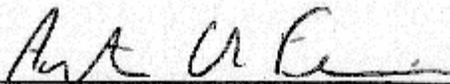


REFLEXOS DA MANOBRABILIDADE DE USINAS NUCLEARES NA OPERAÇÃO DE
SISTEMA ELÉTRICO

Márcio Luiz da Fonseca

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

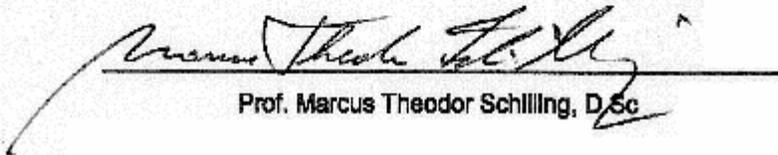
Aprovada por:



Prof. Antônio Carlos Ferreira, Ph.D



Prof. Alexandre Pinto Alves da Silva, Ph.D



Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2006

FONSECA, MÁRCIO LUIZ DA

Reflexos da Manobrabilidade de Usinas
Nucleares na Operação de Sistema Elétrico
[Rio de Janeiro] 2006

XVI, 183 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
M.Sc, Engenharia Elétrica, 2006)

Dissertação – Universidade Federal do
Rio de Janeiro, COPPE

1. Manobrabilidade de Usinas Nucleares
2. Operação de Sistemas Elétricos
3. Simulação de Sistemas de Potência
4. Dinâmica de Longo Termo

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

AGRADECIMENTOS

Há muito que agradecer, foram inúmeras as pessoas que me ajudaram, minha família, meus professores, colegas de trabalho e da COPPE, mas também há muitas outras que ao longo desses últimos três anos fiz contatos e mesmo sem me conhecerem, colaboraram com sua presteza, um conselho, um gesto de apoio, de compreensão ou simplesmente com sua franqueza.

Por poder escrever estas linhas, primeiramente quero agradecer a Deus por me conceder a Graça da Saúde e Força Espiritual.

À minha esposa Inez e meu filho Felipe, a minha gratidão pelo apoio e a compreensão por conta de minha ausência ao longo desse tempo.

Ao Professor Alquindar Pedroso, por suas palavras de incentivo na ocasião em que fazer este curso ainda era somente um sonho, e que me serviram de encorajamento ao longo de toda esta jornada. O meu agradecimento especial pelo privilégio de poder ter contado com sua orientação, compreensão e amizade.

Não poderia deixar de agradecer ao Prof. Antônio Carlos Ferreira pelo apoio e confiança depositados, ao Prof. Antônio Carneiro Mesquita Filho pelo entusiasmo transmitido e ao Prof. Alexandre Pinto Alves da Silva por sua compreensão e apoio num momento difícil dessa jornada.

Aos colegas da COPPE, que são inúmeros, esta página não seria suficiente para listá-los, mas em especial gostaria de registrar meu agradecimento aos colegas Juarez de Jesus Oliveira, Nilton Gavião Menezes, Otto Wanner Gambini Asencios e Hélio de Barros Pinto.

À Eletronuclear quero agradecer pela oportunidade concedida e confiança depositada ao longo desse tempo. Tive a oportunidade de contar com o apoio e ajuda de muitos colegas, mas não poderia deixar de citar em especial a ajuda de Marcos das Candeias, José Renato Bonatto Marinho, Salomão Gonçalves, Luiz Eduardo Güttler, Urbano Cesar M. Gondar e de Jacques Franco.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

REFLEXOS DA MANOBRABILIDADE DE USINAS NUCLEARES NA OPERAÇÃO DE SISTEMA ELÉTRICO

Márcio Luiz da Fonseca

Março/2006

Orientador: Antônio Carlos Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

A participação das unidades termelétricas no Sistema Elétrico Brasileiro tem crescido significativamente ao longo dos últimos anos. As potencialidades energéticas de origem hidráulica estão cada vez mais distantes e as restrições ambientais para sua implantação cada vez maiores, indicando a acentuação da característica de cada vez mais ter-se uma geração hidráulica distante versus uma geração térmica próxima dos grandes centros de consumo.

