaliação dos modelos de linha de distribuição utilizados (as unidades de geração estão mais próximas do consumidor e são de potências menores, comparativamente às unidades geradoras tradicionais), tornando interessante então verificar o sincronismo e o carregamento de um SEP nesta nova concepção.

Para tal, neste capítulo, são analisadas duas situações em um modelo de SEP, conforme descrito a seguir, o qual representa uma unidade de geração distribuída próximo ao consumidor de energia elétrica.

Na primeira situação, examinando-se as curvas de carregamento, manteve-se a Pe fixa, e alterou-se o valor da potência consumida pela carga, simulando-se uma mudança contínua de carga; já na segunda, avaliando-se a diferença de ângulo entre as barras e a participação do gerador, fixou-se o valor de potência fornecida para a carga e incrementou-se o valor de Pe .

Foram utilizados valores distintos de Pe , na primeira situação, simulando-se diferentes unidades de geração, analisando-se três casos. Estes casos distinguem-se em relação aos valores de impedância utilizados no trechos de linha do sistema de distribuição. Já na segunda situação, as análises foram realizadas com uma potência da carga fixa e igual a 1pu.

4.2 MODELAGEM DO SISTEMA

A Fig. 10 ilustra a estrutura de um sistema de GD. Este sistema é inspirado no produtor independente analisado em (SPIER, 2002) e contempla o modelo local de uma máquina ligado a diversas cargas, por meio de trechos de linhas de distribuição. O restante do sistema é modelado como uma fonte ideal na barra n . Este modelo, descreve adequadamente as propriedades de estabilidade locais de um gerador, que envolvem as trocas de energia deste gerador com o restante do sistema (cargas e linhas de distribuição).

Neste caso, as variáveis algébricas podem ser incluídas nas equações em um sistema algébrico-diferencial, sendo obtida uma representação em variáveis de estado, como o apresentado nas equações (32a) e (32b), para o sistema de potência apresentado.

O modelo do sistema é descrito aqui pelas equações diferenciais (11) e (12), pelas equações diferenciais e algébricas obtidas para o modelo específico de gerador síncrono a partir da Tab. 1, pela equação do RAT (23), pelas equações auxiliares (31a), (31b), (31c), (31d), (30a)

e (30b), e também pelas equações algébricas, obtidas pela análise fasorial, a partir da Fig. 10.

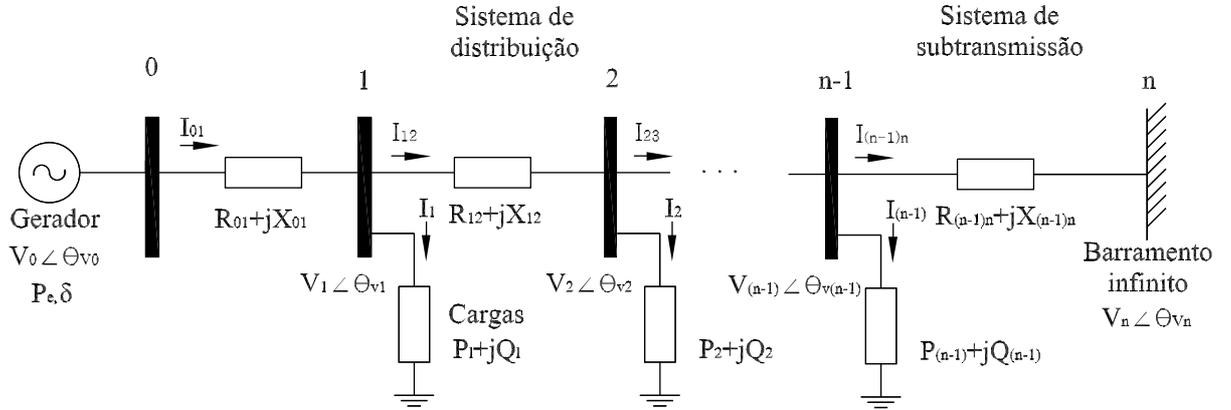


Figura 10: Diagrama esquemático do modelo de sistema de potência proposto.

As primeiras destas equações, vistas a seguir, são obtidas das expressões de potência ativa P_k e reativa Q_k fornecidas para a carga na barra k em função de \bar{V}_k e \bar{I}_k :

$$P_k = \Re \{ \bar{V}_k \bar{I}_k^* \} \quad (33a)$$

$$Q_k = \Im \{ \bar{V}_k \bar{I}_k^* \} \quad (33b)$$

resultando em:

$$P_k = V_{kR} I_{kR} + V_{kI} I_{kI} \quad (34a)$$

$$Q_k = -V_{kR} I_{kI} + V_{kI} I_{kR} \quad (34b)$$

Agora, aplicando-se a lei de Kirchhoff para as correntes na barra k , adquire-se a expressão fasorial, (35), vista a seguir.

$$\bar{I}_{(k-1)k} = \bar{I}_k + \bar{I}_{k(k+1)} \quad (35)$$

Explicitando-se os termos reais e imaginários das tensões, correntes e admitâncias da equação (35), obtém-se as outras duas expressões algébricas de interesse para $\bar{I}_{(k-1)k}$ na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} I_{(k-1)kR} \\ I_{(k-1)kI} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{kR} \\ I_{kI} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{kR} - V_{kI} \\ V_{kI} \quad V_{kR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_{k(k+1)} \\ B_{k(k+1)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{(k+1)R} - V_{(k+1)I} \\ V_{(k+1)I} \quad V_{(k+1)R} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_{k(k+1)} \\ B_{k(k+1)} \end{bmatrix} \quad (36)$$

Os termos $G_{k(k+1)}$ e $B_{k(k+1)}$, presentes em (36), representam respectivamente a condutância e a susceptância para cada trecho de linha, sendo obtidos por meio da seguinte expressão:

$$G_{k(k+1)} + jB_{k(k+1)} = \frac{1}{R_{k(k+1)} + jX_{k(k+1)}} = \frac{1}{Z_{k(k+1)}} \quad (37)$$

onde $Z_{k(k+1)}$ é obtido pela expressão (8a) para cada trecho de linha.

Agora, analisando-se a expressão fasorial que relaciona as tensões na barra k e na barra $k - 1$ vista a seguir:

$$\bar{V}_{(k-1)} - \bar{V}_{(k)} = \bar{I}_{(k-1)k} \bar{Z}_{(k-1)k} \quad (38)$$

obtem-se as outras duas expressões algébricas, uma para os termos reais e outra para os termos imaginários, da tensão na barra k na sua forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{kR} \\ V_{kI} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{(k-1)R} \\ V_{(k-1)I} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{(k-1)kR} & -I_{(k-1)kI} \\ I_{(k-1)kI} & I_{(k-1)kR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{(k-1)kR} \\ Z_{(k-1)kI} \end{bmatrix} \quad (39)$$

Por fim, a última expressão do modelo é obtida de (34a) com $k = 0$, onde P_0 neste caso é igual a potência elétrica absorvida no estator, Pe :

$$Pe = V_{0R}I_{0R} + V_{0I}I_{0I} \quad (40)$$

Nota-se que os valores dos módulos das grandezas fasoriais, vistas anteriormente, estão todos em pu, sendo que a representação disto foi omitida, por simplicidade de notação.

4.3 ESTUDO DE CASO

O modelo, descrito na seção 4.2, será agora utilizado nas simulações. A Fig. 11 fornece uma visão do modelo específico de sistema de GD particular aqui estudado.

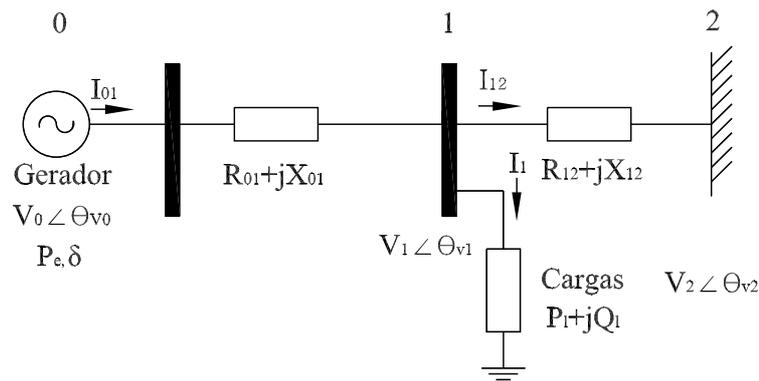


Figura 11: Representação do modelo de sistema de GD e das variáveis envolvidas.

Este é modelado pelas equações diferenciais que descrevem o comportamento mecânico do gerador (11) e (12), pelas equações que descrevem o comportamento elétrico do gerador específicas para o modelo 2, Tab. 1, de gerador síncrono¹ (19a), (19b) e (19a), pela equação do RAT (23), pelas equações que descrevem o modelo estático, (24a) e (24b), e dinâmico de cargas, (28a) e (28b) (será mencionado quando se utilizar o modelo estático ou dinâmico de cargas), pelas equações auxiliares (31), pelas equações de transformação das variáveis expressas em função do eixo de referência do gerador para a referência comum da rede (30a) e (30b) e pelas expressões de potência, tensão e corrente que relacionam as variáveis e parâmetros do gerador, da linha e das cargas (34a), (34b), (36), (39) e (40).

Estas expressões, iniciando pelas equações diferenciais que irão compor a função vetorial não-linear f , (32a), serão aqui reescritas por conveniência. Nota-se, novamente, que o subíndice pu foi aqui omitido para simplificar a notação:

$$\dot{\delta} = \omega_r - \omega_m \quad (41a)$$

$$\ddot{\delta} = \frac{\omega_s}{2H} [Pm - Pe - D\dot{\delta}] \quad (41b)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} [E_{fd} + (X_d - X'_d)I_d - E'_q] \quad (41c)$$

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a} [-E_{fd} + K_a(V_{0ref} - V_0)] \quad (41d)$$

¹Neste caso com $E''_q = E'_q$, $E''_d = E'_d = 0$ e $X_q = X'_q = X''_q$.

seguido pelas equações algébricas²:

$$V_q = E'_q - R_a I_q + X'_d I_d \quad (42a)$$

$$V_d = -R_a I_d - X_q I_q \quad (42b)$$

$$P_1 = V_{1R} I_{1R} + V_{1I} I_{1I} \quad (42c)$$

$$Q_1 = -V_{1R} I_{1I} + V_{1I} I_{1R} \quad (42d)$$

$$I_{01R} = I_{1R} + V_{1R} G_{12} - V_{1R} B_{12} - V_{2R} G_{12} \quad (42e)$$

$$I_{01I} = I_{1I} + V_{1I} G_{12} - V_{1R} B_{12} - V_{2R} B_{12} \quad (42f)$$

$$P_e = V_{0R} I_{01R} + V_{0I} I_{01I} \quad (42g)$$

$$V_{0R} = V_{1R} + I_{01R} Z_{01R} - I_{01I} Z_{01I} \quad (42h)$$

$$V_{0I} = V_{1I} + I_{01R} Z_{01I} - I_{01I} Z_{01R} \quad (42i)$$

e pelas equações auxiliares (31a), (31b), (31c) e (31d)³:

$$V_{0R} = V_0 \cos(\theta_{V_0}), \quad V_{0I} = V_0 \sin(\theta_{V_0}) \quad (43a)$$

$$V_{1I} = V_1 \sin(\theta_{V_1}), \quad V_{1I} = V_1 \sin(\theta_{V_1}) \quad (43b)$$

$$I_{0R} = I_0 \cos(\theta_{I_0}), \quad I_{0I} = I_0 \sin(\theta_{I_0}) \quad (43c)$$

$$I_{1R} = I_1 \cos(\theta_{I_1}), \quad I_{1I} = I_1 \sin(\theta_{I_1}) \quad (43d)$$

Pelas equações resultantes da substituição das expressões (31a) e (31b) em (30a) e de (31c) e (31d) em (30b):

$$V_q = V_0 \cos(\theta_{V_0}) \cos(\delta) + V_0 \sin(\theta_{V_0}) \sin(\delta) \quad (44a)$$

$$V_d = -V_0 \cos(\theta_{V_0}) \sin(\delta) + V_0 \sin(\theta_{V_0}) \cos(\delta) \quad (44b)$$

$$I_q = I_{01} \cos(\theta_{I_{01}}) \cos(\delta) + I_{01} \sin(\theta_{I_{01}}) \sin(\delta) \quad (44c)$$

$$I_d = -I_{01} \cos(\theta_{I_{01}}) \sin(\delta) + I_{01} \sin(\theta_{I_{01}}) \cos(\delta) \quad (44d)$$

²A parte imaginária da tensão do barramento é nula por convenção, resultando em $V_{2R} = V_2$ e $V_{2I} = 0$.

³Neste caso com $k=0$ e 1.

Finalizando com as equações dos modelos de cargas, onde serão considerados 2 casos: modelos estático e dinâmico, apresentados a seguir.

Modelo estático:

$$P_1 = a_0 + a_1V_1 + a_2V_1^2 \quad (45a)$$

$$Q_1 = b_0 + b_1V_1 + b_2V_1^2 \quad (45b)$$

Modelo dinâmico:

$$T_p\dot{P}_1 = P_{1nom}V_1^\xi - P_1V_1^\alpha \quad (46a)$$

$$T_q\dot{Q}_1 = Q_{1nom}V_1^\sigma - Q_1V_1^\beta \quad (46b)$$

4.4 TIPOS DE SIMULAÇÕES

Dentre os principais objetivos das simulações, apresentadas a seguir, pode-se citar a avaliação da diferença de modelagem que precisa ser considerada ao lidar com a GD. Busca-se avaliar a influência da resistência da linha de distribuição nos sistemas de GD e se a influência da resistência de linha se deve mais a sua natureza ou a seu módulo.

Uma forma simples de estudar sistemas de GD seria apenas modificar o valor das reatâncias das linhas e seguir utilizando-se os modelos clássicos para estudo de SEP. Entretanto, procedeu-se aqui de maneira diferente, analisando-se distintos valores de impedâncias de linhas de distribuição. Para tal, foi realizada uma série de simulações que contemplam os modelos de carga anteriormente apresentados, divididas em três casos:

- Caso 1. Considera o modelo mais completo da linha contendo resistência e reatância, sendo: $R_{01} \neq 0$, $R_{12} \neq 0$, $X_{01} \neq 0$ e $X_{12} \neq 0$;
- Caso 2. Aprecia o modelo simplificado da linha, típico na análise clássica de SEP, negligenciando a resistência elétrica, ou seja: $R_{01} = 0$, $R_{12} = 0$, $X_{01} \neq 0$ e $X_{12} \neq 0$;

- Caso 3. Examina um modelo simplificado alternativo, onde toda a impedância da linha é representada por uma reatância de mesmo módulo, isto é: $|Z_{01}| = |X_{01}|$, $R_{01} = 0$, $R_{12} = 0$ e $X_{12} \neq 0$.

Sobre estes casos foram avaliados diversos indicadores de desempenho do sistema, objetivando quantificar a influência da resistência da linha nestes indicadores. Os seguintes indicadores foram considerados:

1. Curvas de carregamento

As análises estáticas de estabilidade de tensão de sistemas de potência podem ser realizadas através da obtenção do perfil de tensão das barras em função de seu carregamento. Estas, possibilitam a compreensão das condições de operação do sistemas para diferentes carregamentos e têm sido recomendadas pelas empresas do setor elétrico nacional e internacional para avaliação da estabilidade de tensão.

Procedimentos automáticos, utilizando método de Newton-Raphson, vêm sendo desenvolvidos para se efetuar estas análises a partir das curvas de carregamento. Dentre algumas das principais aplicações destas curvas, pode-se citar:

- levantamento do perfil de tensão do sistema em diversas condições de carregamento;
- determinação do ponto de máximo carregamento numa direção particular;
- investigação da sensibilidade do estado do sistema com relação à variação de algum parâmetro e a determinação de pontos de múltiplas soluções.

Neste trabalho será abordada a primeira aplicação, dando enfoque no levantamento do perfil de tensão do sistema em distintas condições de carregamento, analisando-se as curvas de carregamento na barra 1 ($V_1 \times P_1$), para diferentes potências geradas.

2. Curvas da diferença de ângulo entre as barras

Diz-se que um sistema é transitoriamente estável quando todas as suas máquinas aceleram (ou desaceleram) “juntas”. Caso pelo menos uma das máquinas acelere muito mais que as outras máquinas do sistema, de tal forma que as diferenças entre os ângulos de fase se tornem ilimitadas, diz-se então que o sistema é transitoriamente instável (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Em verdade, a análise de estabilidade transitória em sistemas de potência é uma análise de sincronismo entre as máquinas. Então, o problema de sincronismo é interessante de ser estudado tanto do ponto de vista teórico como prático.

Aqui, analisou-se as curvas da diferença de ângulo entre as barras 0 e 1 ($(\theta_{V_1} - \theta_{V_0}) \times Pe$), como indicador da estabilidade estática do sistema.

3. Curvas da participação do gerador

Dentre as principais aplicações das curvas da participação do gerador, pode-se citar como a potência gerada irá interferir nas variáveis do sistema, nas perdas do sistema, etc.

É interessante então também avaliar como as hipóteses de modelo de linha, anteriormente citadas, irão influenciar estas curvas.

As curvas da participação do gerador ($V_1 \times Pe$), para diferentes condições de carga na barra 1, e da diferença de ângulo entre as barras, foram realizadas mantendo-se uma potência da carga constante e igual a 1pu e variando-se a Pe , considerando-se os modelos de cargas apresentados.

4. Limites de estabilidade

Os métodos de solução de fluxo de carga têm sido amplamente utilizados nos estudos do planejamento e da operação de sistemas elétricos.

Através destes, são definidas, entre outras, as características nominais e o carregamento dos equipamentos, os requisitos de suporte de reativos para a manutenção do perfil de tensão em condições normais e de emergência.

Mais recentemente, o fluxo de carga tem sido usado para a análise da estabilidade estática. Esta análise tem se tornado uma necessidade crítica para a operação dos sistemas de potência na medida que estes têm sido levados a operarem próximos de seus limites em decorrência do crescimento contínuo da demanda, associado a restrições econômicas e ambientais impostas à construção de novas linhas de transmissão e usinas de geração. Junto a isso, a implantação da nova política de desregulamentação do setor elétrico tem levado a operação em um ambiente novo, exigindo a adoção de novas estratégias operacionais. Muitas vezes, isso implica em um aumento da transferência de potência entre determinadas regiões da rede, podendo levar o sistema a operar próximo de seu limite de estabilidade estática.

Conseqüentemente, o conhecimento preciso de quão distante o atual ponto de operação se encontra de seu limite de estabilidade tornou-se crucial para o operador. Este, precisa saber se para um dado distúrbio, como por exemplo a saída de uma linha de transmissão, a variação súbita do carregamento do sistema, ou o aumento da transferência de potência entre áreas, ainda existirá um ponto de operação factível para as novas condições de operação.

Caso, para uma condição especificada, as equações do fluxo de carga não apresentarem solução, conclui-se que a geração e a rede não são fisicamente capazes de suprir a carga especificada, o que exigirá mudanças na geração, no sistema de transmissão, ou em ambas. Serão exibidos a seguir, em cada caso, os limites de estabilidade estática e os pontos de máximo carregamento para os distintos modelos de carga. Os pontos de máximo carregamento foram obtidos incrementando-se o valor de λ até o sistema tornar-se instável, observando-se os autovalores da matriz Jacobiana do fluxo de potência.

4.5 CONDIÇÕES DE SIMULAÇÃO

As curvas de carregamento foram obtidas por meio de sucessivas soluções de fluxo de carga, a partir de um caso base até o ponto de máximo carregamento, para incrementos graduais da carga, sendo que o valor da potência elétrica foi mantida constante, como descrito anteriormente, identificando-se também os limites de estabilidade estática para os três casos em cada situação.

Obtém-se, com isso, não só o limite de estabilidade estática e a margem de carregamento, mas também, informações adicionais a respeito do comportamento das tensões das barras do sistema em análise.

Isto foi realizado incrementando-se continuamente os valores dos parâmetros do modelo de carga apresentado em (24a) e (24b), mantendo-se um fator de potência constante e igual a 0.8, do seguinte modo:

$$a_i = a_i + \lambda \quad (47a)$$

$$b_i = a_i \tan(36,86\pi/180) \quad (47b)$$

onde i , igual a 0,1 ou 2, representa, respectivamente, a consideração do comportamento da carga como sendo potência constante, corrente constante e impedância constante.

Já na análise da participação do gerador e do sincronismo, com a intenção de avaliar a influência da potência da carga na estabilidade de SEP, variou-se a Pe ($Pe = Pe + 0,1$) continuamente mantendo-se o valor da carga constante.

4.6 PARÂMETROS DO GERADOR SÍNCRONO E LINHA

Os valores dos parâmetros do gerador e os parâmetros da linha, utilizados nas simulações apresentadas a seguir, são exibidos, respectivamente, na Tab. 2 e na Tab. 3 ⁴.

⁴O trecho de linha de subtransmissão é modelado como um transformador mais um trecho de linha de 30km, isto é: $0,05 + 0,22512 = 0,27512$. Ainda, $V_{Lbase} = 23kV$, $S_{3\phi} = 10MVA$ e $Z_{base} = 52,9\Omega$

Fez-se uso do modelo 2 de gerador síncrono, Tab. 1, e os parâmetros para a máquina síncrona, bem como do modelo estático de cargas, foram encontrados em (SPIER, 2002), pois estes já foram comprovados em diversas análises realizadas naquele artigo. Já os parâmetros do modelo dinâmico de cargas foram obtidos de (LERM; CAÑIZARES; SILVA, 2003).

Tabela 2: Parâmetros do gerador síncrono.

ω_s [rad/s]	376,900	H [Ws/VA]	2,00000
D [Nm/pu]	0,00000	X_d [Ω]	0,91000
X'_d [Ω]	0,40800	X_q [Ω]	0,58000
T'_d [s]	4,20000	R_a [Ω]	0,01000
K_a	100,000	T_a [s]	0,02000

Tabela 3: Parâmetros da linha de distribuição e subtransmissão em pu.

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Caso 3
X_{01} [pu]	0,07504	0,07504	0,081601
R_{01} [pu]	0,03206	0,00000	0,00000
X_{12} [pu]	0,27512	0,27512	0,27512
R_{12} [pu]	0,09618	0,00000	0,00000

4.7 SIMULAÇÕES DO MODELO ESTÁTICO DE CARGAS

Serão apresentadas agora os resultados das simulações das curvas de carregamento, diferença de ângulo entre as barras e de participação do gerador, para o modelo de SEP proposto anteriormente, utilizando-se o modelo estático (ZIP) de cargas, considerando-se, inicialmente, o comportamento da carga como impedância constante e após como potência constante e corrente constante, por fim.

4.7.1 Carga com Impedância Constante

A Tab. 4, mostra os valores do modelo estático de carga que foram utilizados nas simulações de carregamento com a carga comportando-se como impedância constante.

Tabela 4: Parâmetros do modelo estático de cargas (impedância constante).

a_0	0	b_0	0
a_1	0	b_1	0
a_2	0; 0,1; ...; 2	b_2	0; 0,075; ...; 1,5

Os resultados das simulações para as curvas de carregamento são vistos a seguir nas Fig. 12 e 13. Os pontos assinalados representam os limites de estabilidade estática.

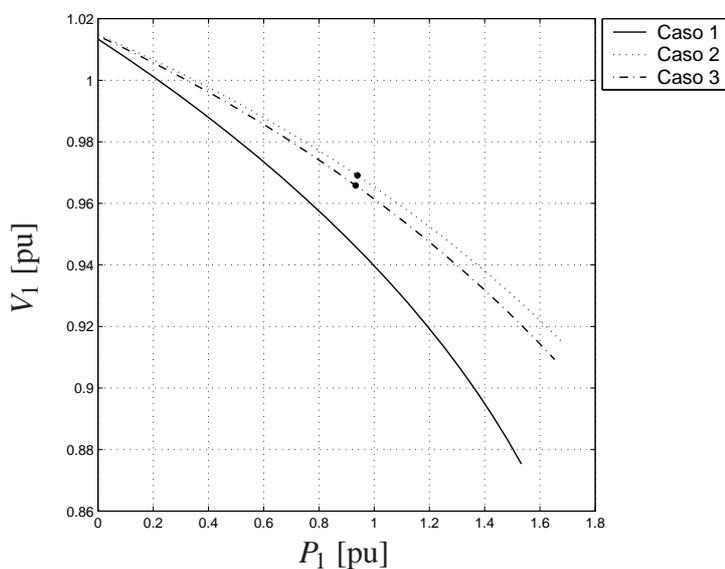


Figura 12: Curva de carregamento para $P_e = 0,3 \text{ pu}$ (modelo ZIP, impedância constante).

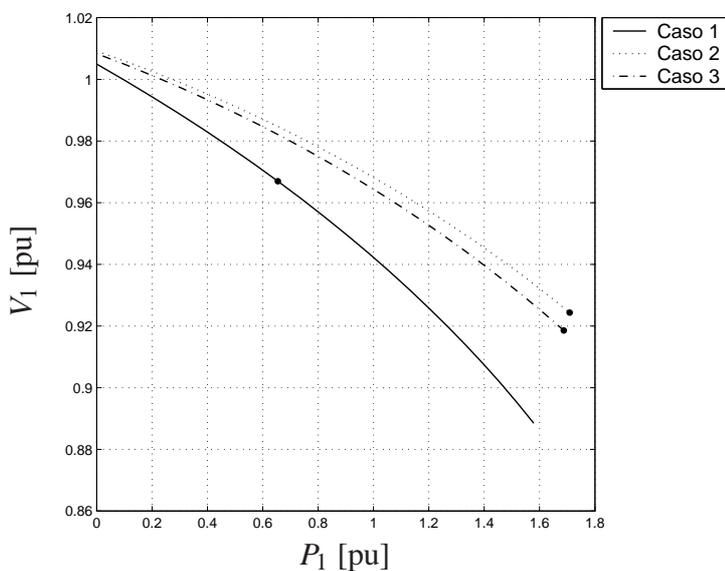


Figura 13: Curva de carregamento para $P_e = 0,8 \text{ pu}$ (modelo ZIP, impedância constante).

Pode-se observar que para situação de $Pe = 0,3pu$ os níveis de tensão, caso 1, para uma dada condição de carga ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0,939pu$), são menores do que para o caso 3 ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0,961pu$). Por sua vez, os níveis de tensão V_1 para o caso 3 são menores do que para o caso 2 ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0,965pu$). Já para as curvas de carregamento, com $Pe = 0,8pu$, os níveis de tensão atingem valores um pouco maiores do que os da situação anterior, para uma mesma condição de carregamento.

Contudo, o mesmo comportamento se repete: os níveis de tensão, para o caso 1, para uma dada condição de carga ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0,942pu$), são menores do que para o caso 3 ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0,964pu$). Também, os níveis de tensão, para o caso 3, são menores do que para o caso 2 ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0,968pu$). Observa-se, também, que a medida que o carregamento é maior a diferença de tensão V_1 entre o caso 1 e os outros casos é maior, sendo que esta diferença de tensão entre os casos 2 e 3 permanece aproximadamente igual.

O limite de estabilidade estática para situação de $Pe = 0,3pu$, para caso 1, ficou fora do intervalo exibido na Fig. 12. Para os casos 2 e 3, o sistema inicia instável, tornando-se estável, a medida que o carregamento aumenta, a partir dos pontos assinalados. Para o caso 1, na situação de $Pe = 0,3pu$, o sistema é sempre estável; já para $Pe = 0,8pu$, o sistema torna-se estável a partir do ponto assinalado no gráfico.

As tabelas 5 e 6, vistas a seguir, exibem os pontos de máximo carregamento para os 3 casos, mostrando os valores de P_1 , Q_{1nom} e V_1 alcançados nesta condição limite.

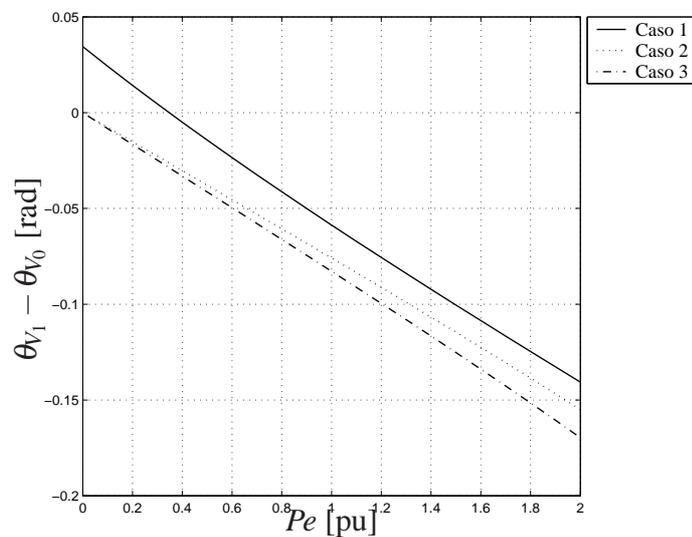
Tabela 5: Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, impedância constante).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	1,760	2,325	38,55	2,193	30,69
Q_1 [pu]	1,320	1,744	38,55	1,645	30,69
V_1 [pu]	0,741	0,572	-19,79	0,537	-24,71

Tabela 6: Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,8\text{pu}$ (modelo ZIP, impedância constante).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	2,080	2,162	3,941	2,132	2,500
Q_1 [pu]	1,560	1,621	3,941	1,599	2,500
V_1 [pu]	0,695	0,460	-33,75	0,425	-38,84

Os resultados das simulações para as curvas da diferença de ângulo entre as barras, considerando o modelo ZIP, impedância constante, nos três casos, são vistos na Fig. 14.

**Figura 14: Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo ZIP, impedância constante).**

Pode-se observar claramente, que a diferença de ângulo é sempre decrescente nos três casos. Nota-se, também, que a diferença de ângulo entre as barras atinge valores menores para o caso 3 do que para os outros dois casos.

Os resultados das simulações para as curvas da participação do gerador, considerando o modelo ZIP, impedância constante, nos três casos, são vistos na Fig. 15.

Pode-se observar uma diferença significativa em todos os indicadores em função do efeito da resistência da linha. Um erro de até 38% pode ser observado nas curvas de carregamento, para $Pe = 0,8\text{pu}$, ainda dentro dos limites de operação estável do sistema, embora os limites de operação estável possam ser previstos com relativa precisão mesmo negligenciando a re-

sistência. Já para $Pe = 0.3pu$, há um incremento no erro de previsão dos limites de operação estável. Por outro lado, há uma redução no erro nas curvas de carregamento.

Os resultados para os casos 2 e 3 mostram-se muito mais similares do que os casos 1 e 2, em todos os indicadores. Isto evidencia que o efeito da resistência da linha é inerentemente ligado a sua natureza, isto é, a característica resistiva é mais determinante desta influência do que a sua contribuição na magnitude da impedância. O fato de agregar o módulo da resistência à reatância que modela a linha não contribui significativamente com a melhoria dos resultados.

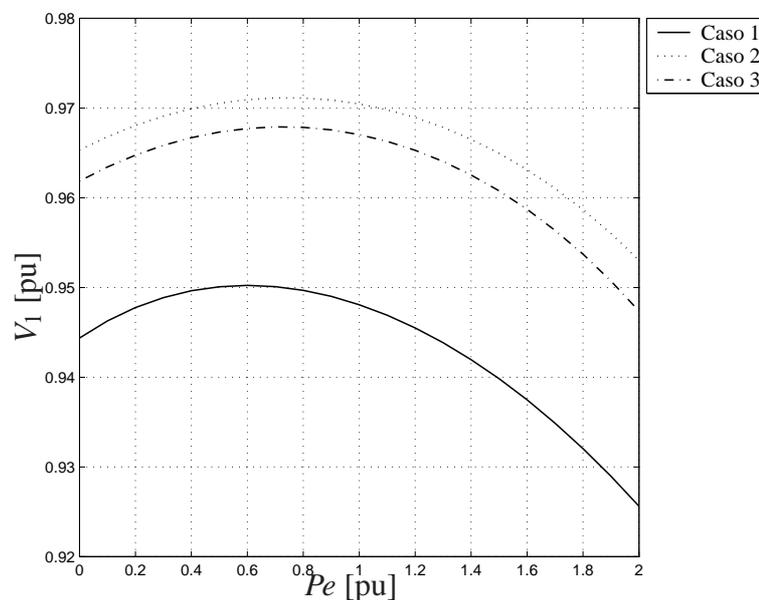


Figura 15: Curva da participação do gerador (modelo ZIP, impedância constante).

4.7.2 Carga com Potência Constante

A Tab. 7, mostra os valores do modelo estático de carga que foram utilizados nas simulações de carregamento com a carga comportando-se como potência constante.

Tabela 7: Parâmetros do modelo estático de cargas (potência constante).

a_0	0, 0.1, ..., 1.5	b_0	0, 0.075, ..., 1.125
a_1	0	b_1	0
a_2	0	b_2	0

Já os resultados das simulações para as curvas de carregamento são, neste caso, vistos a seguir nas Fig. 16 e 17.

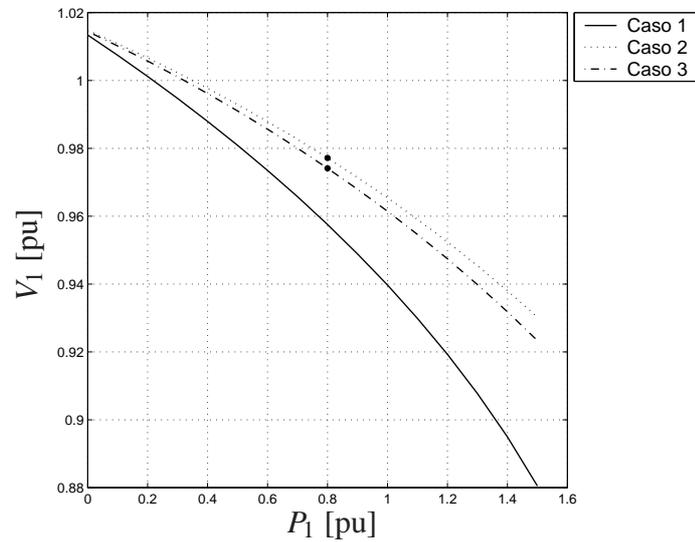


Figura 16: Curva de carregamento para $P_e = 0,3$ pu (modelo ZIP, potência constante).

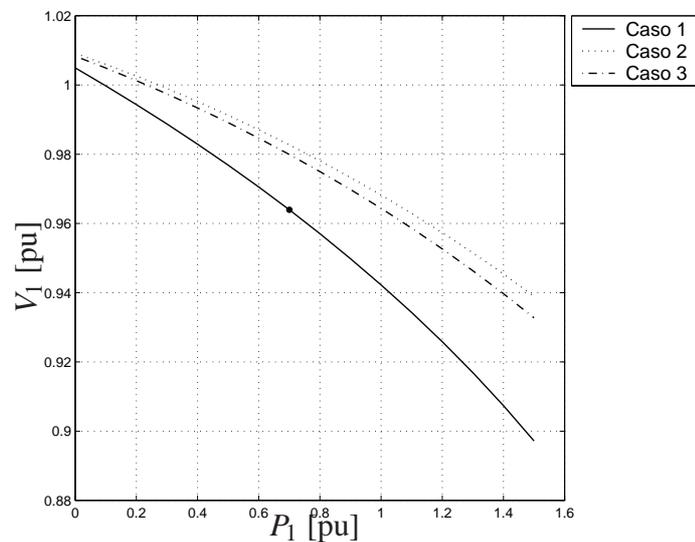


Figura 17: Curva de carregamento para $P_e = 0,8$ pu (modelo ZIP, potência constante).

Pode-se observar, novamente, que para a situação de $P_e = 0,3$ pu os níveis de tensão, caso 1, para uma dada condição de carga ($P_1 = 1$ pu, $V_1 \approx 0,939$ pu), são menores do que para o caso 3 ($P_1 = 1$ pu, $V_1 \approx 0,961$ pu). Por sua vez, os níveis de tensão, para o caso 3, são menores do que para o caso 2 ($P_1 = 1$ pu, $V_1 \approx 0,963$ pu).

Já para as curvas de carregamento, com $Pe = 0.8pu$, os níveis de tensão atingem, também, valores um pouco maiores do que os da situação anterior, para uma mesma condição de carregamento. Novamente os resultados se repetem: os níveis de tensão, para o caso 1, para uma dada condição de carga, também são menores do que para o caso 3 e, também, os níveis de tensão, para o caso 3, são menores do que para o caso 2.

O limite de estabilidade estática para a situação de $Pe = 0.3pu$, para o caso 1, novamente ficou fora da região do intervalo exibido na Fig. 16. Fato semelhante aconteceu para os casos 2 e 3, neste caso na situação de $Pe = 0.8pu$. Para os casos 2 e 3, na situação de $Pe = 0.3pu$, o sistema inicia instável, tornando-se estável, a medida que o carregamento aumenta, a partir dos pontos assinalados; já na situação de $Pe = 0.8pu$, o sistema é sempre instável. Para o caso 1, na situação de $Pe = 0.3pu$, o sistema é sempre estável; já para $Pe = 0.8pu$, o sistema torna-se estável a partir do ponto assinalado no gráfico.

As tabelas 8 e 9, vistas a seguir, exibem os pontos de máximo carregamento para os 3 casos, mostrando os valores de P_1 , Q_{1nom} e V_1 adquiridos nesta condição limite.

Tabela 8: Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo ZIP, potência constante).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	1.800	2.700	50.00	2.600	44.444
Q_1 [pu]	1.350	2.025	50.00	1.950	44.444
V_1 [pu]	0.806	0.724	-10.173	0.737	-8.561

Tabela 9: Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo ZIP, potência constante).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	2.100	3.000	42.857	3.000	42.857
Q_1 [pu]	1.575	2.250	42.857	2.250	42.857
V_1 [pu]	0.801	0.746	-6.866	0.665	-16.978

Os resultados das simulações para as curvas da diferença de ângulo entre as barras, considerando o modelo ZIP, potência constante, nos três casos, são vistos na Fig. 18.

Observa-se, novamente, que a diferença de ângulo é sempre decrescente nos três casos e, também, que a diferença de ângulo entre as barras atinge valores menores para o caso 3.

Os resultados das simulações para as curvas da participação do gerador, considerando o modelo ZIP, potência constante, nos três casos, são vistos na Fig. 19.

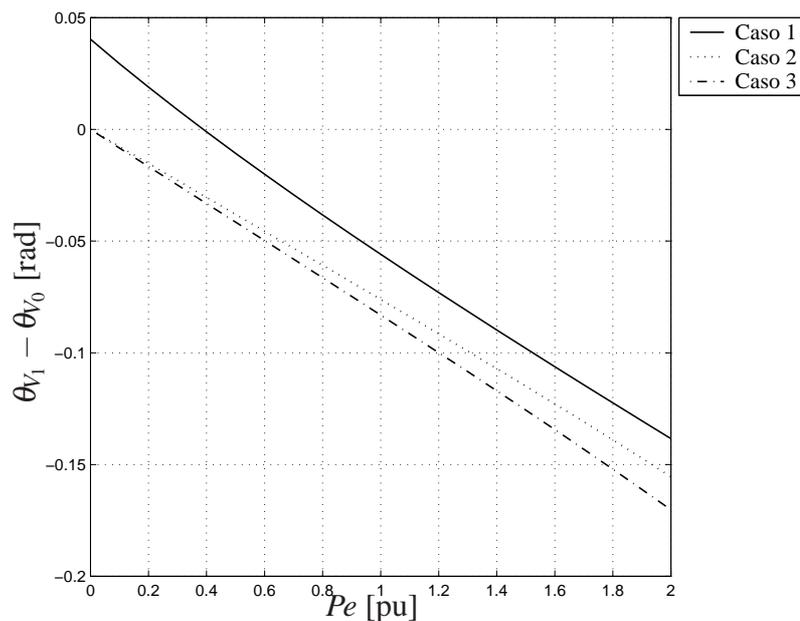


Figura 18: Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo ZIP, potência constante).

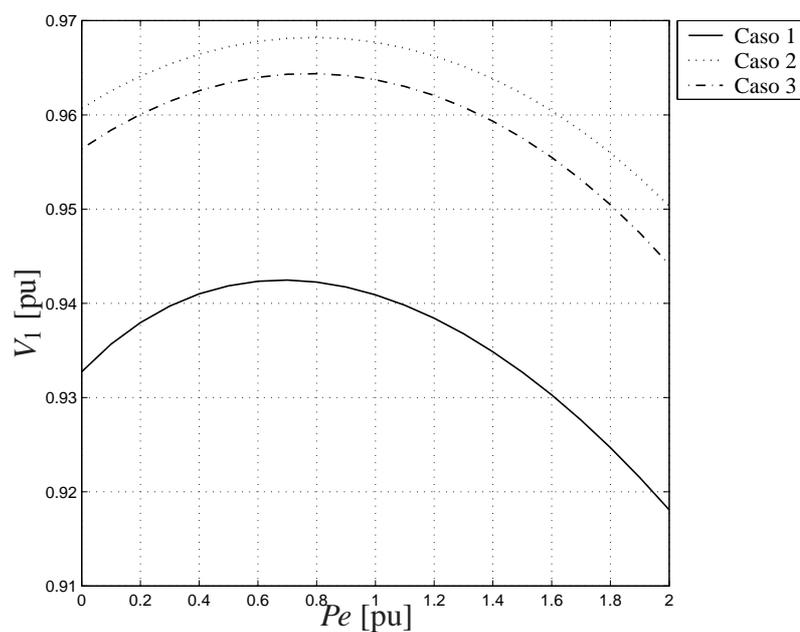


Figura 19: Curva da participação do gerador (modelo ZIP, potência constante).