Tendo como base a experiência internacional que utiliza as unidades termonucleares na modulação e no controle automático de geração de seu sistema elétrico, este trabalho tem por objetivo fazer uma iniciação à exploração das potencialidades da manobrabilidade das unidades termonucleares no Sistema Interligado Nacional. Em particular, são avaliados os reflexos no comportamento estático e dinâmico do sistema, particularmente na área Rio de Janeiro e Espírito Santo, quando se considera a participação das unidades Angra 1, 2, e também da futura unidade 3, na modulação e controle de geração. As simulações foram feitas considerando diferentes pontos de operação e a participação destas unidades na regulação primária de frequência. Os resultados mostraram a existência de benefícios na melhoria da operação e estabilidade do sistema elétrico.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (D.Sc.)

CONSEQUENCES OF THE MANEUVERABILITY OF NUCLEAR PLANTS
IN THE OPERATION OF ELECTRICAL SYSTEM

Márcio Luiz da Fonseca

March/2006

Advisors: Antônio Carlos Ferreira

Department: Electrical Engineering

The participation of thermal electric generating units in the Brazilian electric power system has been growing significantly in the last years; the potentiality of hydraulic energy units has become too distant from the consumption centers, also environmental restrictions for its implantation has increased. These facts indicate that future generation expansion will face the choice of hydrogenation far from load centers or thermal generation close to the load center.

Based on international experience in using thermonuclear units in electric power systems, the aim of this dissertation is to highlight some of the potentialities of thermonuclear unit maneuverability to improve the performance of the Brazilian electric power grid.

Steady-state and dynamic simulations were carried out using the Brazilian electric system database and assuming that Angra 1 and 2 units and a future Angra 3 unit would also participate in automatic generation control and modulation. The results, mainly focused on the Rio de Janeiro-Espírito Santo Area, indicate an improvement in the system operation and stability.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ASPECTOS GERAIS DA GERAÇÃO TERMONUCLEAR	
2.1	Considerações Gerais	5
2.2	A reação nuclear e suas particularidades na operação de reatores	12
2.3	Principais tipos de reatores	23
2.4	Novas tendências e configurações	29
2.5	Conclusão	32
3	CARACTERÍSTICAS DE UMA UNIDADE TERMONUCLEAR DO TIPO PWR	
3.1	Introdução	33
3.2	Circuito primário	34
3.3	Circuito secundário	39
3.4	Circuito terciário	43
3.5	Gerador elétrico	44
3.6	Distribuição elétrica para serviços auxiliares e de emergência	50
3.7	Conclusão	57
4	PRINCIPAIS CONTROLES E MODELOS DE UMA UNIDADE PWR	
4.1	Introdução	58
4.2	Modos de controle de potência	60
4.3	Controles relacionados ao circuito primário	64
4.4	Controles relacionados ao circuito secundário	71
4.5	Conclusão	79
5	CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO	
5.1	Introdução	81
5.2	Configuração do CAG	85
5.3	Critérios de operação do CAG	90
5.4	Fatores de desempenho	94

6	SIMULAÇÕES	
6.1	Introdução	97
6.2	Características do sistema interligado	97
6.3	Critérios adotados	98
6.4	Simulações realizadas	100
6.4.1	Fluxo de potência	100
6.4.2	Comportamento eletromecânico	101
6.5	Análise de resultados (aspectos relevantes)	102
6.5.1	Efeitos da modulação de geração em regime permanente	102
6.5.2	Efeito da regulação no controle de frequência	107
6.5.3	Efeito da regulação na tensão	114
6.5.4	Potencial de melhoria da estabilidade	116
6.6	Conclusão	126
7	CONCLUSÃO	128
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133
	APÊNDICE “A” - GERADOR ELÉTRICO E SISTEMA DE EXCITAÇÃO	142
	APÊNDICE “B” - TEORIA BÁSICA DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO	151

ÍNDICE DE FIGURAS

- figura 1.1 - participação da geração termonuclear no SIN – 2003/2004,
- figura 2.1.1 - geração e participação mundial da energia nuclear,
- figura 2.1.2 - participação da geração nuclear em diversos países,
- figura 2.2.1 - distribuição de massa dos produtos de fissão térmica do U-235,
- figura 2.2.2 - produção de Xenônio,
- figura 2.2.3 - variação da reatividade para diversos níveis de operação estável,
- figura 2.2.4 - comportamento da reatividade devido ao Xenônio em função da variação da potência do reator, partindo do estado de equilíbrio 100 %,
- figura 2.2.5 - variação da reatividade após desligamento seguido de partida para potência nominal de 100 %,
- figura 2.3.1 - configuração básica de um reator PWR,
- figura 2.3.2 - configuração básica de um reator BWR,
- figura 2.3.3 - configuração básica do reator Magnox,
- figura 2.3.4 - configuração básica de um reator AGC,
- figura 2.3.5 - configuração básica de um reator CANDU,
- figura 2.3.6 - configuração básica do reator FBR - projeto francês,
- figura 2.4.1 - configuração básica de um reator PBMR,
- figura 2.4.2 - diagrama básico de um reator PBMR,
- figura 3.1.1 - diagrama esquemático básico geral de uma unidade PWR - 4 Loops,
- figura 3.2.1 - representação esquemática do circuito primário,
- figura 3.2.2 - representação isométrica básica do sistema primário,
- figura 3.2.3 - corte longitudinal de um reator nuclear do tipo PWR,
- figura 3.2.4 - gerador de vapor - corte longitudinal,
- figura 3.3.1 - representação básica dos circuitos primário e secundário,
- figura 3.3.2 - conjunto de turbinas de AP e BP,
- figura 3.5.1 - máquinas síncronas - densidade da corrente x refrigeração,
- figura 3.5.2 - disponibilidade atual de máquinas síncronas nos mercados europeu e americano,
- figura 3.5.3 - sistema de excitação estático sem escovas,
- figura 3.6.1 - critérios de redundância em sistemas de segurança,
- figura 3.6.2 - combinações de arranjos de redundância,
- figura 3.6.3 - exemplos de aplicação do critério de falha segura,

figura 3.6.4 - redundância em componentes com modo de falha indeterminado,
figura 3.6.5 - topologia básica dos serviços auxiliares da UTN Angra 1,
figura 3.6.6 - topologia básica dos serviços auxiliares da UTN Angra 2,
figura 4.1.1 - estrutura de uma unidade PWR,
figura 4.1.2 - visão geral dos principais controles de uma unidade PWR,
figura 4.2.1 - diagrama básico do modo de controle de potência turbina segue,
figura 4.2.2 - diagrama básico do modo de controle de potência reator segue,
figura 4.2.3 - diagrama de carga parcial de uma unidade PWR,
figura 4.3.1 - modelo básico de controle do circuito primário,
figura 4.3.2 - seqüência de movimentação das barras de controle,
figura 4.3.3 - estrutura básica do controle de distribuição de potência,
figura 4.4.1 - esquema básico do circuito secundário,
figura 4.4.2 - modelo básico do sistema de controle da turbina,
figura 4.4.3 - modelo de controle da turbina,
figura 4.4.4 - comportamento da regulação primária na situação de rejeição de carga,
figura 4.4.5 - modelo da relação potência da turbina e posição da válvula de controle,
figura 4.4.6 - modelo genérico de uma unidade térmica,
figura 4.4.7 - modelo básico do circuito secundário de uma unidade termonuclear,
figura 4.4.8 - modelo do sistema primário de regulação de freqüência,
figura 4.4.9 - controle primário de freqüência inserido no modelo de uma unidade PWR,
figura 5.1.1 - comportamento de unidade geradora sem regulação,
figura 5.1.2 - comportamento de unidade dotada somente com regulação primária,
figura 5.1.3 - comportamento de unidade dotada somente com regulação secundária,
figura 5.1.4 - comportamento de unidade dotada de regulação primária e secundária,
figura 5.2.1 - estruturas de áreas de controle do SIN,
figura 5.2.2 - mapa da área de atuação da UCTE,
figura 5.2.3 - mapa da área de atuação dos subcomitês do NERC,
figura 5.2.4 - mapa das regiões de controle do NERC,
figura 6.2.1 - diagrama simplificado da área RJ/ES - 500/345 KV,
figura 6.5.2.1 - evento 1 - potência mecânica da turbina de Angra 1 para P.O. 60 %,
figura 6.5.2.2 - evento 1 - potência mecânica da turbina de Angra 2 para P.O. 60 %,
figura 6.5.2.3 - evento 3 - variação da na barra Adrianópolis 500 KV com as UTN's Angra 1, 2 e 3 em 80 %,