Os resultados para este caso estão na mesma direção do caso da carga com impedância constante, porém ocorre um incremento muito grande no erro de previsão dos limites de operação estável, o qual chega próximo aos 50%. Por outro lado, há uma redução nas diferenças das curvas de carregamento para os 3 casos, indicando menor influência da resistência da linha para a carga com potência constante.

4.7.3 Carga com Corrente Constante

A Tab. 10, mostra os valores do modelo estático de carga que foram utilizados nas simulações de carregamento com a carga comportando-se como corrente constante.

Tabela 10: Parâmetros do modelo estático de cargas (corrente constante).

a_0	0	b_0	0
a_1	0, 0.1, ..., 2	b_1	0, 0.075, ..., 1.5
a_2	0	b_2	0

Os resultados das simulações para as curvas de carregamento são vistos a seguir nas Fig. 20 e 21.

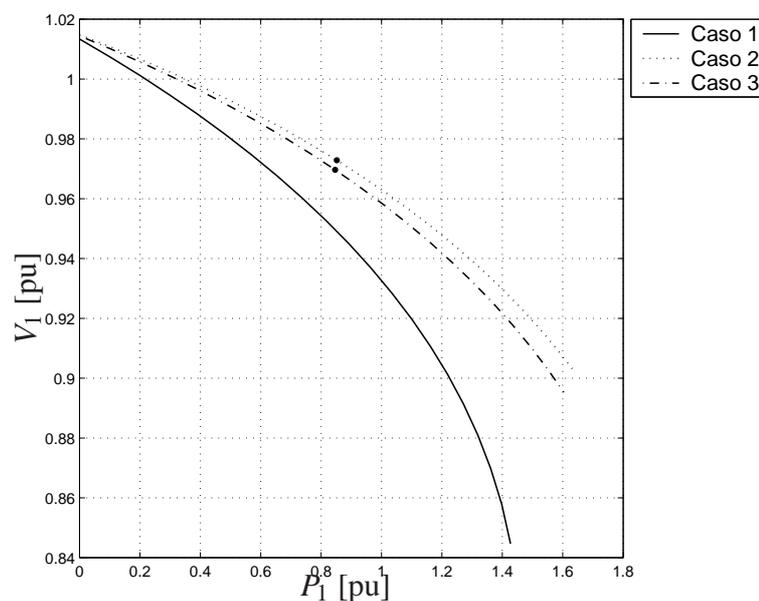


Figura 20: Curva de carregamento para $P_e = 0,3 \text{ pu}$ (modelo ZIP, corrente constante).

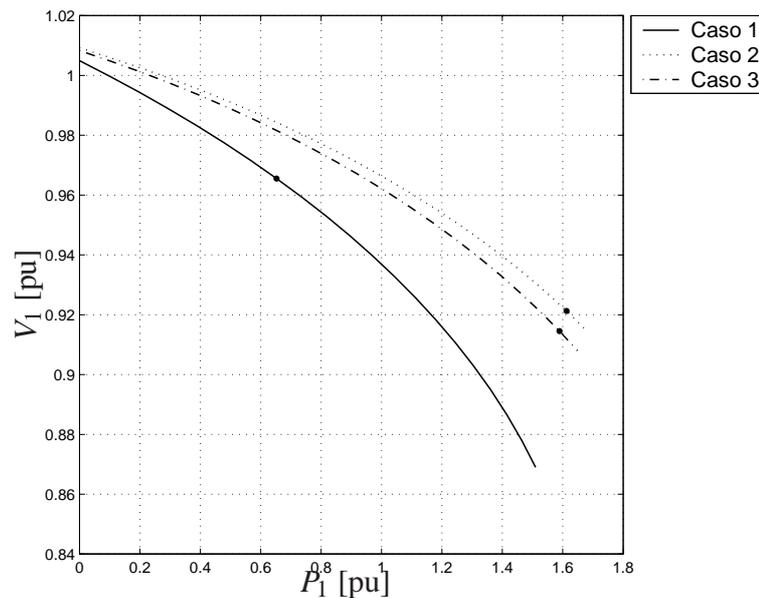


Figura 21: Curva de carregamento para $P_e = 0,8 \text{ pu}$ (modelo ZIP, corrente constante).

Pode-se observar novamente, que para a situação de $P_e = 0,3 \text{ pu}$ os níveis de tensão, caso 1, para uma dada condição de carga ($P_1 = 1 \text{ pu}$, $V_1 \approx 0,932 \text{ pu}$), são menores do que para o caso 3 ($P_1 = 1 \text{ pu}$, $V_1 \approx 0,958 \text{ pu}$). Por sua vez, os níveis de tensão, para o caso 3, são menores do que para o caso 2 ($P_1 = 1 \text{ pu}$, $V_1 \approx 0,963 \text{ pu}$).

Já para as curvas de carregamento, com $P_e = 0,8 \text{ pu}$, os níveis de tensão atingem, também, valores um pouco maiores do que os da situação anterior, para uma mesma condição de carregamento. Novamente, os resultados com relação aos níveis de tensão se repetem.

O limite de estabilidade estática para a situação de $P_e = 0,3 \text{ pu}$, para o caso 1, ficou fora do intervalo exibido na Fig 20. Para os casos 2 e 3, o sistema inicia instável, tornando-se estável, a medida que o carregamento aumenta, a partir dos pontos assinalados. Para o caso 1, na situação de $P_e = 0,3 \text{ pu}$, o sistema é sempre estável; já para $P_e = 0,8 \text{ pu}$, o sistema torna-se estável a partir do ponto assinalado no gráfico.

As tabelas 11 e 12, vistas a seguir, exibem os pontos de máximo carregamento para os 3 casos, mostrando os valores de P_1 , Q_{1nom} e V_1 obtidos nesta condição limite.

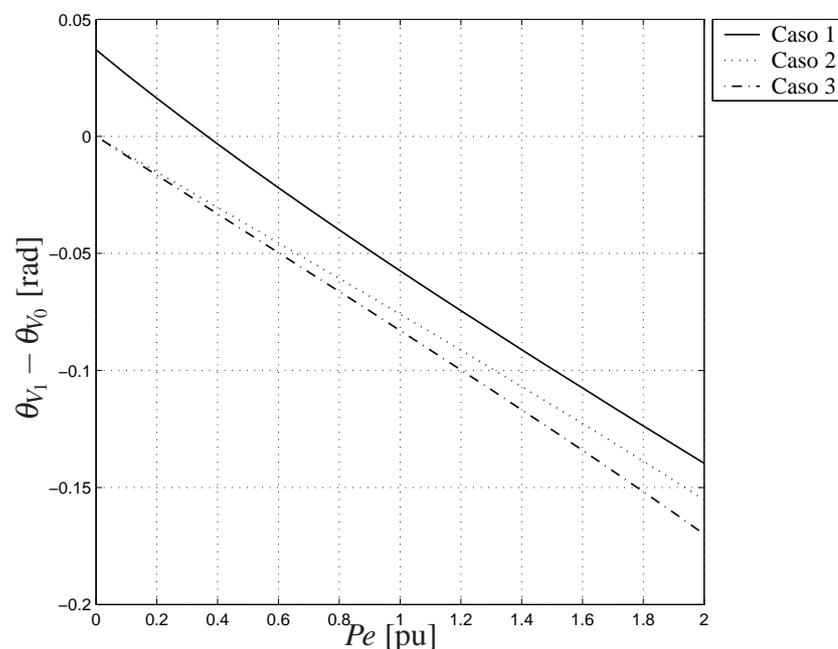
Tabela 11: Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3\text{pu}$ (modelo ZIP, corrente constante).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	1.817	2.598	42.983	2.530	39.243
Q_1 [pu]	1.363	1.949	42.983	1.897	39.243
V_1 [pu]	0.7903	0.633	-19.802	0.617	-21.928

Tabela 12: Pontos de máximo carregamento $Pe = 0,8\text{pu}$ (modelo ZIP, corrente constante).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	2.182	3.045	39.551	2.782	27.497
Q_1 [pu]	1.637	2.284	39.551	2.087	27.497
V_1 [pu]	0.752	0.634	-15.691	0.545	-27.526

O comportamento do SEP, Fig. 22, com relação ao sincronismo, obtido neste caso, é semelhante ao obtido anteriormente nas análises para potência e impedância constantes.

**Figura 22: Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo ZIP, corrente constante).**

Os resultados das simulações para as curvas da participação do gerador, considerando o modelo ZIP, impedância constante, nos três casos, são vistos na Fig. 23.

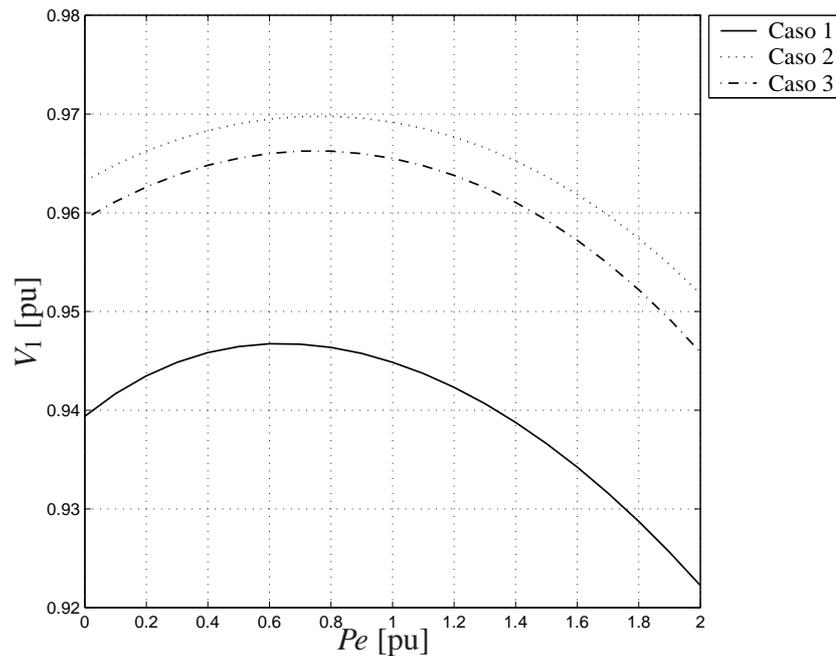


Figura 23: Curva da participação do gerador (modelo ZIP, corrente constante).

Pode-se observar que os resultados em todos os indicadores são bastante similares para as cargas com potência constante e corrente constante. Contudo, as diferenças nas curvas de carregamento são maiores quando a carga é de corrente constante. Por outro lado, o erro nos pontos de máximo carregamento são maiores para o caso de cargas com potência constante.

Novamente observa-se que o grande diferencial está no caso 1 frente aos casos 2 e 3, os quais apresentam resultados menos discrepantes em todos os indicadores.

4.8 SIMULAÇÕES DO MODELO DINÂMICO DE CARGAS

O modelo dinâmico apresenta outras dependências com relação à tensão, explorando expoentes não inteiros da tensão nos modelos de potência da carga, que não são consideradas no modelo ZIP.

Ressalta-se então, o objetivo de se utilizar este modelo aqui não é considerar a sua dinâmica e sim a sua dependência com relação à tensão, que é diferente daquelas obtidas com o modelo estático.

A Tab. 13, mostra os valores do modelo dinâmico de carga que foram utilizados nas simulações de carregamento.

Tabela 13: Parâmetros do modelo dinâmico de cargas.

a_0	0	b_0	0
a_1	0	b_1	0
a_2	0, 0.1, ..., 1.5	b_2	0, 0.075, ..., 1.125
ξ	0.5	σ	0.5
α	0.4	β	5
Tp	25	Tq	25

Os resultados das simulações para as curvas de carregamento são vistos a seguir nas Fig. 24 e 25 .

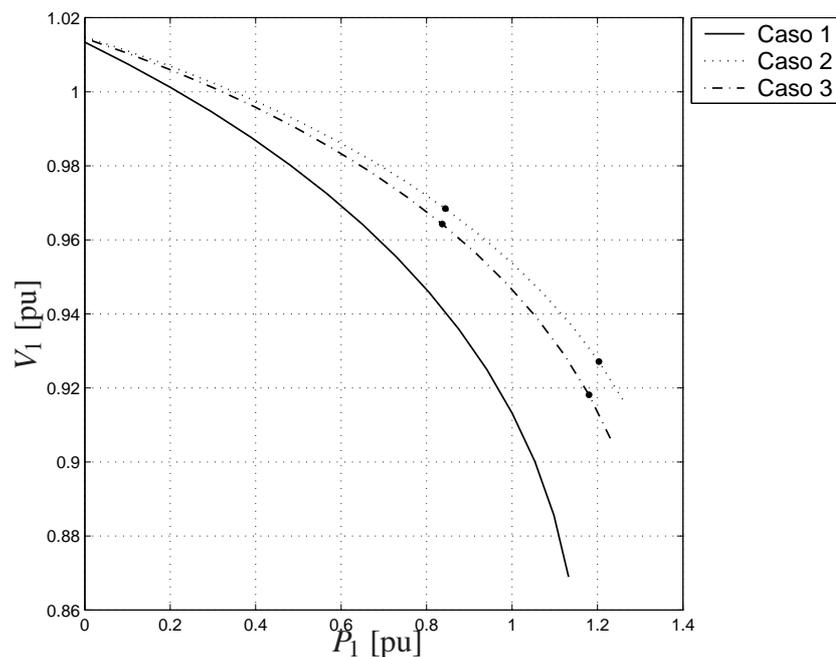


Figura 24: Curva de carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo dinâmico de cargas).

Analogamente ao modelo estático, pode-se observar, agora para o modelo dinâmico, que para a situação de $Pe = 0.3pu$ os níveis de tensão, caso 1, para uma dada condição de carga ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0.913pu$), são menores do que para o caso 3 ($P_1 = 1pu$, $V_1 \approx 0.947pu$). Por sua vez, os níveis de tensão V_1 , caso 3, são menores do que para o caso 2 ($V_1 \approx 0.954pu$).

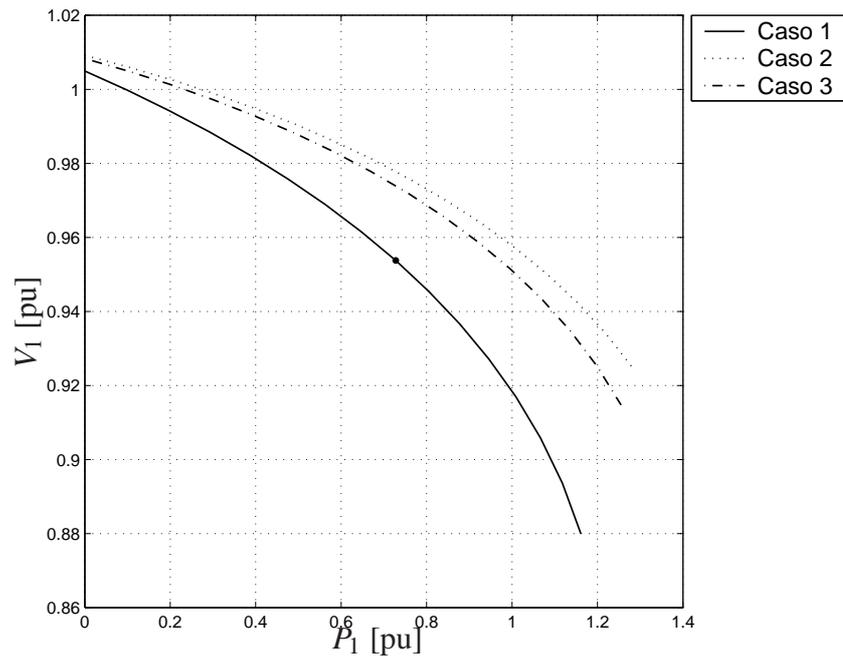


Figura 25: Curva de carregamento para $Pe = 0,8$ pu (modelo dinâmico de cargas).

Já para as curvas de carregamento, com $Pe = 0,8$ pu, os níveis de tensão atingem valores um pouco maiores do que a situação anterior, para uma mesma condição de carregamento, de modo semelhante ao obtido para o modelo estático.

O limite de estabilidade estática para a situação de $Pe = 0,3$ pu, para o caso 1, ficou fora do intervalo exibido na Fig 24. Fato semelhante ocorreu na Fig 25, para os casos 2 e 3. Para os casos 2 e 3, na situação de $Pe = 0,3$ pu, o sistema inicia instável, tornando-se estável, a medida que o carregamento aumenta, a partir dos primeiros pontos assinalados, voltando a ser instável a partir dos seguinte pontos assinalados. Para o caso 1, na situação de $Pe = 0,3$ pu, o sistema é sempre estável; já para $Pe = 0,8$ pu, o sistema torna-se estável a partir do ponto assinalado no gráfico.

As Tab. 14 e 15 exibem os pontos de máximo carregamento para os 3 casos.

Novamente, os resultados se repetem: os níveis de tensão, para o caso 1, para uma dada condição de carga, são menores do que para o caso 3.

Tabela 14: Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,3pu$ (modelo dinâmico).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	1.149	1.326	15.404	1.312	14.186
Q_1 [pu]	0.862	0.994	15.404	0.984	14.186
V_1 [pu]	0.822	0.794	-3.356	0.831	1.082

Tabela 15: Pontos de máximo carregamento para $Pe = 0,8pu$ (modelo dinâmico).

Variáveis	Caso 1	Caso 2	Erro %	Caso 3	Erro %
P_1 [pu]	1.113	1.456	30.817	1.351	21.383
Q_1 [pu]	0.835	1.092	30.817	1.013	21.383
V_1 [pu]	0.765	0.832	8.758	0.822	7.451

Também, os níveis de tensão, para o caso 3, são menores do que para o caso 2, nas duas condições de Pe . Iguamente aos resultados obtidos para o modelo estático, a medida que o carregamento é maior a diferença de tensão V_1 entre o caso 1 e os outros casos é maior; com a diferença de tensão entre os casos 2 e 3 mantendo-se pequena.

Na situação de $Pe = 0.3pu$, para os casos 2 e 3, a região do gráfico compreendida entre os pontos representa a região de estabilidade estática, com os pólos da matriz Jacobiana sendo negativos. Os limites de estabilidade estática para a situação de $Pe = 0.8pu$, para os casos 2 e 3, ficaram fora do intervalo exibido na Fig. 25. Fato semelhante ocorreu para a situação de $Pe = 0.3pu$, para o caso 1.

Os resultados das simulações para as curvas da diferença de ângulo entre as barras, considerando o modelo dinâmico, nos três casos, são vistos na Fig. 26. Observa-se um comportamento semelhante ao obtido para o modelo estático. Nota-se, mais uma vez, que a diferença de ângulo entre as barras atinge valores menores para o caso 3.

As simulações para as curvas da participação do gerador, considerando-se o modelo dinâmico de cargas, nos três casos, são vistas a seguir na Fig. 27.

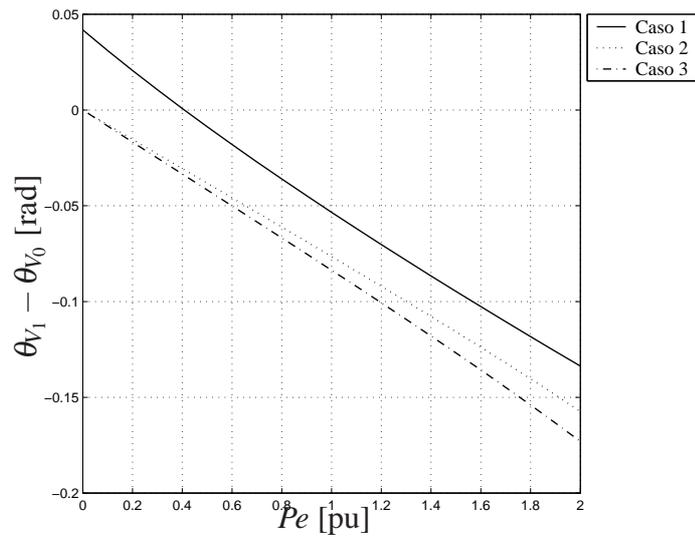


Figura 26: Curva da diferença de ângulo entre as barras (modelo dinâmico).

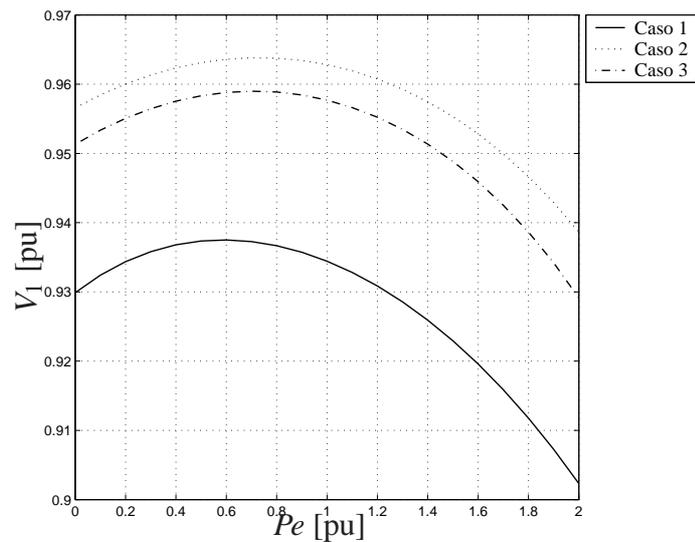


Figura 27: Curva da participação do gerador (modelo dinâmico).

Igualmente aos resultados obtidos para a diferença de ângulo entre as barras, vê-se que os resultados das curvas da participação do gerador, considerando o modelo estático e dinâmico, são muito semelhantes, como descrito anteriormente. Pode-se observar novamente uma diferença significativa em todos os indicadores em função do efeito da resistência da linha. Um erro de até 30% pode ser observado nas curvas de carregamento. Contudo, os limites de operação estável, na média, atingiram valores menores do que para os outros modelos.

Novamente, os resultados para os casos 2 e 3 mostram-se muito mais similares do que os casos 1 e 2, em todos os indicadores. Isto evidencia que o efeito da resistência da linha é inerentemente ligado a sua natureza, isto é, a característica resistiva é mais determinante desta influência do que a sua contribuição na magnitude da impedância independente da relação de tensão que é considerada. O fato de agregar o módulo da resistência à reatância que modela a linha não contribui significativamente com a melhoria dos resultados.

4.9 CONCLUSÕES

Neste capítulo analisou-se alguns aspectos de modelagem fundamentais para o estudo de sistemas de produtores independentes conectados ao sistema de distribuição.

Foi analisado o efeito de negligenciar a resistência elétrica da linha de distribuição no contexto da geração distribuída e as simulações realizadas por meio de sucessivas soluções de fluxo de carga, apresentadas ao longo deste capítulo, considerando um modelo alternativo de SEP, buscaram avaliar:

- o erro presente nas curvas de carregamento para um dado gerador graças à consideração de diferentes valores para a impedância da linha de distribuição, levantando o perfil de tensão do sistema em diversas condições de carregamento e identificando, também, os limites de estabilidade e os pontos de máximo carregamento nos diferentes casos;
- a diferença de ângulo entre as barras por meio das mesmas considerações apresentadas para as curvas de carregamento, considerando um valor de carga constante;
- a participação da potência do gerador, com as mesmas condições anteriores.

Para tal, analisou-se três casos:

- Caso 1. Examinou-se o modelo mais completo da linha contendo resistência e reatância;

- Caso 2. Considerou-se o modelo simplificado da linha, típico na análise de SEP, negligenciando a resistência elétrica;
- Caso 3. Observou-se um modelo simplificado alternativo, onde toda a impedância da linha é representada por uma reatância de mesmo módulo.

Dos resultados das simulações das curvas de carregamento, pode-se citar:

- os níveis de tensão, para o caso 1, para uma certa condição de carregamento, atingiram valores menores do que para os outros casos em todos os modelos de cargas avaliados para as duas unidades de GD (0.3pu e 0.8pu).
- os níveis de tensão, para o caso 2 e 3, atingiram valores semelhantes em todos os modelos de cargas avaliados.
- para $Pe = 0.3pu$, o modelo dinâmico de carga apresentou um erro relativo, nos níveis de tensão e potência, menor do que os modelos estáticos em relação ao caso 1 (modelo completo da linha),
- já para $Pe = 0.8pu$, o modelo estático de carga, com impedância constante, apresentou um erro relativo, nos níveis de potência, menor do que os outros modelos de carga em relação ao caso 1;
- agora, para $Pe = 0.8pu$, o modelo dinâmico de carga, apresentou um erro relativo, nos níveis de tensão, menor do que os outros modelos em relação ao caso 1;

Os resultados encontrados para os limites de estabilidade estática para os modelos estático e dinâmico de cargas foram semelhantes, exceto na situação de $Pe = 0.3pu$ para o modelo dinâmico, o qual apresentava apenas uma região de estabilidade.

Estes resultados demonstraram a influência da resistência da linha de distribuição neste tipo de análise, encontrando-se uma grande diferença entre os casos simulados em função da resistência. Em ambos modelos estático e dinâmico de cargas, para a situação de $Pe = 0.3pu$, casos 2 e 3, o limite de estabilidade estática é atingido antes do caso 1. Para situação de $Pe = 0.8$ o resultado se inverte, o limite de estabilidade estática para o caso 1 é atingido antes dos casos 2 e 3.

A avaliação de diversos indicadores do sistema sobre um caso específico de geração distribuída demonstrou a influência significativa da resistência da linha em todos os indicadores avaliados. A influência nos diversos indicadores, todos ligados ao comportamento estático do sistema, em alguns casos chegou a 50%. Tal resultado evidencia a necessidade de adequação de modelos classicamente utilizados no estudo de sistemas de energia para o contexto da geração distribuída.

As análises também permitem concluir que o efeito da resistência da linha sobre o sistema se deve diretamente a sua natureza, mais do que ao seu módulo, no sentido de que substituí-la por uma reatância não constitui uma alternativa adequada de modelagem. Assim, coloca-se a necessidade de considerar a resistência da linha nos estudos de sistemas de geração distribuída, sob pena de obter resultados não confiáveis das análises.

A partir dos resultados obtidos, vê-se também que os níveis de carregamento atingem valores menores quando não se considera a resistência na impedância da linha de distribuição. Isto representa uma situação de risco visto que ao dimensionar o sistema desconsiderando-se a resistência da linha, os níveis de tensão atingem valores menores do que os esperado, prejudicando o dimensionamento e definição do ponto de operação do gerador.

Os resultados das curvas da diferença angular entre as barras e das curvas de participação do gerador, nos três casos, em todos os modelos de cargas avaliados, para as duas unidades de GD de potências distintas, foram semelhantes.

Através dos resultados obtidos, pode-se então concluir que a consideração da resistência na impedância da linha de transmissão implica, principalmente, em uma nova definição das margens de carregamento neste novo tipo de concepção de SEP.

5 DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA EXPERIMENTAL PARA ESTUDO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Construiu-se um protótipo de produtor independente ligado à rede de distribuição e uma estrutura de controle e supervisão via microcomputador para avaliar, dentre outros:

- o comportamento elétrico típico da usina de um produtor independente conectado ao nível de distribuição ou subtransmissão e do sistema em seu entorno, sob os pontos de vista estático e dinâmico;
- certos critérios operativos, tais como o controle de tensão e limitações de reativos;
- o seu despacho de potência.

Entre outros objetivos, esse servirá de plataforma de experimentos de pesquisa, ensino e extensão em sistemas de controle e automação industrial no DELET da UFRGS.

Este sistema é formado por um gerador de 100kVA conectado à rede de distribuição, possuindo cargas resistivas e indutivas, que podem ser ligadas ou desligadas, emulando condições de operação semelhantes às reais.

Este também é composto de um sistema para simulação, um sistema supervisor para controle de operação e realização de ensaios, onde têm-se uma visualização gráfica das variáveis do sistema, e os algoritmos necessários para tal.

Assim, torna-se possível a simulação dinâmica de modelos de sistemas elétricos de potência em distintos cenários e a validação experimental do comportamento dos grupos geradores em diversas condições de operação, incluindo a análise de desempenho estático, ensaios de curto-circuito (em implementação) e as variações de despacho ativo e reativo de potência.

Ao longo deste capítulo, serão descritos os componentes físicos e lógicos desse sistema, incluindo os componentes do protótipo de produtor independente, gerador, motor e cargas,

na seção 5.2, onde os barramentos industriais usados também serão abordados. O sistema de supervisão e controle proposto será descrito na seção 5.3, abrangendo as telas de ensaios e simulações montadas, bem como os algoritmos para tal, os ensaios disponíveis, a troca de dados entre o supervisor e o *Matlab*, entre outros. Por fim, o simulador do sistema com uma descrição do método de solução das equações algébricas, do método de integração, das rotinas e de seus algoritmos são avaliados na seção 5.4.

5.1 INTRODUÇÃO

A Fig. 28 ilustra o diagrama unifilar do protótipo de GD que se pretende implementar. A idéia principal é que este protótipo reproduzirá as características de produtor independente real, porém em uma escala de tensão e potência menores. O protótipo consiste de um grupo gerador conectado a uma linha de distribuição com várias barras ligadas a diversas cargas, como visto na Fig. 28.

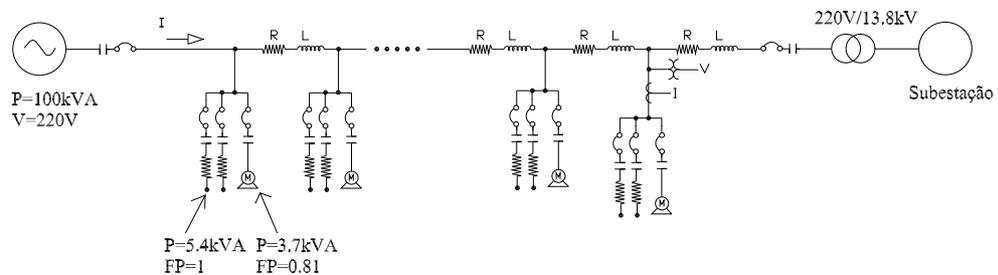


Figura 28: Diagrama unifilar do sistema.

Dentre os objetivos principais da montagem deste protótipo, conectado à rede interna do DELET na UFRGS, pode-se citar:

- estudo de sistemas de geração distribuída dos pontos de vista da modelagem, estabilidade, critérios operativos, falhas e outros;
- realização de simulações, com flexibilidade para incluir modelos alternativos para os diversos componentes do sistema, incluindo controladores;

- realização de ensaios experimentais diversos e confrontações destes com os resultados teóricos de simulações.

A Fig. 29, fornece uma visão macro do sistema e a relação entre os vários componentes, descritos em mais detalhes na seção a seguir.

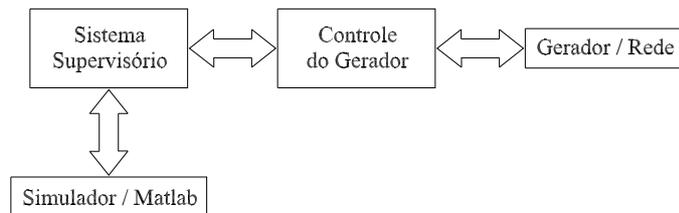


Figura 29: Visão macro do sistema.

O bloco Sistema Supervisório representa uma aplicação supervisória instalada em um microcomputador. Esta aplicação permite que o sistema, como um todo, possa ser controlado e analisado diretamente do microcomputador, sendo possível ligar ou desligar as cargas por meio do acionamento de contadoras, verificar as tensões trifásicas do barramento, ajustar a frequência do gerador, atuar na velocidade do motor a diesel, acionar ou parar o gerador síncrono, entre outros.

O bloco Simulador/Matlab representa um simulador de dinâmica de sistemas de potência que pode ser utilizado por meio da aplicação supervisória. É possível então por meio desta aplicação também efetuar simulações no *Matlab* que rodam simultaneamente com a aplicação supervisória, ajustando-se uma série de parâmetros para tal, como por exemplo o tempo de simulação, o tipo de modelo de gerador, o valor do salto de tensão em pu, e outros.

O Controle do Gerador representa o painel de controle, composto de CLPs, placas, baterias entre outros, e os reguladores, os sensores e atuadores responsáveis pelo controle de tensão e velocidade do gerador síncrono e da máquina primária.

Por fim, o bloco Gerador/Rede consiste de uma série de disjuntores e contadoras responsáveis pela proteção do grupo gerador.

5.2 ESTRUTURA FÍSICA DO PROTÓTIPO DE PRODUTOR INDEPENDENTE

O Protótipo de Produtor Independente é constituído fisicamente de um motor à diesel e de um gerador síncrono conectado ao barramento e as cargas. A idéia central é a configuração de um produtor independente de energia ligado ao sistema de distribuição e/ou subtransmissão.

A Fig. 30 fornece uma visão geral e mais completa do sistema e dos diversos elementos que o compõem.

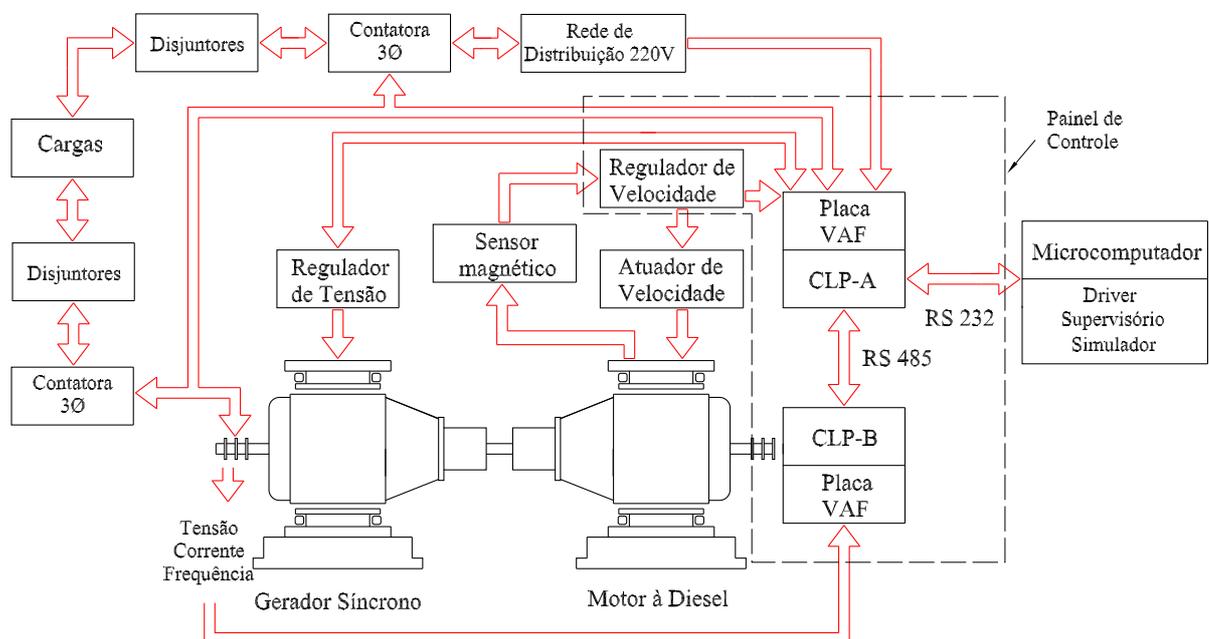


Figura 30: Diagrama esquemático do sistema.

Diversas cargas resistivas e indutivas podem ser ligadas na saída do gerador através de trechos de linha, conectando o gerador à rede de distribuição de baixa tensão (220V). O seccionamento é realizado por meio de contadoras.

Conta-se adicionalmente com Controladores Lógico Programáveis (CLPs), com disjuntores, acionados manualmente e com uma série de resistências e motores simulando as cargas. Existem também sensores de velocidade, atuadores e reguladores de velocidade e de tensão instalados na máquina primária e no gerador os quais se comunicam com os CLPs.

A proteção do sistema é realizada pelos disjuntores conectados à saída do gerador e à entrada da rede de distribuição. A supervisão do sistema é realizada por meio de um micro-computador conectado ao CLP de controle do grupo gerador.

A Fig. 31, a seguir, fornece uma visão real do gerador síncrono e do motor à diesel utilizados no protótipo. Uma descrição mais detalhada da estrutura física do protótipo de produtor independente pode ser encontrada em (GONÇALVES, 2004).

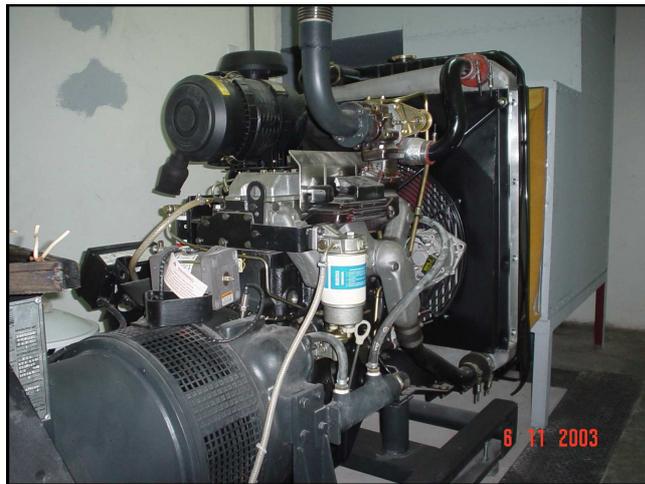


Figura 31: Vista do gerador síncrono e do motor à diesel.

5.2.1 Grupo Gerador

O conjunto formado pelo gerador síncrono e pelo motor a diesel será definido como Grupo Gerador. Este sistema pode fornecer uma potência contínua efetiva de 100kVA e uma potência de emergência de 110kVA, uma frequência de 60Hz e um fator de potência 0.8 indutivo. Possui ainda, um quadro de comando automático, com sistemas de partida, parada, supervisão e transferência de carga automática.

O Grupo Gerador apresenta ainda proteções com parada automática na ocorrência de defeitos, tanque de combustível, bateria com cabos e terminais, carregador automático de baterias, sistema de pré-aquecimento e demais acessórios. Para acionar o gerador utiliza-se um motor à diesel, o qual pode fornecer uma potência de 121CV.

Ao gerador síncrono estão associados o regulador automático de velocidade e de tensão, um atuador (montado no acionamento da bomba injetora) e um sensor magnético de velocidade. O regulador de velocidade atua sobre a potência mecânica fornecida ao rotor do gerador a fim de manter constante a velocidade do mesmo. O regulador de tensão tem por objetivo reduzir as flutuações na tensão terminal do gerador. Isto é feito através da atuação sobre a corrente de campo, ou seja, o regulador de tensão atua sobre o sistema de excitação do gerador.

5.2.2 Linha

Os vários trechos de linha de transmissão, conforme vistos na Fig. 28, são emulados por indutores fabricados para fornecer valores de resistência elétrica e reatância indutiva adequados. A resistividade elétrica do condutor utilizado na fabricação produz a resistência da linha.

5.2.3 Cargas

Conforme a concepção geral do circuito apresentada em Fig. 28, a idéia inicial é ter vários blocos de cargas ligados a vários trechos de linha conectados entre o gerador síncrono e a rede de distribuição.

As cargas instaladas na saída do gerador síncrono são compostas por um conjunto de resistências e motores de indução, com rotor do tipo gaiola, com uma potência de 3.7kW. As resistências, possuindo uma potência de 5.4kW cada, ficam dentro de um recipiente com água. O objetivo do projeto é permitir o seccionamento das cargas emulando diferentes composições de cargas ativas e reativas.

5.2.4 CLP

Através de dispositivos ligados ao módulo de entradas, o CLP monitora continuamente o estado da máquina síncrona. A Unidade Central de Processamento processa os dados externos

através do programa do usuário, que é um programa de controle gravado previamente na memória do CLP. As saídas são acionadas conforme as instruções contidas neste programa, cuja programação é feita através de uma linguagem bastante acessível e de fácil aprendizado.

O processo de programação é executado através do microcomputador, o que permite que o programa de controle seja editado e depurado antes de ser gravado ou transferido à CPU do controlador.

Todos os dados lidos ou enviados para o sistema supervisor passavam antes por um *Driver* de comunicação alojado no microcomputador. Os dados são enviados via RS232 para o CLP-A. Este CLP é responsável pela leitura e operação dos reguladores de velocidade e tensão, pelo acionamento das contadoras, e também pela leitura de tensão e corrente nas cargas e no barramento. Já o CLP-B é responsável, por exemplo, pelas leituras de tensão, corrente e frequência do gerador. A placa VAF, presente nos CLPs A e B, é responsável pela interface entre os dados de campo, vindos do grupo gerador e do barramento, e os CLPs.

5.2.5 Barramentos Industriais

Fez-se uso dos barramentos industriais que utilizam interfaces RS232 e RS485. Estes dois meios físicos de comunicação para barramentos são principalmente utilizados para a comunicação entre os CLPs e com o microcomputador. Uma interface do tipo RS232 pode ser convertida numa outra do tipo RS485 através de um simples conversor de interface, solução esta aqui empregada para realizar a comunicação entre os CLPs e o microcomputador.

Lançou-se mão também de um *driver* de tensão para adequar os níveis de tensão exigidos pela interface serial do microcomputador e do CLPs. O *driver* é um *software* ou *firmware* que tem acesso ao *hardware* (no caso de uma planta industrial, é constituído pelos barramentos industriais ou pelos dispositivos que atuam nos processos industriais).

A comunicação entre o *driver*, o sistema de automação, e o microcomputador é bidirecional: os dados adquiridos do sistema são disponibilizados para o microcomputador, tratados pela aplicação em níveis mais elevados, e devolvidos ao sistema pelo mesmo *driver*.

5.3 SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE IMPLANTADO

O sistema de supervisão tem acesso às variáveis de uma rede *Fieldbus*, por exemplo, através de uma base de dados OPC. Mais especificamente, no sistema em questão, o supervisor tem acesso às variáveis dos CLP por meio de um *driver* de comunicação, onde estas variáveis podem ser: entradas analógicas (EA) ou digitais (ED), saídas analógicas (SA) ou ainda saídas digitais (SD), ver Fig. 32. O sistema de supervisão utiliza a filosofia SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). No Apêndice B pode ser encontrado mais detalhes quanto aos Sistemas Supervisórios SCADA.