- figura 6.5.2.4 - exemplo de faixas de operação da turbina à vapor com restrições,
- figura 6.5.2.5 - curva de proteção do gerador elétrico pôr subfreqüência,
- figura 6.5.3.1 - evento 3- tensão na barra Adrianópolis 500 kV-Angra 1 e 2 P.O.= 80 %,
- figura 6.5.3.2 - evento 9-tensão na barra Adrianópolis 500 kV-Angra 1,2 e 3 P.O.=60 %
- figura 6.5.4.1 - eixo "Q" ($^{\circ}$) para diversos P.O. das UTN's - carga média- ref.: Centro de Massa,
- figura 6.5.4.2 - ângulo eixo "Q" ($^{\circ}$) - Tucuruí e Ilha Solteira - carga média - ref.: Centro de Massa,
- figura 6.5.4.3 - evento 3 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O. – sem regulação,
- figura 6.5.4.4 - evento 4 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O. – sem regulação,
- figura 6.5.4.5 - evento 9 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O. – sem regulação,
- figura 6.5.4.6 - evento 6 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O. – sem regulação,
- figura 6.5.4.7 - evento 3 - variação da potência elétrica de Angra 2 em função da regulação,
- figura 6.5.4.8 - evento 3 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação,
- figura 6.5.4.9 - evento 3 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação,
- figura 6.5.4.10 - evento 9 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação,
- figura 6.5.4.11 - evento 9 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação,

Apêndices

- figura A.1 - representação física básica da máquina síncrona,
- figura A.2 - representação vetorial das principais grandezas de uma máquina síncrona,
- figura A.3 - máquina síncrona - modelagem do eixo direto,
- figura A.4 - máquina síncrona - modelagem do eixo em quadratura,
- figura A.5 - diagrama de blocos de um sistema de excitação,
- figura A.6 - diagrama de blocos de um regulador e excitatriz,
- figura A.7 - diagrama de blocos do transdutor de tensão e do compensador de carga,
- figura A.8 - diagrama de blocos do estabilizador adicional (PSS),

figura B.2.1 - variação linear da carga com a frequência,
figura B.2.2 - diagrama de blocos da regulação própria do sistema,
figura B.2.3 - curva ângulo-potência,
figura B.2.4 - diagrama de blocos de sistema composto por duas áreas,
figura B.2.5 - diagrama simplificado da figura B.2.4,
figura B.2.6 - comportamento típico da variação da frequência e da potência de sincronização,
figura B.2.7 - representação básica de uma área de controle,
figura B.3.1 - diagrama de blocos da regulação primária,
figura B.3.2 - curva de variação da frequência x geração para regulação primária,
figura B.3.3 - efeito da carga com a variação de frequência,
figura B.3.4 - influência da característica da carga no valor final da frequência,
figura B.3.5 - representação da área isolada com três unidades geradoras,
figura B.3.6 - regulação de velocidade para vários ajustes de carga,
figura B.3.7 - resposta típica de unidades de geração elétrica,
figura B.3.8 - representação de duas interligadas,
figura B.3.9 - diagrama equivalente de duas áreas interligadas,
figura B.3.10 - diagrama de blocos reduzido de duas áreas interligadas,
figura B.4.1 - implantação do controle integral na referência de frequência,
figura B.4.2 - resposta comparativa da frequência para regulação primária e secundária,
figura B.4.3 - representação do CAG numa mesma área com várias unidades geradoras,
figura B.4.4 - representação do CAG para duas áreas interligadas,
figura B.4.5 - representação gráfica do erro de controle de área,
figura B.4.6 - CAG com redistribuição de geração através de fatores de participação,
figura B.5.1 - esquemático do CAG com duas áreas e controle de erro de tempo,
figura B.5.2 - representação do intercâmbio entre duas áreas.