No sistema em questão, associam-se *Tags* a valores de registradores dos CLP. Assim, através do *driver* de comunicação serial, os valores dos registradores são passados, em tempo real, aos respectivos *Tags* e vice-versa. Tais *Tags* podem ser ainda processados internamente pela aplicação supervisória através da execução de *Scripts*.

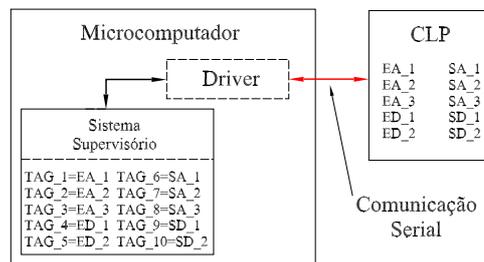


Figura 32: Tratamento dos dados de campo pelo supervisor.

Sistema Supervisório

As telas para supervisão e controle do grupo gerador foram desenvolvidas no Elipse com o intuito de permitir visualização do que está ocorrendo durante os ensaios e simulações.

Vários tipos de ensaios podem ser realizados e implementados. Mais especificamente é possível a realização de ensaios de salto de tensão (por meio do ajuste da tensão de campo do gerador síncrono), frequência (através de um atuador de velocidade na máquina primária) e de potência (via acionamento de cargas, ligadas na saída do gerador).

Na Fig. 33 tem-se a tela principal da aplicação supervisória. Nesta tela, o usuário consegue visualizar animações e valores das variáveis do processo, tais como os valores de tensão e corrente do gerador e do barramento, através de gráficos ou por meio de *displays*.

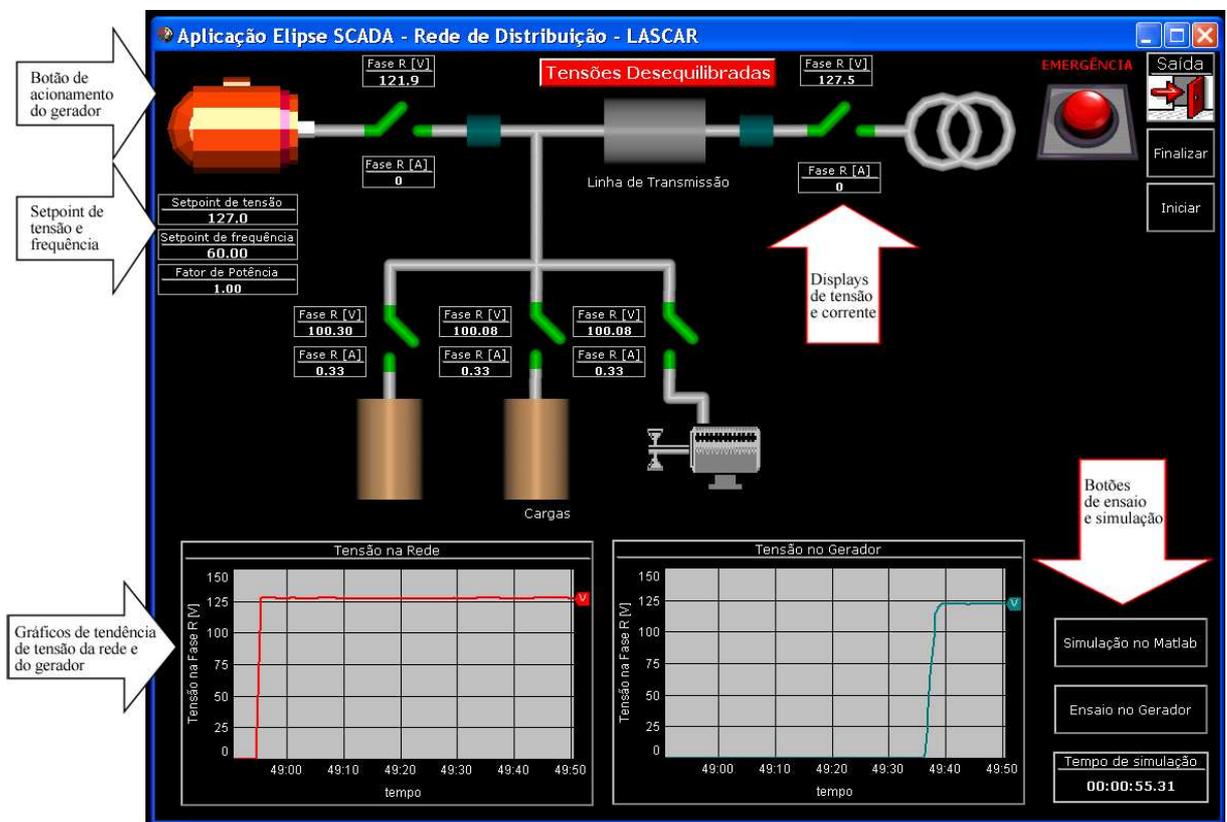


Figura 33: Tela principal da aplicação supervisória.

Há uma série de botões com as mais variadas funções, como citado anteriormente:

- Parada de emergência;
- Iniciar ou finalizar a aplicação;
- Ligar ou desligar o gerador;

- Fechar ou abrir contadoras;
- Realizar ensaios e simulações.

Há também *setpoints* para ajuste do valor de referência de tensão e de frequência do gerador. Ainda, em um *display*, o operador pode observar o tempo transcorrido de utilização da aplicação.

A operação do sistema supervisor é orientada por telas (ou janelas) com funções específicas. As telas que compõem o sistema supervisor são:

- Tela de ensaio de tensão;
- Tela de ensaio de frequência;
- Tela de ensaio de liga/desliga cargas;
- Tela de sincronismo;
- Tela de simulação.

A utilidade e funcionamento de cada tela são descritos a seguir.

Tela de Ensaio de Tensão

A tela *Ensaio de Tensão* pode ser vista na Fig. 34. Nesta, há um *setpoint* para digitar o valor do salto de tensão em pu que deseja-se aplicar ao gerador. Um gráfico de tendência mostra o valor de tensão em uma das fases do gerador a cada instante de tempo, através do qual pode-se acompanhar a realização de ensaios. Dois botões, Iniciar e Finalizar, permitem disparar e finalizar o ensaio em qualquer instante de tempo.

A Fig. 35 exibe o resultado experimental de um salto de tensão de 0.1pu aplicado ao gerador.

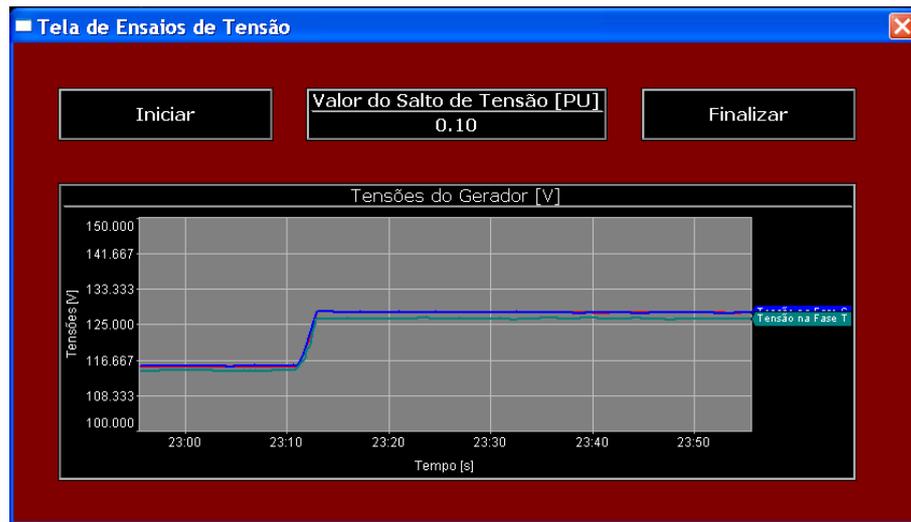


Figura 34: Tela de ensaios de tensão.

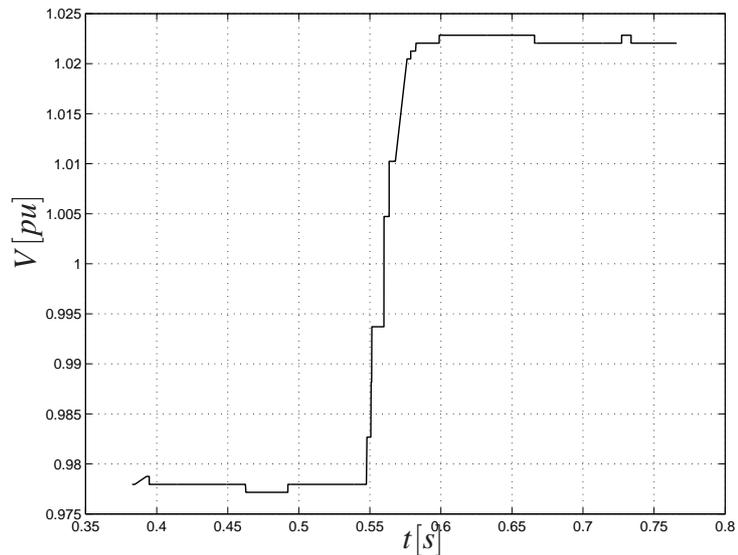


Figura 35: Ensaio de tensão realizado no gerador

Tela de Ensaio de Frequência

A tela de ensaio de salto de frequência é semelhante à tela de ensaio de salto de tensão, analisada anteriormente. Nesta, também há um *setpoint* para transcrever o valor do salto de frequência em pu a ser aplicado no gerador, um gráfico de tendência, exibindo constantemente o valor de frequência do gerador em Hz e dois botões para disparar e finalizar o ensaio.

Ressalta-se que este ensaio é concebido para ser realizado somente quando o gerador não está conectado à rede.

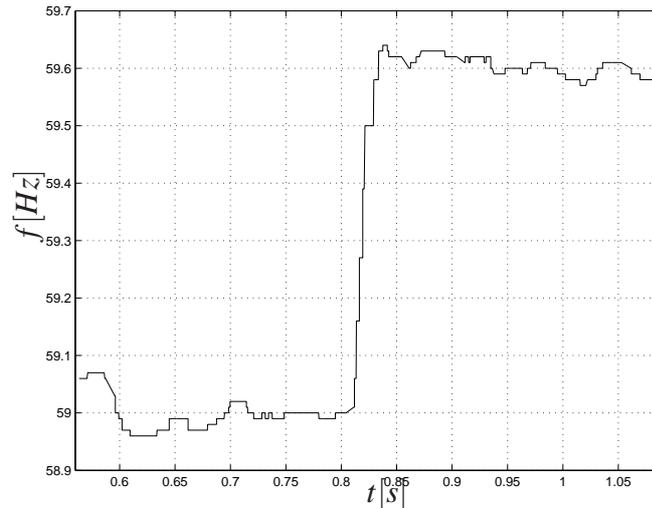


Figura 36: Ensaio de frequência realizado no gerador

A Fig. 36 acima, exibe o resultado experimental de um salto de frequência de 0.01pu aplicado no gerador.

Tela de Ensaio de Cargas

A tela de ensaios de carga é vista na Fig. 37. Nesta, há apenas dois botões: Ligar/Desligar Cargas e Finalizar juntamente com um gráfico de *Tendência* exibindo de modo contínuo a tensão do gerador em uma fase.

Através deste ensaio, é possível ligar ou desligar as cargas por meio das contadoras, simulando o acionamento de cargas conectadas na saída do gerador síncrono.

Tela de Sincronismo

A tela de sincronismo é usada para a visualizar as principais variáveis do grupo gerador durante a fase de conexão do gerador à rede. São mostradas variáveis como a frequência do gerador, as tensões do barramento, tensões da rede, frequência da rede, bem como uma sinalização do equilíbrio das tensões de cada fase (visualmente apresentadas como lâmpadas). Esta tela é exibida ao clicar-se sobre o botão que representa a contadora que liga o barramento ao grupo gerador.

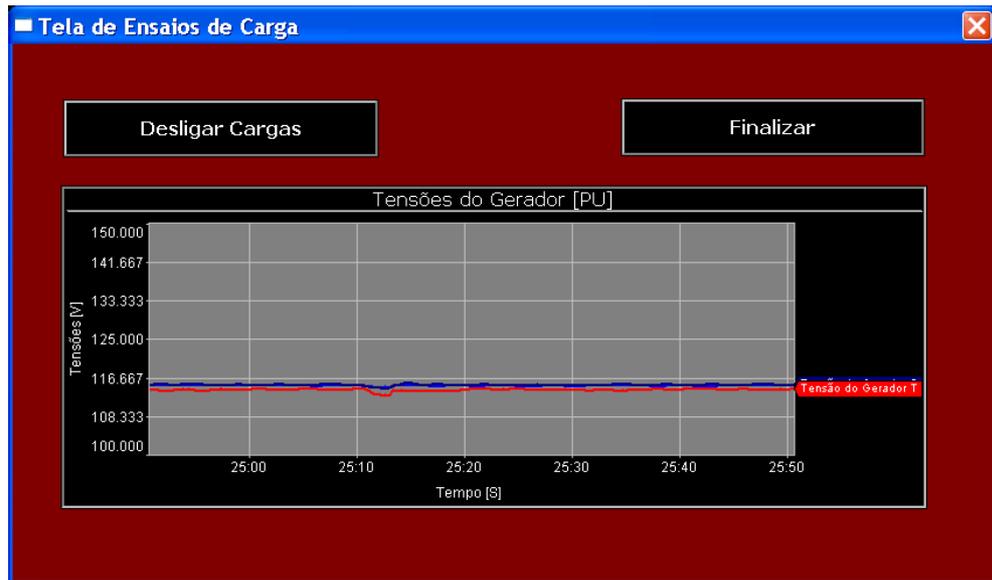


Figura 37: Tela de ensaios cargas.

Tela de Históricos

Também, ao dar-se um duplo clique com o mouse sobre os gráficos de tensão da rede ou do gerador, abre-se a tela de visualização dos gráficos, denominada *tela de Históricos*. Por meio desta tela é possível gerar arquivos de dados históricos para posterior análise e carregar antigos arquivos históricos de tensões do gerador.

O usuário pode optar entre os quatro ensaios disponíveis: de tensão, de carga, de frequência e de transferência de carga (em fase de finalização), qual deseja realizar. Sendo possível digitar o valor do salto de tensão ou de frequência em pu, por exemplo, que deseja-se aplicar no gerador ou ainda acionar um motor. Um gráfico de tendência, para cada caso, exhibe o valor da variável do gerador em questão a cada instante durante os ensaios.

Tela de Simulação

Através da *tela de Simulação* da aplicação supervisória, ver Fig. 38, é possível realizar uma série de simulações de SEP em paralelo com o *Matlab*. O SEP em questão está baseado no modelo de sistema de potência apresentado na seção 4.2, com n variando de 0 a 2.

Figura 38: Tela de simulações.

O modelo de cargas utilizado foi o modelo estático de cargas (ZIP), exposto na seção 2.2, com a potência constante, equações (25a) e (25b). É possível escolher nesta tela, também, por meio de *Sliders*, dentre os seis modelos de geradores, apresentados na Tab. 1, o modelo que irá ser usado nas simulações, bem como o tipo de simulação.

Os valores dos parâmetros dos geradores e dos trechos de linha são apresentados na Tab. 16. O número de amostras nas simulações é fixo e igual a 1000, a impedância do trecho de linha entre a barra 0 e a barra 1, por definição, é zero, resultando que a $P_1 = P_e$ e $V_1 = V_0$, sendo que os valores destas e de outras variáveis são definidos pelo usuário por meio de *setpoints*.

Para fins de simulação são utilizados os valores definidos pelos *setpoints* no supervisão, justamente para reproduzir as mesmas condições de operação da máquina real, por exemplo o valor de tensão do barramento, em pu. De modo semelhante, é possível arbitrar o valor da tensão do gerador e da potência elétrica, ambos em pu, respectivamente.

Tabela 16: Valores das constantes utilizadas nas simulações realizadas via supervisorio.

ω_s [rad/s]	376.9	H [Ws/VA]	0.090	D [Nm/pu]	0.001
X_d [Ω]	1.810	X'_d [Ω]	0.095	X''_d [Ω]	0.080
X_q [Ω]	0.665	X'_q [Ω]	0.665	X''_q [Ω]	0.665
T'_d [s]	0.771	T''_d [s]	0.00098	T'_q [s]	0.010
T''_q [s]	0.010623	T_a [s]	0.100	K_a	10.00
R_{12} [Ω]	0.360700	X_{12} [Ω]	0.7574	Z_{01} [Ω]	0

Há também uma série de *setpoints* que definem certos parâmetros necessários às rotinas no *Matlab*, como: o estado da rede, ligada (gerador ligado à carga e ao barramento¹) ou desligada (gerador ligado à carga sem o barramento²), o erro de solução de cada amostra, o tempo de simulação, entre outros, sendo que estes parâmetros e outros aspectos relacionados ao simulador serão abordados em mais detalhes na seção 5.4.

Há três tipos de simulações possíveis de serem realizadas por meio desta tela, em conjunto com o *Matlab*:

- Regime permanente;
- Rampa de potência;
- Salto de tensão.

Na simulação do tipo regime permanente, os valores obtidos da solução do fluxo de carga, com as condições de tensão do gerador, tensão do barramento e da potência elétrica arbitrados pelo usuário, para as variáveis do SEP, para a primeira amostra, permanecem até o fim do ensaio, não havendo nenhuma alteração no módulo e ângulo dos valores de potência, tensão ou corrente do sistema ou de quaisquer outras variáveis, simulando uma situação de regime permanente, permitindo comparar o fluxo de carga teórico com o experimental.

¹ $R_{12} = 0.3607$ e $X_{12} = 0.7574$

² $R_{12} = X_{12} = \infty$

Nas simulações de salto de tensão, em um certo momento definido pelo usuário, via *setpoint* que define o instante de tempo em que o salto será realizado, o valor de tensão de referência, V_{0ref} , do regulador, expressão (23), sofre o acréscimo de tensão, em pu.

Este salto é estipulado pelo operador através do *setpoint Valor do Salto de Tensão*, ver Fig. 38. A Fig. 39 exibe um resultado de simulação obtido pela aplicação de um salto de tensão positivo para os modelos de gerador exibidos na Tab. 1, onde foram utilizados os parâmetros mostrados na Tab. 17.

Tabela 17: Valores dos parâmetro utilizados nas simulações de ensaio de tensão.

V_1 [pu]	1.02	V_2 [pu]	1.00
Pe [pu]	0.30	ΔV_1 [pu]	0.10
t_s [s]	10.0	Δt [s]	0.01
ε	0.01	Δx_{max}	0.01

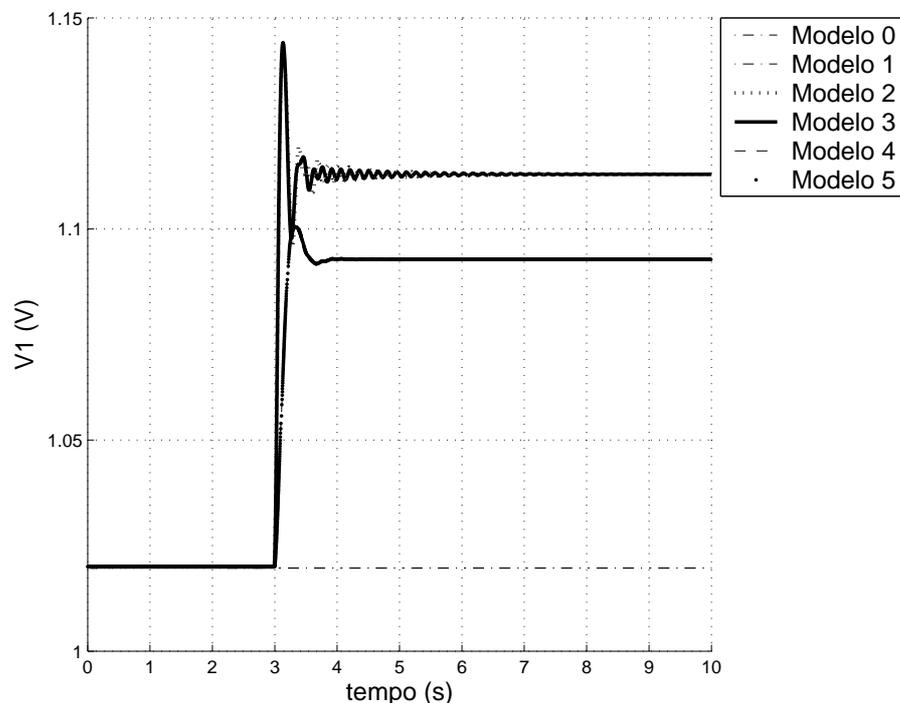


Figura 39: Simulações de salto de tensão para os modelos de gerador.

Para as simulações de rampa de potência, cabe ao operador definir, além do instante de tempo em que a rampa será realizada (de modo idêntico à simulação de salto de tensão),

outros parâmetros: o tempo de subida da potência mecânica do gerador, o intervalo de tempo em que o valor de potência mecânica ficará estável e o acréscimo de potência mecânica.

Nas simulações de rampa, passado o intervalo de tempo em que a potência fica no seu novo patamar, ela retorna gradualmente ao seu valor original. A Fig. 40 exibe as simulações de salto de tensão positivo para os modelos 1 e 2 de gerador. Já a Tab. 18 mostra a definição dos valores utilizados nestas simulações.

Tabela 18: Valores das constantes utilizadas nas simulações de ensaio de potência.

V_1 [pu]	1.02	V_2 [pu]	1.00
Pe [pu]	0.50	ΔPe [pu]	0.10
t_s [s]	10.0	Δt [s]	0.01
ε	0.01	Δx_{max}	0.01

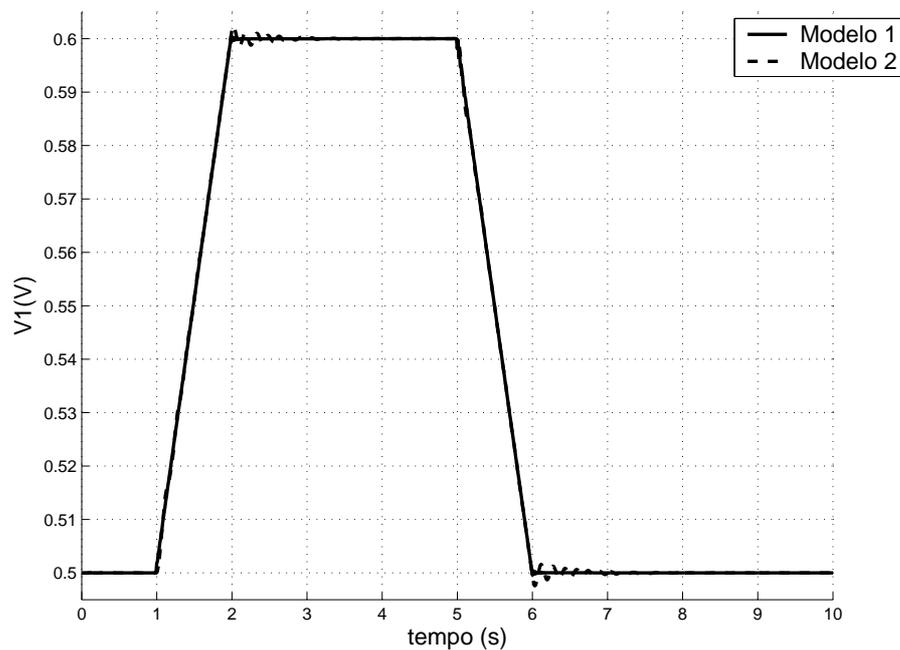


Figura 40: Simulações de salto de potência para os modelos de gerador.

Há também sete botões, sendo que seis permitem escolher quais variáveis (delta, módulo e ângulo da tensão de saída do gerador, módulo e ângulo da corrente de saída do gerador e potência elétrica) serão impressas em uma tela a medida que a simulação ocorre. O outro botão, *Realizar Simulação*, é responsável por gravar os dados e disparar a simulação no *Matlab*.

5.3.1 Interfaceamento do Sistema Supervisório com o *Matlab*

Dentre as possibilidades de interfaceamento dos sistemas SCADA com outras aplicações, apresentadas no Apêndice B, procurou-se aquela que ocupasse menos memória, que fosse a mais rápida e mais simples de ser aplicada.

Procurou-se implantar a interface normatizada ODBC, onde os dados seriam exportados para o *Microsoft Access* e, então, enviados para o *Matlab*. Para implementar esta opção seria necessário rodar o supervisório, o *Access* e o *Matlab* em conjunto, a cada simulação, o que tornaria as simulações lentas.

Pesquisou-se também a exportação de variáveis via DDE para o *Matlab*. No entanto, os pacotes de *software* específicos do *Matlab* não atenderam aos objetivos anteriormente citados.

Foram consideradas as possibilidades apresentadas anteriormente. Optou-se pelo uso de *scripts* devido a sua simplicidade e pouco uso de memória. O procedimento requer a execução do *Matlab* em conjunto com o supervisório, quando da realização de simulações. Este interfaceamento, do sistema supervisório com o *Matlab*, é necessário em dois momentos:

1. quando realiza-se os ensaios, arquivando-se os dados no final do ensaio;
2. após a realização das simulações, enviando os dados digitados pelo operador para as rotinas de simulação.

5.4 SIMULADOR DE DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Fez-se necessário para o nosso caso, ao pesquisar-se a dinâmica de sistemas de GD, uma ferramenta que seja aberta e que permita incluir modelos alternativos aos modelos clássicos de SEP e que, também, simule de maneira correta e eficiente o comportamento do gerador ligado a linha de transmissão e cargas nesta nova concepção de sistema, pois desta forma, será possível verificar a influência da resistência da linha e das unidades de GD em SEP.

Não pretende-se construir um simulador genérico de SEP para competir com os simuladores comerciais e sim para ter-se uma sistema aberto e específico para o caso em questão.

Tendo em vista esta situação, se fez o desenvolvimento de uma série de rotinas de simulação. Estas rotinas devem apresentar a característica de possuírem flexibilidade na estrutura e na modelagem do sistema a ser simulado; permitindo assim, a simulação de qualquer sistema de potência e possibilitando a análise de vários modelos de geradores e de cargas, bem como de diversas situações que possam ocorrer na linha de transmissão.

A Fig. 41, exibe os diversos módulos deste simulador em questão. O princípio básico deste simulador de dinâmica de sistemas de potência é reproduzir os resultados do SEP proposto em diversas situações a partir da representação algébrico-diferencial deste.

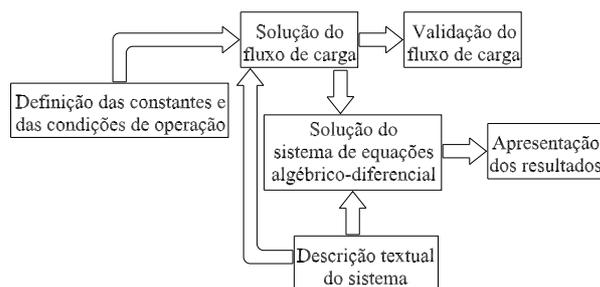


Figura 41: Módulos do simulador de dinâmica de SEP.

Neste seção serão descritos o método utilizado para a solução das equações algébrico-diferenciais, o método de integração, a solução do fluxo de carga e aspectos numéricos.

As rotinas montadas para a simulação e análise do comportamento de um gerador síncrono ligado a linha de transmissão serão abordadas a seguir. Estas rotinas e suas subrotinas foram implementadas no ambiente Matlab, versão 6.1 e todas serão detalhadas.

5.4.1 Representação Singular do Sistema

Do ponto de vista da modelagem de um sistema de potência, composto por geradores interligados à carga por meio de linhas de transmissão, como foi feito no Cap. 2, normalmente

é considerada a dinâmica apenas dos geradores, enquanto as cargas e a linha de transmissão são descritas apenas por relações estáticas (leis de Kirchhoff). De forma geral, um sistema de potência sempre pode ser colocado na forma de um sistema algébrico-diferencial, também conhecido como sistema singular ou descritor, conforme apresentado na seção 2.3 (BAZANELLA, 1993).

Desta forma, a simulação de SEP pode ser vista como a solução numérica de um sistema de equações algébrico-diferenciais não lineares. Nesta subseção será analisado o método de solução das equações algébrico-diferenciais utilizado pela rotina *ADES* (*Algebraic Differential Equations Solver*) ou solução de equações algébrico-diferenciais.

Considere a modelagem de um sistema de potência genérico por um sistema singular como apresentado nas equações (32a) e (32b), aqui reescrito por conveniência.

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) \quad (48a)$$

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \quad (48b)$$

onde:

- \mathbf{x} é um vetor de variáveis de estado;
- \mathbf{z} é um vetor de variáveis algébricas;
- \mathbf{u} é um vetor de entradas;
- \mathbf{p} é um vetor de parâmetros;
- f e g são funções vetoriais não lineares.

O procedimento tradicionalmente empregado na simulação de sistemas de potência trata de, a cada instante de tempo, integrar numericamente as equações diferenciais para o gerador,

usando os valores das equações algébricas do instante de tempo anterior. Em seguida, passa-se a resolução das equações algébricas. Com estes novos valores para as variáveis algébricas, recalculam-se as variáveis de estado do gerador. Repete-se iterativamente este procedimento até que se obtenha convergência (BAZANELLA, 1993).

A rotina *ADES* utiliza outro procedimento, no qual os valores dos vetores \mathbf{x} e \mathbf{z} , para cada instante de tempo, são calculados simultaneamente; por isto, chamado de solução instantânea. A partir de (48a) obtém-se, fazendo uso de algum método de integração numérica:

$$\mathbf{x}(t) = H[\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{x}(t - \Delta t), \mathbf{z}(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)] \quad (49)$$

Na equação anterior, t é o instante de tempo, o termo Δt é o passo de integração e $H(\dots)$ é uma função vetorial não-linear cujas características dependem das características da função $f(\dots)$ definida em (48a), da regra de integração empregada e dos valores passados dos vetores \mathbf{x} , \mathbf{z} e \mathbf{u} . O vetor \mathbf{p} , por ser um vetor de parâmetros, foi considerado constante durante todas as simulações, isto é: $\mathbf{p}(t) = \mathbf{p}(t - \Delta t) = \mathbf{p}$, sendo omitido nas equações a seguir.

Agora, unindo as equações (48a) e (48b) em um sistema de equações algébricas não lineares obtém-se:

$$\begin{bmatrix} H[\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{x}(t - \Delta t), \mathbf{z}(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)] - \mathbf{x}(t) \\ g[\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t)] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (50)$$

Assim, para cada instante de tempo, tem-se um sistema de equações algébricas não-lineares cuja solução para $\mathbf{x}(t)$ e $\mathbf{z}(t)$ fornecerá o valor do vetor de variáveis do sistema naquele instante.

Deve-se notar, também, que no sistema acima entram como constantes os valores dos vetores de variáveis $\mathbf{x}(t)$ e $\mathbf{z}(t)$ do sistema no instante anterior, os valores atuais e anterior do vetor de entradas $\mathbf{u}(t)$ e os valores do vetor de parâmetros \mathbf{p} . Somente $\mathbf{x}(t)$ e $\mathbf{z}(t)$ são incógnitas.

5.4.2 Método de Integração

Muitas equações diferenciais não possuem solução analítica. Embora não existam, sabe-se que os movimentos descritos por elas existem, e seria desejável descrevê-las pelo menos numericamente. Para isso, há uma série de métodos numéricos.

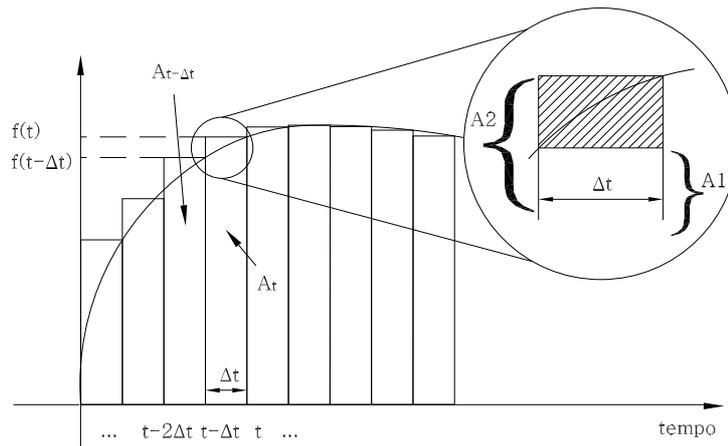


Figura 42: Representação do método de Euler modificado.

O método de integração utilizado para resolver as equações foi a regra do trapézio ou método de Euler modificado. O método de Euler original é um método de primeira ordem, pois leva em consideração para os cálculos apenas o termo linear da expansão em série de Taylor (truncada) da solução da equação diferencial.

Já para o método de Euler modificado, a idéia central é aproximar a derivada no intervalo de tempo entre t e $t - \Delta t$ por uma constante cujo valor é tomado como a média entre os valores da derivada nos extremos do intervalo, esta idéia pode ser vista na Fig. 42. Na parte destacada, a área A_1 pode ser obtida através de:

$$A_1 = f(t - \Delta t)\Delta t \quad (51)$$

De modo semelhante, pode-se obter a área A_2 também como:

$$A_2 = f(t)\Delta t \quad (52)$$

A média entre as áreas se expressa matematicamente como a seguir:

$$\frac{1}{2}(A_1 + A_2) = \frac{1}{2} [f(t - \Delta t)\Delta t + f(t)\Delta t] \quad (53)$$

A integral entre os instantes de tempo t e $t - \Delta t$ pode ser aproximada por:

$$\int_{t-\Delta t}^t f(t) dt \simeq \frac{1}{2} [f(t - \Delta t)\Delta t + f(t)\Delta t] \quad (54)$$

Então, a área total do gráfico pode ser obtida por meio de:

$$A_{Total} = \dots + A_{t-2\Delta t} + A_{t-\Delta t} + \frac{1}{2} [f(t - \Delta t)\Delta t + f(t)\Delta t] + \dots \quad (55)$$

Desde que, de acordo com (48a):

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}) \quad (56)$$

a regra do trapézio, descrita em (55), aplicada ao sistema da equação (48a), considerando apenas os instantes de tempo t e $t - \Delta t$, fica:

$$\mathbf{x}(t) = \mathbf{x}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \{f[\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t)] + f[\mathbf{x}(t - \Delta t), \mathbf{z}(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)]\} \quad (57)$$

No instante t apenas os vetores $\mathbf{x}(t)$ e $\mathbf{z}(t)$ são desconhecidos, de modo que os outros argumentos da função vetorial f em (57) podem ser considerados constantes.

A equação (57) pode então ser reescrita como:

$$F_1 [\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{x}(t - \Delta t), \mathbf{z}(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)] = 0 \quad (58)$$

onde F_1 é definida por:

$$\mathbf{x}(t) - \mathbf{x}(t - \Delta t) - \frac{\Delta t}{2} \{f[\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t)] + f[\mathbf{x}(t - \Delta t), \mathbf{z}(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)]\} \quad (59)$$

Representando as equações diferenciais deste modo, alcança-se a forma exigida para aplicação do conhecido método de *Newton-Raphson*.

5.4.3 Método de Newton-Raphson

O sistema de equações algébricas em (48b) pode ser reescrito, como visto na equação seguinte, adotando-se o mesmo procedimento da subseção anterior utilizado para obter uma representação das equações diferenciais por um sistema singular, conforme 58.

Tem-se então:

$$F_2[\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{x}(t - \Delta t), \mathbf{z}(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)] = 0. \quad (60)$$

onde F_2 é definida por:

$$\mathbf{z}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \{g[\mathbf{x}(t), \mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t)] + g[\mathbf{x}(t - \Delta t), \mathbf{z}(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)]\} \quad (61)$$

Considerando-se o sistema de equações algébricas não lineares apresentado em (50), pretende-se determinar o valor de $\mathbf{x}(t)$ e $\mathbf{z}(t)$ que o soluciona. Este sistema pode ainda ser representado de forma mais completa, tomando-se as equações (58) e (60) a equação vetorial não-linear (62) na forma:

$$F[\mathbf{x}_a(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{x}_a(t - \Delta t), \mathbf{u}(t - \Delta t)] = \mathbf{0} \quad (62)$$

onde:

$$\mathbf{x}_a(t) = [\mathbf{x}^T(t) \mathbf{z}^T(t)]^T \quad (63a)$$

$$\mathbf{x}_a(t - \Delta t) = [\mathbf{x}^T(t - \Delta t) \mathbf{z}^T(t - \Delta t)]^T \quad (63b)$$

$$F(.) = [F_1^T(.) F_2^T(.)]^T \quad (63c)$$

sendo:

- $\mathbf{x}_a(t)$ o vetor de variáveis algébricas e diferenciais do sistema no instante de tempo t ;
- $\mathbf{x}_a(t - \Delta t)$ o vetor de variáveis do sistema no instante de tempo $t - \Delta t$;

- $F(\cdot)$ uma função vetorial não-linear;
- t é uma variável que representa os instantes de tempo da simulação, calculada a cada iteração;
- $\mathbf{0}$ o vetor nulo.

O sistema de equações em (62) é resolvido para $\mathbf{x}(t)$ pelo método de *Newton-Raphson*, descrito a seguir. A partir de uma aproximação inicial \mathbf{x}_a^0 para a solução, novas aproximações \mathbf{x}_a^i são obtidas conforme abaixo, onde o índice i representa o número de interações dentro de um mesmo passo de integração:

$$\mathbf{x}_a^i = \mathbf{x}_a^{i-1} + \Delta \mathbf{x}_a^i \quad (64)$$

O termo $\Delta \mathbf{x}_a^i$ é o vetor solução do seguinte sistema linear:

$$J(\mathbf{x}_a^{i-1}) \Delta \mathbf{x}_a^i = -F(\mathbf{x}_a^{i-1}, \mathbf{u}) \quad (65)$$

Em (65), $J(\cdot, \cdot, \cdot)$ retrata a matriz jacobiana do sistema, definida por:

$$J(\cdot, \cdot, \cdot) = [J_{ij}]; J_{ij} = \frac{dF_i}{dx_{aj}} \quad (66)$$

onde F_i é a i ésima componente da função vetorial definida em (62) e x_{aj} é a componente da linha j do vetor de variáveis \mathbf{x}_a . O processo (64) e (65) é repetido até que o seguinte critério de convergência seja atendido.

$$\frac{\|\mathbf{x}_a^i - \mathbf{x}_a^{i-1}\|_\infty}{\|\mathbf{x}_a^{i-1}\|_\infty} < \varepsilon \quad (67)$$

Na equação 67, ε é um real pré-especificado e $\|\cdot\|$ representa a norma. A rotina *ADES* adota a norma infinita e o erro pode ser arbitrado pelo usuário como apresentado na seção 5.4.

A aproximação inicial, a cada instante da simulação, é obtida por extrapolação linear dos valores das variáveis do sistema nos instantes anteriores. Assim, explicitando-se a dependência no tempo, anteriormente omitida para simplificar a notação, tem-se:

$$\mathbf{x}_a^0 = \mathbf{x}_a(t - \Delta t) + [\mathbf{x}_a(t - \Delta t) + \mathbf{x}_a(t - 2\Delta t)] \quad (68)$$

onde, por simplicidade de notação, foi suposto um passo de integração constante, porém este não é o caso em geral. O passo de integração é variável conforme descrito na subseção 5.4.4. A generalização de (68) para o caso geral de passo de integração variável é simples e direta.

5.4.4 Aspectos Numéricos

Vários aspectos de caráter numérico se colocam no desenvolvimento de uma ferramenta de simulação. Estes aspectos dizem respeito principalmente ao condicionamento numérico dos procedimentos matemáticos utilizados e aos critérios de convergência adotados. No âmbito das rotinas destacam-se, entre outras questões menores:

- Escolha da norma a ser utilizada no critério de convergência;
- Escolha do passo de integração;
- Método de solução do sistema de equações lineares;

Critério de Convergência

O critério de convergência da solução no método de *Newton* deixa em aberto a escolha da norma que deve ser utilizada como medida do erro de solução e do valor de ε de norma abaixo do qual a solução é considerada satisfatória.

Valeu-se, no desenvolvimento das rotinas *ADES* e *Newton*, da norma infinita, como mostrado a seguir (CHEN, 1999):

$$\|\mathbf{v}\|_{\infty} = \text{máximo}_i |\mathbf{v}_i| \quad (69)$$

onde \mathbf{v} é um vetor qualquer igual a:

$$\mathbf{v} = [v_1 \ v_2 \ \dots \ v_n]^T \quad (70)$$

Passo de integração

A escolha de um passo de integração constante deve refletir um compromisso entre o tempo de processamento e a precisão. O passo de integração deve ser pequeno o suficiente para que a integração forneça bons resultados. Entretanto, a escolha de um passo de integração constante e pequeno pode levar a gastos desnecessários de tempo de processamento e de armazenamento de dados.

Este compromisso muitas vezes não é atingível, visto que uma mesma simulação pode conter várias condições de operação do sistema simulado, sendo que cada uma destas situações exigirá um passo de integração específico (BAZANELLA, 1993). Quando utiliza-se o passo de integração variável soluciona-se esta escolha. Deste modo, a rotina determina automaticamente a cada instante de tempo o passo de integração ótimo segundo algum critério.

A partir de um critério adequado, consegue-se uma economia substancial de tempo de processamento sem perda de precisão do resultado. O critério adotado pela rotina *ADES* consiste em obter o passo de integração h^i , a cada instante de tempo, da seguinte forma:

$$h^i = \sqrt{\frac{\Delta x_{amax}}{\Delta x(t)}} h^{i-1} \quad (71)$$

onde $\Delta x(t)$ é a variação do vetor de variáveis de estado \mathbf{x} dada por (72) e Δx_{amax} é a máxima variação permitida para este valor dentro um único passo, arbitrado pelo usuário, e h^{i-1} é o passo de integração utilizado no instante anterior.

$$\Delta x(t) = \frac{\|\mathbf{x}(t - \Delta t) - \mathbf{x}(t)\|_\infty}{\|\mathbf{x}(t - \Delta t)\|_\infty} \quad (72)$$

Caso $h^i > h_{max}$ então $h^i = h_{max}$, onde h_{max} é o valor máximo admitido para o passo de integração, limitando-se o assim o passo integração.

Solução do Sistema de Equações Lineares

A atualização da solução dada pela equação (64) exige a solução do sistema de equações lineares (65). O método de solução para este sistema deve ser eficiente, já que esta operação

será efetuada a cada iteração do método de *Newton-Raphson*, e preciso, pois que a correção da solução depende completamente deste procedimento (BAZANELLA, 1993).

O método adotado pela rotina trata de, a cada interação, calcular as expressões para $F(\cdot)$ e $J(\cdot)$. O Jacobiano, (66), é mantido constante durante a aplicação do método de Newton.

5.4.5 Estabilidade do Equilíbrio do Sistema

Outro aspecto interessante que se coloca no estudo da estabilidade de SEP é a estabilidade do equilíbrio do sistema. Diz-se que um estado ou ponto de equilíbrio do sistema é estável se, após pequenas perturbações aplicadas ao elemento no estado de equilíbrio, este retorna ao estado original ou pelo menos não se afasta muito deste (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Este procedimento torna possível avaliar se a condição inicial dos vetores de variáveis de estado e de variáveis algébricas, obtida através da solução do fluxo de carga, é estável. Caso a solução do fluxo de carga seja estável, torna-se possível então aplicar o método de solução das equações lineares, descrito anteriormente.

A estabilidade do equilíbrio do sistema, (48a) e (48a), é avaliado analisando-se os autovalores da matriz Jacobiana J_0 obtida de:

$$J_0 = J_1 - J_2(J_4)^{-1}J_3 \quad (73)$$

sendo as matrizes J_1, J_2, \dots , obtidas como a seguir:

$$J_1 = [J_{ij}(f, \mathbf{x})] = \frac{df_i}{dx_j} \quad (74a)$$

$$J_2 = [J_{ij}(f, \mathbf{z})] = \frac{df_i}{dz_j} \quad (74b)$$

$$J_3 = [J_{ij}(g, \mathbf{x})] = \frac{dg_i}{dx_j} \quad (74c)$$

$$J_4 = [J_{ij}(g, \mathbf{z})] = \frac{dg_i}{dz_j} \quad (74d)$$

onde, nas equações anteriores, J representa o jacobiano (CHEN, 1999), avaliado no ponto

determinado pelo fluxo de carga, o sub-índice i a i ésima componente das equações diferenciais f ou algébricas g apresentadas em (48) e x_j e z_j , respectivamente, as componentes j dos vetores \mathbf{x} e \mathbf{z} .

5.4.6 Rotinas

Nesta seção serão descritas as rotinas de preparação dos dados, dados estes recebidos do sistema supervisorio, de simulação, utilizadas para obter o comportamento do gerador, bem como outras: *Fluxo de Carga* e *ADES*. Ver-se-á, também, como deve ser a estrutura geral das funções F e G .

Descrição Textual do Sistema

A descrição do sistema de energia, para fins de simulação, dá-se a partir das funções f e g (48). Para uso das rotinas de simulação implementadas, a descrição destas funções deve seguir uma estrutura particular apresentada adiante:

a) Descrição da função f

function[F] = Função $F(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}, \mathbf{p}, flag)$

switch $flag$

case 0, F =número de equações diferenciais de estado

case 1, F =matriz contendo o valor da função $f(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}, \mathbf{p})$

case 2, F =matriz incluindo o nome das variáveis diferenciais de estado

end

a) Descrição da função g

function[G] = Função $G(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}, \mathbf{p}, flag)$

switch $flag$

case 0, G =número de equações algébricas
case 1, G =matriz contendo o valor da função $g(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}, \mathbf{p})$
case 2, G =matriz abrangendo o nome das variáveis algébricas
end

onde:

- *Função F* e *Função G* são os nomes dados às funções que serão utilizadas como argumento para as rotinas de *Simulação*, *ADES*, *Fluxo de Carga* e *Newton*;
- *flag* é uma variável de controle, empregada para obter diferentes informações sobre as funções f e g , conforme a descrição apresentada.

Rotina de Cálculo de Fluxo de Carga

O cálculo de fluxo de carga (ou fluxo de potência) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos de potência e de algumas outras grandezas de interesse. A partir da arbitragem dos valores de V_0 , Pe e E_{fd} , passa-se para a determinação das outras variáveis: δ , V_1 , etc., por exemplo. Nesse tipo de problema, a modelagem do sistema é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas.

O número de equações diferenciais necessárias então é igual à diferença entre o número de incógnitas e o número de equações algébricas. Nesse caso, a função vetorial F , (63), torna-se igual a:

$$F = [F_2^T \ F_1^{*T}]^T \quad (75)$$

onde:

$$F_2(\mathbf{v}_c, \mathbf{v}_d) = \mathbf{0} \quad (76a)$$

$$F_1^*(\mathbf{v}_c, \mathbf{v}_d) = \mathbf{0} \quad (76b)$$

sendo:

- \mathbf{v}_c um vetor de variáveis conhecidas;
- \mathbf{v}_d um vetor de variáveis desconhecidas;
- F_2 uma função vetorial não linear contendo as equações algébricas;
- F_1^* uma função vetorial não linear contendo as equações diferenciais.

Em suma, esta rotina é responsável pelo cálculo dos valores de equilíbrio das variáveis algébricas e diferenciais por meio do método de *Newton-Raphson* descrito na subseção 5.4.3.

De modo semelhante, o processo (64) e (65) é repetido até que o critério de convergência mostrado em (67) seja atendido. No entanto, neste caso, o Jacobiano é avaliado como a seguir:

$$J(F, \mathbf{v}_{cd}) = \frac{dF_i}{dv_{cdj}} \quad (77)$$

onde F_i é a i ésima componente da função vetorial definida em (75) e v_{cdj} é a componente da linha j do vetor de variáveis \mathbf{v}_{cd} , determinado como a seguir:

$$\mathbf{v}_{cd} = [\mathbf{v}_c^T \mathbf{v}_d^T]^T \quad (78)$$

Igualmente às rotinas de ensaio, há seis rotinas para o cálculo do fluxo de carga: *Fluxo_de_carga_G1*, *Fluxo_de_carga_G2*, ..., uma para cada modelo de gerador. A chamada da rotina (função) de cálculo do fluxo de carga é vista a seguir, onde X representa o modelo de gerador utilizado e ε é o erro máximo admissível, a cada iteração, de cada elemento do vetor \mathbf{x}_a , declarado em (67):

$$[\mathbf{x}(0), \mathbf{z}(0)] = \text{Fluxo_de_carga_GX}(F, \mathbf{v}_c, \mathbf{v}_d, \mathbf{p}, \varepsilon) \quad (79)$$

onde:

- $\mathbf{x}(0)$ é a amostra inicial do vetor de variáveis de estado \mathbf{x} ;

- $\mathbf{z}(0)$ é a amostra inicial do vetor de variáveis algébricas \mathbf{z} ;
- F é a função (75), definida simbolicamente;

Inicialmente, faz-se uma definição simbólica dos vetores passados como argumentos. Define-se simbolicamente, também, a função F e o Jacobiano, este calculado a partir da função F e dos vetores simbólicos. O passo seguinte é aplicar o método de *Newton*, utilizando a função F transformada em uma função *in line*, obtendo assim os vetores de retorno $\mathbf{x}(0)$ e $\mathbf{z}(0)$.

Rotina ADES

Nesta rotina é efetuada a montagem do sistema de equações algébricas não lineares, conforme expressão (50), de forma simbólica. Define-se também, de forma simbólica, os vetores de variáveis $\mathbf{x}_a(t)$, $\mathbf{x}_a(t - \Delta t)$ e a função vetorial não linear F , (62). Realiza-se, ainda, a solução das equações algébrico-diferenciais a cada instante de tempo. A sintaxe da função é vista a seguir:

$$[\mathbf{x}_a, \mathbf{t}] = ADES(F, G, t_f, \mathbf{x}(0), \mathbf{z}(0), \mathbf{u}, \mathbf{p}, \mathbf{c}) \quad (80)$$

onde os parâmetros F e G são os nomes das funções específicas, com uma estrutura única, conforme apresentado anteriormente, levantadas para descrever o comportamento do gerador e da carga ligada através da rede. Representam, respectivamente, as equações diferenciais e algébricas f e g descritas nas equações (48a) e (48b).

Na expressão acima, cada linha do vetor \mathbf{x}_a , que é o vetor de interesse e que é um vetor de retorno para a funções de simulação, bem como o vetor \mathbf{t} que irá armazenar a escala de tempo, irá conter os valores das variáveis dos vetores \mathbf{x} e \mathbf{z} a cada instante de tempo. Os parâmetros da função *ADES* são passados pelo usuário diretamente na linha de comando do Matlab.

Cabe aqui, um comentário mais detalhado sobre como o vetor u é utilizado pela rotina *ADES*. Discretiza-se, inicialmente, a escala de tempo, isto é, define-se o instante de tempo final da simulação e a cada instante calcula-se o passo de integração através da expressão (71). O vetor \mathbf{u} , que descreve as entradas externas entre o instante de tempo inicial e o final, entretanto, deve ser uniformemente espaçado. Assim, o vetor \mathbf{u} deve conter n_u componentes, um para cada instante de tempo (colunas) e m_u elementos (linhas).

Entretanto, ao simular-se o sistema, o passo de integração é variável. Deve-se então, encontrar o elemento de \mathbf{u} mais próximo da escala de tempo real, denominado $\mathbf{u}(t^*)$, onde o termo t^* é obtido por meio da expressão (81):

$$t^* = 1 + \text{arredondamento} \left[\left(\frac{n_u - 1}{t_f} \right) t \right] \quad (81)$$

onde:

- t^* é uma variável utilizada para acessar a respectiva linha do vetor \mathbf{u} , assumindo que o primeiro elemento de \mathbf{u} é indicado por um;
- n_u é o número de amostras;
- t_f é o tempo final de simulação.

O termo *arredondamento* representa uma função de arredondamento, *round()*, do Matlab (MATHWORKS, 1999). Caso a parte decimal do argumento desta função seja maior que 5 ela arredondará o argumento para um número acima, caso contrário arredondará para um número abaixo.

Rotinas de Ensaio

Há seis rotinas de ensaio que podem ser utilizadas, *Ensaio_G0*, *Ensaio_G1*, *Ensaio_G2*, *Ensaio_G3*..., uma para cada modelo de gerador, sendo o número de variáveis de estado e de

parâmetros é diferente para cada modelo. Estas rotinas são responsáveis pela definição inicial dos vetores \mathbf{p} e \mathbf{u} , a partir dos dados do gerador síncrono e da linha de transmissão, vistos na tabela 4.1, e dos dados de tensão e de potência elétrica definidos pelo usuário na *tela de Simulação* da aplicação supervisória.

Nestas, também calcula-se a amostra inicial dos vetores \mathbf{x} e \mathbf{z} , através da solução do fluxo de carga. Avalia-se também, por meio da expressão (73), o equilíbrio do sistema. Esta amostra inicial será usada nas rotinas de simulação, descritas a seguir, sendo passada como argumento junto com os vetores \mathbf{u} , \mathbf{p} e com os outros parâmetros de simulação, tais como: o tempo final de simulação, o erro, etc.

Rotinas de Simulação

De modo semelhante às rotinas de ensaio, há seis rotinas de simulação: *Simulação_G0*, *Simulação_G1*, *Simulação_G2*, ..., sendo uma para cada modelo de gerador. Estas rotinas são responsáveis pela montagem e realização dos ensaios (por meio da chamada da função *ADES*), a partir dos vetores $\mathbf{x}(0)$, $\mathbf{z}(0)$, \mathbf{u} e \mathbf{p} e dos outros parâmetros necessários na simulação repassados pelas rotinas de ensaio. Na chamada da rotina de simulação, vista a seguir, X representa o modelo de gerador utilizado:

$$[\mathbf{x}_a, \mathbf{t}] = \text{Simulacao_GX} [\mathbf{x}(0), \mathbf{z}(0), \mathbf{u}, \mathbf{p}, \mathbf{c}, \mathbf{d}, t_e, \mathbf{v}_i] \quad (82)$$

sendo:

$$\mathbf{c} = [\varepsilon, \Delta x, \Delta x_{max}] \quad (83a)$$

$$\mathbf{d} = [t_s, n_u, t_{Ron}, t_{Son}, t_{SPm}, t_{Pme}, \Delta Pe, \Delta V_{ref}] \quad (83b)$$

onde:

- \mathbf{t} é um vetor contendo a escala de tempo;

- t_e é uma variável que caracteriza o tipo de ensaio;
- \mathbf{v}_i é um vetor incluindo as variáveis de interesse, conforme descrito na seção 5.3;
- t_s é o tempo de simulação;
- t_{Ron} é o instante de tempo em que a rede será ligada;
- t_{Son} é o instante de tempo em que o salto de potência ou de tensão será realizado;
- t_{SPm} é o intervalo de tempo de subida da potência mecânica;
- t_{Pme} é o intervalo de tempo em que o valor de potência mecânica ficará estável;
- ΔPe é o valor de acréscimo de potência;
- ΔV_{ref} é o valor de acréscimo de tensão.

5.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo os componentes principais de um protótipo de produtor independente proposto, incluindo a descrição de seus principais componentes físicos, dos barramentos utilizados na comunicação entre os CLP e microcomputador, do sistema de supervisão e controle, do simulador de dinâmica de sistemas de potência e de suas rotinas, foram apresentados.

Este protótipo possibilitará determinar os modelos de gerador e cargas mais corretos para estudo e simulação da instalação de produtores independentes conectados a um sistema de distribuição e subtransmissão. Será possível também identificar e quantificar através de ensaios e simulações os possíveis impactos da instalação de unidades de geração distribuída, analisar o comportamento dinâmico de pequenos geradores em diversas situações, levando a uma melhoria na eficiência energética na geração de energia elétrica.

6 CONCLUSÃO

A modelagem dos componentes de um SEP incluindo seus controladores em uma nova configuração, onde o índice de penetração da GD está aumentando, deve ser feita de maneira correta e eficiente. Deve-se então reavaliar a modelagem estática e dinâmica de sistemas de distribuição, com o intuito de determinar os parâmetros da linha de distribuição que melhor se adapta a esta nova problemática, bem como os modelos de cargas, próximas ao gerador, e de geradores, mais adequados para estudo e simulação da instalação de produtores independentes e autoprodutores conectados ao sistema de distribuição e subtransmissão.

Na bibliografia estudada, há poucos resultados teóricos avaliando a manutenção do sincronismo entre as máquinas, as margens de carregamento, entre outros, que contemplem esta nova situação e os resultados práticos ainda não foram totalmente abordados e demonstrados.

A pesquisa apresentada então nesta dissertação procurou contribuir com o estudo teórico e prático de sistemas de GD para estudo e simulação da instalação de produtores independentes e autoprodutores conectados ao sistema de distribuição e subtransmissão, sendo feito também uma análise dos modelos de geradores, cargas e linha existentes e um estudo sobre a GD, passando por uma compreensão profunda do comportamento e dos componentes do sistema.

Pode-se citar como as principais contribuições desta dissertação a montagem do simulador de dinâmica de sistemas de potência, do sistema supervisor e ainda os resultados numéricos de aplicação a nível de simulação do sistema teste.

São contribuições ainda deste trabalho:

- compilação dos modelos de geradores, cargas e linha de transmissão;
- estudo da geração distribuída;
- montagem de um simulador de dinâmica de sistemas de potência;

- montagem de um sistema supervisório;
- avaliação do erro que cometeria na desconsideração da resistência na impedância da linha de distribuição ou na aproximação da admitância da linha pelo módulo da impedância nos limites de estabilidade estática, nos pontos de máximo carregamento, na diferença angular entre os geradores ou na participação de potência.

Com este intuito iniciou-se identificando, a partir do estudo dos modelos matemáticos do sistema, os diferentes componentes. Foi em seguida realizada uma revisão bibliográfica sobre a GD, incluindo os principais benefícios e desafios relacionados à área de SEP.

Dentre os principais impactos, de particular interesse, encontrados pode-se destacar:

- impactos na regulação de tensão;
- impactos na análise de redes de distribuição;
- impactos devido as diferentes localizações da GD;
- impactos na estabilidade de SEP.

Estas questões foram abordadas ao longo da dissertação no âmbito da modelagem dos componentes, sendo feita uma reavaliação dos parâmetros do modelos existentes. Em paralelo, efetuou-se a montagem do protótipo de SEP, bem como de um sistema supervisório e de um simulador de dinâmica de SEP .

O sistema supervisório mostrou-se eficiente e robusto no controle do grupo gerador. Por meio de uma interface amigável foi possível o acionamento/parada do gerador, ligar/desligar as cargas, realizar ensaios de frequência e tensão. A leitura das variáveis tais como tensão, corrente e potência do grupo gerador também foi satisfatória.

Os bons resultados apresentados pelo supervisório demonstraram a potencialidade deste sistema e encoraja o prosseguimento e finalização deste. Este deve ser direcionado então

na melhora dos tempos de leitura e escrita dos dados vindos do CLP, nos arquivos históricos armazenados pelo supervisor e na finalização do sincronismo do gerador com o barramento.

Neste contexto, a simulação e ensaios são ferramentas importantes na análise de sistemas de potência e na validação das novas questões anteriormente citadas. Um simulador de SEP que se mostre flexível na escolha do modelo de linha, gerador e cargas, bem como de seus componentes foi desenvolvido como parte da pesquisa da qual se originou esta dissertação e, com efeito, esta ferramenta revelou-se de fundamental importância para a verificação das idéias aqui apresentadas. Junto a isso, o desenvolvimento deste levou ao surgimento de questões de caráter numérico, da maior relevância na implementação do simulador.

A aplicação deste simulador para diferentes SEP mostrou-se viável, devido ao pequeno esforço computacional envolvido na solução do sistema de equações não lineares, sendo que o escopo do trabalho foi limitado ao enfoque no domínio tempo. Os resultados de simulação mostraram a adequação e efetividade do simulador aos aspectos de interesse.

Com relação ao simulador, os aspectos mais interessantes que foram explorados são listados a seguir:

- transformação dos vetores e das funções, em vetores simbólicos e em funções *inline*;
- montagem do método de integração;
- método de solução das equações;
- passo de integração variável;
- convergência do método;

Com o intuito de verificar a influência da impedância da linha na estabilidade de SEP, analisou-se três casos, considerando o modelo mais completo (caso 1) ou apreciando modelos simplificados (caso 2 e caso 3).

Dos resultados das simulações, avaliando-se as curvas de carregamento, pode-se citar:

- os resultados para os casos 2 e 3, mostraram-se muito semelhantes e os níveis de tensão, para o caso 1, para uma certa condição de carregamento, atingiram valores menores do que para os outros casos em todos os modelos de cargas avaliados para as duas unidades de GD (0.3pu e 0.8pu).
- para $Pe = 0.3$, o modelo dinâmico de carga apresentou um erro relativo, nos níveis de tensão e potência, menor do que os modelos estáticos em relação ao caso 1 (modelo completo da linha),
- para $Pe = 0.8$, o modelo estático de carga, impedância constante, apresentou um erro relativo, nos níveis de potência, menor do que os outros modelos de carga em relação ao caso 1; agora, considerando o modelo dinâmico de carga, este, apresentou um erro relativo, nos níveis de tensão, menor do que os outros modelos em relação ao caso 1;

Os resultados encontrados para os limites de estabilidade estática, para os modelos estático e dinâmico de cargas, demonstram a influência da resistência da linha de distribuição neste tipo de análise.

Como descrito anteriormente, os resultados obtidos, podem representar uma situação de risco, com níveis de tensão menores do que o esperado, ao se desconsiderar a resistência da linha, afetando o correto dimensionamento e definição do ponto de operação de SEP, confirmando a importância da consideração da resistência da linha e a necessidade de um aprofundamento do estudo da GD neste e outros aspectos, exigindo uma melhor compreensão do sistema e novas ferramentas de cálculo, com métodos e parâmetros sendo revistos, sendo adaptados a esta nova concepção de SEP.

Os resultados das curvas de diferença de ângulo entre as máquinas e das curvas de participação do gerador, nos três casos, em todos os modelos de cargas avaliados, para as duas unidades de GD de potências distintas, foram semelhantes, o que revela a não influência do modelo cargas nestes tipos de análises.

Através dos resultados obtidos, pode-se então concluir que a consideração da resistência na impedância da linha de transmissão implica, principalmente, em uma nova definição das margens de carregamento neste novo tipo de concepção de SEP.

Perspectivas Futuras do Trabalho

Como trabalhos futuros pode-se destacar:

- melhora da taxa de transmissão entre os CLPs e o sistema supervisorio;
- melhoria do protótipo: instalando um medidor de combustível e mais baterias;
- realização de mais análises teóricas e práticas, comparando os resultados obtidos do modelo com a realidade;
- ensaio de interligação do grupo gerador em paralelo com a rede elétrica, cumprindo alguns requisitos mínimos exigidos pela distribuidora, tais como o equilíbrio das tensões, frequência e fase do gerador com a rede de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed Generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Estocolmo, v.57, p.195–204, 2001.
- ARNBORG, S. et al. On Influence of Load Modelling for Undervoltage Load Shedding Studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, Portland, v.13, n.2, p.395–400, Maio, 1998.
- ARRILAGA, J.; ARNOLD, C.; HARKER, B. **Computer Modeling of Electrical Power Systems**. New York: John Wiley & Sons, 1990.
- BARKER, P. P.; MELLO, R. W. de. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems. **Radial Distribution Systems**, EUA, v.3, p.1645–1656, 2000. Part 1, Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE.
- BAZANELLA, A. S. **Controle Auto-Ajustável de Sistemas de Potência**. 1993. 110 folhas. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1993.
- BAZANELLA, A. S. **Métodos Analíticos para a Síntese de Controladores em Sistemas de Potência**. 1997. 130 folhas. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1997.
- BAZANELLA, A. S. Electromechanical Oscillations in Power Systems. **In. IFAC Word Congress, 14**, Barcelona, 2002.
- BENJAMIN, C. **Foi Loucura, Mas Houve Método Nela, Gênese, Dinâmica e Sentido da Crise Energética Brasileira**. Revista Caros Amigos, ano V, n. 51, p.10-13, jun., 2001.
- BORGHETTI, A. et al. On Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, Baltimore, v.12, n.1, p.293–303, Fev., 1997.
- BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos**. São Paulo: Escola de Engenharia de São Carlos, 2000.
- CHEN, C. **Linear Systems Theory and Design**. New York: Oxford University Press, 1999.
- CIGRÉ. **Final Report of Working Group 37-23**. Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System, Set., p.2-10, 1998.
- CONCEIÇÃO, C. L. da. **Impactos da Geração Distribuída no Sistema de Potência**. 2003. Trabalho Individual, apresentado na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2003.
- DONNELLY, M. K. et al. Impacts of the Distributed Utility on Transmission System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, Portland, v.11, p.741–746, 1996.

EDWARDS, F. V. et al. Dynamics of Distribution Networks with Distribution Generation. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, Glasgow, v.2, p.1032–1037, 2002.

ELIPSE. **Manual do Usuário**. Porto Alegre: Elipse Software Ltda., 1999. 346 folhas. Disponível em: <<http://www.elipse.com.br>>. Acesso em: 3 mar. 2004.

FITZGERALD, A. E. et al. **Electric Machinery**. New York: McGraw-Hill, 1990.

GÓMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. Coordinating Overcurrent Protection and Voltage Sag in Distributed Generation Systems. **IEEE Power Engineering Review**, New Jersey, v.22, p.16–19, Fev., 2002.

GOMES, P. et al. A influência de Produtores Independentes de Energia no Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro. **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Fóz do Iguaçu, Paraná, Brasil, p.1–7, 1999. Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL).

GONÇALVES, L. F. **Modelagem e Simulação de Sistemas de Potência**. 2003. Trabalho Individual, apresentado na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2003.

GONÇALVES, L. F. **Estrutura de Hardware e Software de um Protótipo de Produtor Independente**. Relatório Técnico, apresentado na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2004.

GROSS, C. A. **Power System Analysis**. 2.ed. New York: John Wiley e Sons Inc., 1986.

HISKENS, I. A.; MILANOVIĆ, J. V. Load Modelling in Studies of Power System Damping. **IEEE Transactions on Power Systems**, Portland, v.10, n.4, p.1781–1788, Nov., 1995.

JU, P.; HANDSCHIN, E.; KARLSSON, D. Nonlinear Dynamic Load Modelling: Model and Parameter Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Portland, v.11, n.4, p.1689–1697, Nov., 1996.

KARLSSON, D.; HILL, D. J. Modelling and Identification of Nonlinear Dynamic Loads in Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Columbus, v.9, n.1, p.157–166, Fev., 1994.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

LERM, A. A. P.; CAÑIZARES, C. A.; SILVA, A. S. e. Multiparameter Bifurcation Analysis of the South Brazilian Power System. **IEEE Transactions On Power Systems**, EUA, v.18, p.737–746, Maio, 2003.

MARTINS, N. et al. Impact of Induction Motor Loads in System Loadability Margins and Damping of Inter-Area Modes. **In: Power Engineering Society General Meeting**, 2003. IEEE, v.3, p.1379–1384, jul., 2003.

MATHWORKS. **MatLab User's Guide**. New York: The MathWorks Inc., 1999.

MCDERMOTT, T. E.; DUGAN, R. C. Distributed Generation Impact on Reliability and Power Quality Indices. **In: Rural Electric Power Conference**, EUA, 2002.

MORISON, K.; HAMADANI, H.; WANG, L. Practical Issues in Load Modeling for Voltage Stability Studies. **Power Electric Systems**, British Columbia, v.3, p.1392–1397, Jul., 2003.

NASAR, S. A. **Máquinas Elétricas**. New York: McGraw-Hill, 1984.

PAL, M. K. Voltage Stability: Analysis Needs, Modelling Requirement, and Modelling Adequacy. **IEEE Proceedings**, New Jersey, Jul., 1993.

SILVA, A. P. A. da.; FERREIRA, C.; TORRES, G. L. Dynamic Load Modeling Based on a Nonparametric ANN. **In. Intelligent Systems Applications to Power Systems-ISAP, 96**, Proceedings International Conference On, p.55–59, Fev., 1996.

SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability. **In: Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE**, Chicago, v.2, p.862–867, 2002.

SPIER, E. B. et al. Avaliação da Conexão de Produtores Independentes em Alimentadores Radiais de Sistemas de Distribuição. **VII Symposium of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning, SEPOPE**, Brasilia, DF, Brasil, 2002.

SPIER, E. B. et al. Análise do Comportamento Dinâmico de Geração Distribuída Conectada em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. **XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, SNTPEE**, Uberlândia, Minas Gerais, Outubro, 2003. Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência - GAT.

UNDRILL, J.; RENNO, A.; DROBNJAK, G. Dynamics of a Large Induction Motor Load System. **Power Engineering Society General Meeting, IEEE**, v.3, p.1398–1403, 13-17, Julho, 2003.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed Generation Islanding - Implications on Power Systems Dynamics Performance. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, New York, 2002.

ZANCHIN, V. T. **Projeto de Controladores Para Sistemas de Potência Utilizando LMI's**. 2003. 110 folhas. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2003.

ZEILMANN, R. P. **Uma estratégia Para Controle e Supervisão de Processos Industriais Via Internet**. 2002. 120 folhas. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2002.

ZHU, Y.; TOMSOVIC, K. Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems With Dispersed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Pullman., v.17, p.822–827, Jul., 2002.

APÊNDICE A PARÂMETROS DO MODELO PARA ESTUDO DE CASO

A.1 ESCOLHA DAS VARIÁVEIS ALGÉBRICAS E DIFERENCIAIS

Sendo realizada a escolha das equações que irão compor o modelo de SEP para fins de estudo de estabilidade, torna-se possível determinar a estrutura dos vetores de variáveis de estado, variáveis algébricas, de entradas externas e de parâmetros constantes. As componentes destes vetores, \mathbf{x} , \mathbf{z} , \mathbf{u} e \mathbf{p} , são determinadas nas equações vistas a seguir.

Neste caso, para exemplificar a estrutura do vetor \mathbf{p} , foi utilizado o modelo estático de cargas, sendo fácil a transposição do modelo estático para o dinâmico. Para tal, basta apenas adicionar as componentes do modelo dinâmico T_p , T_q , σ , ξ , α e β no vetor de parâmetros \mathbf{p} .

$$\mathbf{x} = \left[\delta \dot{\delta} E'_q E_{fd} \right]^T \quad (84)$$

$$\mathbf{z} = [V_0 \theta_{V_0} V_1 \theta_{V_1} I_{01} \theta_{I_{01}} I_1 \theta_{I_1} P_e]^T \quad (85)$$

$$\mathbf{u} = [P_m V_2 Z_{0R} Z_{0I} G_{12} B_{12} V_{ref}]^T \quad (86)$$

$$\mathbf{p} = [\omega_s H D X_d X'_d X_q T'_d R_a T_a K_a a_0 a_1 a_2 b_0 b_1 b_2]^T. \quad (87)$$

Os valores iniciais destes vetores, bem como os valores dos parâmetros de cada trecho de linha e a estrutura das funções F e G , seção 5.4, serão exibidos a seguir.

A.2 DEFINIÇÃO DAS FUNÇÕES F E G

Seguindo a estrutura das funções f e g apresentada anteriormente, para efetuar a montagem das funções F e G no *Matlab*, e de posse das equações algébricas e diferenciais, definidas anteriormente, alcança-se:

a) Função F

function[F] = Função F(x, z, u, p, flag)

switch flag

case 0

$$F = 4$$

case 1

$$\delta = x(1); w = x(2); E_{q\text{linha}} = x(3); E_{fd} = x(4);$$

$$V_0 = z(1); \text{teta}V_0 = z(2); V_1 = z(3); \text{teta}V_1 = z(4);$$

$$I_{01} = z(5); \text{teta}I_{01} = z(6); I_1 = z(7); \text{teta}I_1 = z(8); P_e = z(9);$$

$$P_m = u(1); V_2 = u(2); Z_{0R} = u(3); Z_{0I} = u(4); G_{12} = u(5); B_{12} = u(6); V_{ref} = u(7);$$

$$w_s = p(1); H = p(2); D = p(3); X_d = p(4); X_{d\text{linha}} = p(5); X_q = p(6); T_{d\text{linha}} = p(7);$$

$$R_a = p(8); T_a = p(9); K_a = p(10); a_0 = p(11); a_1 = p(12); a_2 = p(13); b_0 = p(14);$$

$$b_1 = p(15); b_2 = p(16);$$

$$I_q = I_{01} \cos(\delta) \cos(\text{teta}I_{01}) + I_{01} \sin(\delta) \sin(\text{teta}I_{01});$$

$$I_d = -I_{01} \sin(\delta) \cos(\text{teta}I_{01}) + I_{01} \cos(\delta) \sin(\text{teta}I_{01});$$

$$F(1, :) = w;$$

$$F(2, :) = ((w_s)/(2H))(P_m - P_e - Dw);$$

$$F(3, :) = (1/T_{d\text{linha}})(E_{fd} + (X_d - X_{d\text{linha}})I_d - E_{q\text{linha}});$$

case 2

$$F = [\delta' \ w' \ E_{q\text{linha}}']$$

end

b) Função G

function[G] = Função G(x, z, u, p, flag)

switch flag

case 0

$$G = 9$$

case 1

$$\delta = x(1); w = x(2); E_{q\text{linha}} = x(3); E_{fd} = x(4);$$

$$V_0 = z(1); \text{teta}V_0 = z(2); V_1 = z(3); \text{teta}V_1 = z(4);$$

$$I_{01} = z(5); \text{teta}I_{01} = z(6); I_1 = z(7); \text{teta}I_1 = z(8); P_e = z(9);$$

$$P_m = u(1); V_2 = u(2); Z_{0R} = u(3); Z_{0I} = u(4); G_{12} = u(5); B_{12} = u(6); V_{ref} = u(7);$$

$$w_s = p(1); H = p(2); D = p(3); X_d = p(4); X_{d\text{linha}} = p(5); X_q = p(6); T_{d\text{linha}} = p(7);$$

$$R_a = p(8); T_a = p(9); K_a = p(10); a_0 = p(11); a_1 = p(12); a_2 = p(13); b_0 = p(14);$$

$$b_1 = p(15); b_2 = p(16);$$

$$V_{0R} = V_0 \cos(\text{teta}V_0); V_{0I} = V_0 \sin(\text{teta}V_0);$$

$$V_{1R} = V_1 \cos(\text{teta}V_1); V_{1I} = V_1 \sin(\text{teta}V_1);$$

$$V_{2R} = V_2; V_{2I} = 0;$$

$$V_q = V_0 \cos(\delta) \cos(\text{teta}V_0) + V_0 \sin(\delta) \sin(\text{teta}V_0);$$

$$V_d = -V_0 \sin(\delta) \cos(\text{teta}V_0) + V_0 \cos(\delta) \sin(\text{teta}V_0);$$

$$I_{01R} = I_{01} \cos(\text{teta}I_{01}); I_{01I} = I_{01} \sin(\text{teta}I_{01});$$

$$I_{1R} = I_1 \cos(\text{teta}I_1); I_{1I} = I_1 \sin(\text{teta}I_1);$$

$$I_q = I_{01} \cos(\delta) \cos(\text{teta}I_{01}) + I_{01} \sin(\delta) \sin(\text{teta}I_{01});$$

$$I_d = -I_{01} \sin(\delta) \cos(\text{teta}I_{01}) + I_{01} \cos(\delta) \sin(\text{teta}I_{01});$$

$$P_1 = a_0 + a_1 V_1 + a_2 V_1 V_1;$$

$$Q_1 = b_0 + b_1 V_1 + b_2 V_1 V_1;$$

$$G(1,:) = RaId + XqIq + Vd;$$

$$G(2,:) = RaIq - XdlinhaId + Vq - Eqlinha;$$

$$G(3,:) = V1RI1R + V1II1I - P1;$$

$$G(4,:) = -V1RI1R + V1II1I - Q1;$$

$$G(5,:) = V0RI01R + V0II01I - Pe;$$

$$G(6,:) = I1R + V1RG12 - V2RG12 - V1IB12 - I01R;$$

$$G(7,:) = I1I + V1RB12 - V2RB12 - V1IG12 - I01I;$$

$$G(8,:) = V1R + I01RZ0R - I01Z0I - V0R;$$

$$G(9,:) = V1I + I01RZ0I - I01Z0I - V0I;$$

case 2

$$G = ['V0' \text{teta}V0' 'V1' \text{teta}V1' 'I01' \text{teta}I01' 'I1' \text{teta}I1' 'Pe']$$

end

A.3 SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA

A solução do sistema de equações não-lineares, apresentadas anteriormente, pelo método de *Newton*, no *Matlab*, requer a solução do fluxo de carga. Assim, será feito agora a definição dos vetores de variáveis conhecidas e desconhecidas, apresentados na seção 5.4, aqui utilizados, como a seguir:

$$\mathbf{v}_c = [V_0 P_e E_{fd}]^T \quad (88a)$$

$$\mathbf{v}_d = [\theta_{V_0} V_1 \theta_{V_1} I_{01} \theta_{I_{01}} I_1 \theta_{I_1} \delta E'_q]^T \quad (88b)$$

Neste caso, tem-se nove incógnitas. Pode-se verificar que o número de equações algébricas é o mesmo. Assim, não é necessário incluir nenhuma equação diferencial na solução do fluxo de carga. A função vetorial F (75) torna-se então igual a função $F2$ (60). Pode-se então aplicar o método de *Newton*, obtendo-se como solução o vetor \mathbf{v}_{cd} (77).

Para completar a solução do fluxo de carga, resta ainda recalcular duas variáveis associadas ao gerador: I_d e E_{fd} , pois o valor deste último foi arbitrado como uma variável conhecida somente para ter-se a solução do fluxo de carga contendo apenas equações algébricas ¹:

$$I_d = -I_{01} \cos(\theta_{I_{01}}) \sin(\delta) + I_{01} \sin(\theta_{I_{01}}) \cos(\delta) \quad (89a)$$

$$E_{fd} = -(X_d - X'_d)I_d + E'_q \quad (89b)$$

¹Neste caso com $\dot{E}'_q=0$.

APÊNDICE B SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE

Atualmente, a grande quantidade de processos automatizados, existentes nos mais diversos meios, motiva a utilização dos chamados sistemas SCADA. Sistemas SCADA são sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados em tempo real, realizando a interface entre o homem e o sistema de automação industrial. Localizam-se na parte de mais alto nível de um processo de controle e são usados em grande escala pela indústria, costumando ter desde algumas centenas até milhares de pontos de entrada e saída (ZEILMANN, 2002).

Suas unidades básicas de dados são os *Tags*, nomes que associam um endereço ou registrador de um dispositivo ao sistema de supervisão e controle. O supervisor trata os dados, ou variáveis, do processo como *Tags*, sejam eles vindos de um CLP (via *drivers*), de uma base de dados industrial (via *Ole for Process Control* - OPC) ou mesmo de um banco de dados.

O sistema de supervisão e controle trata da mesma maneira as variáveis, sejam elas vindas de um CLP ou de uma rede. Têm-se então grande facilidade e flexibilidade para realizar cálculos, elaborar relatórios, gerar arquivos históricos, montar estratégias de controle, manipular variáveis, etc. Entre outras características que este programa também possui pode-se citar: um ambiente gráfico para a edição das telas de monitoração (que permite a criação de *displays*, botões, animações, gráficos com tendências, etc.), editor de banco de dados, editor de *scripts* (pequenos trechos de programas escritos na linguagem *Eclipse Basic*), entre outras.

Em particular, as telas para o gerenciamento, monitoramento, controle, ensaios e simulações, do protótipo de produtor independente, foram geradas através do *software* supervisor Elipse SCADA, da empresa *Elipse Software Ltda*. Escolheu-se o Elipse por ser um sistema SCADA com alguns recursos de comunicação com outros programas e ainda porque o laboratório de automação industrial da UFRGS já possuía licença de uso para este. Existem muitos sistemas similares a este no mercado, mas a escolha foi baseada nos critérios antes expostos.

Especificamente, na aplicação supervisória construída, há uma série de objetos que exibem em tempo real os valores das tensões e correntes do gerador e da rede; bem como, a frequência do gerador durante o ensaio de frequência e de estatismo. Há também objetos retratando o botão de saída da aplicação, os motores (representando os motores de indução), lâmpadas, entre outros. Estes, são úteis para ligar ou desligar o gerador, iniciar ou finalizar a aplicação ou um ensaio, visualizar os dados de um arquivo ou escolher o tipo de ensaio a ser realizado, por exemplo. Também, a partir de um clique sobre *setpoints* é possível alterar os valores do regulador de velocidade, a taxa de amostragem de uma simulação, a escala de visualização de um gráfico, etc.

O Elipse SCADA permite a comunicação com equipamentos de aquisição de dados e outros computadores por meio de *drivers* de I/O ou *drivers* de rede fornecidos pela *Elipse Software* conforme o tipo do equipamento de I/O ou da conexão de rede. Os *drivers* do Elipse são arquivos separados com extensão DLL, sendo que um arquivo de ajuda é fornecido com cada *driver* contendo informações a respeito de sua configuração (ELIPSE, 1999).

B.1 INTERFACEAMENTO DOS SISTEMAS SCADA

Os sistemas SCADA utilizam muitas tecnologias abertas como meio de desenvolvimento de aplicações, entre elas pode-se citar o ODBC (*Open DataBase Connectivity*), os API (*Application Program Interface*) e os DDE (*Dynamic Data Exchange*). Através do uso destas tecnologias, o interfaceamento dos sistemas SCADA com outras aplicações torna-se possível.

O desenvolvimento de API, que é um modo de implementar um *software*, por exemplo um *gateway*, que é responsável pelo gerenciamento da comunicação e proporciona serviços de aplicação entre um servidor *Web* e um servidor SGDB (Sistema Gerencial do Banco de Dados), pode ser realizado em programas diferentes do supervisor, como pequenos trechos de programas escritos em Java, por exemplo.

O OPC é uma base de dados disponibilizada por alguma aplicação industrial, como por exemplo o *Foundation Fieldbus*, neste caso funcionando como o servidor da aplicação. A interface OPC torna possível a interoperabilidade entre aplicações de automação e controle, sistemas de dispositivos de campo e aplicações situadas em níveis mais altos na hierarquia de uma planta industrial.

Já o ODBC é uma interface de programação de aplicativos que usa o SQL como sua linguagem de entrada. A conexão lógica de uma base de dados ao sistema de supervisão permite uma leitura e atualização dos parâmetros de uma rede ou de um CLP, o controle de um processo ou a alteração de um relatório. Esta conexão com a base de dados é feita através de uma interface normatizada ODBC.

Através dos DDE, os supervisórios podem exportar e importar variáveis de outro contexto, como por exemplo os aplicativos do *Microsoft Office* ou do *Matlab*, sendo que este último conta com pacotes de *software* específicos para o controle de processos.

Um outro meio de interfaceamento de dados entre o sistema supervisório e outra aplicação, é através da execução de *Scripts* que gravam um relatório texto, gerado a partir de um arquivo de dados histórico, no formato desejado: *.dat*, *.doc* ou *.m*, por exemplo.