ÍNDICE DE TABELAS

- tabela 2.1.1 - geração termonuclear no mundo - 2004/2006,
- tabela 2.1.2 - geração termonuclear no mundo distribuída pôr continentes,
- tabela 2.1.3 - participação da energia nuclear em alguns países desenvolvidos,
- tabela 2.1.4 - empreendimentos de geração termelétrica no Brasil despachados no SIN,
- tabela 2.2.1 - balanço de massa de uma reação típica de fissão,
- tabela 3.5.1- especificações básicas dos geradores principais de Angra 1 e 2,
- tabela 3.5.2 - principais propriedades do hidrogênio,
- tabela 5.3.1 - controle de despacho de geração,
- tabela 5.3.2 - valores de banda morta de frequência para regulação primária,
- tabela 5.3.3 - tempos máximos estabelecidos para corte de carga ou geração,
- tabela 5.3.4 - esquema regional típico de alívio de carga - SE/CO/S,
- tabela 5.3.5 - esquema regional típico de alívio de carga – NE,
- tabela 5.4.1 - padrões para avaliação qualitativa do DFD,
- tabela 6.3.1 - patamares de geração das UTN's para diversos pontos de operação,
- tabela 6.4.2.1 - relação de eventos simulados,
- tabela 6.5.1.1 - tensões área RJ/ES carga leve operando normalmente sem indisponibilidades para pontos de operação 60 à 80 % em Angra 1 + Angra 2,
- tabela 6.5.1.2 - tensões área RJ/ES carga leve, pontos de operação das UTN's de 60 à 80 % com LT 500 KV - C2 Cachoeira Paulista-Adrianópolis desligado,
- tabela 6.5.1.3 - tensões área RJ/ES carga leve, pontos de operação das UTN's de 60 à 80 % com LT 500 KV - C2 Cachoeira Paulista-Adrianópolis e Tijuco Preto – Cachoeira Paulista desligados,
- tabela 6.5.1.4 - tensões área RJ/ES carga leve operando normalmente sem indisponibilidades para pontos de operação 60 à 80 % em Angra 1 + Angra 2 + Angra 3,
- tabela 6.5.1.5 - tensões área RJ/ES carga leve, pontos de operação das UTN's de 60 à 80 % (com Angra 3) com LT 500 kV - C2 Cachoeira Paulista - Adrianópolis desligado,

tabela 6.5.1.6 - tensões área RJ/ES carga leve, pontos de operação das UTN's de 60

a 80 % (com Angra 3) com LT 500 kV - C2 Cachoeira Paulista-

Adrianópolis e Tijuco Preto - Cachoeira Paulista desligados,

tabela 6.5.2.1 - valores de pico e final da potência mecânica da turbina de

Angra 1, 2 e 3,

tabela 6.5.2.2 - variação máxima do valor da frequência (Hz) para diversos eventos

simulados (ref.: barra Adrianópolis 500 KV),

tabela 6.5.2.3 - tempo de resposta da frequência para normalização em 59,9 Hz (s),

tabela 6.5.4.1 - ângulo eixo "Q" (°) - carga média - referência centro de massa,

tabela 6.5.4.2 - ângulo eixo "Q" (°) - carga média - referência Tucuruí,

tabela 6.5.4.3 - evento 4 - ângulo eixo "Q" pós evento (°) - carga média - ref. Ilha

Solteira,

tabela 6.5.4.4 - evento 4 - ângulo eixo "Q" pós evento (°) - carga média - ref. Ilha

Solteira,

tabela 6.5.4.5 - evento 3 - ângulo eixo "Q" pós evento (°) - carga média - ref. ilha

Solteira,

tabela 6.5.4.6 - evento 3 - ângulo eixo "Q" pós evento (°) - carga média - ref. ilha

Solteira.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABWR	- Advance Boiling Light Water;
ACR	- Advance Candu Reactor;
AGR	- Advanced Gas Cooled Reactor;
AP	- Alta Pressão;
BLW Candu	- Boiling Light Water Candu;
BP	- Baixa pressão;
BHWR	- Boiling Heavy Water Reactor;
BRR	- Bomba de Refrigeração do Reator;
BWR	- Boiling Water Reactor;
CAG	- Controle Automático de Geração;
CNA	- Característica Natural de Área;
CNEN	- Comissão Nacional de Energia Nuclear;
CNOS	- Centro Nacional de Operação do Sistema;
COS	- Centro de Operação Local;
COSR	- Centro de Operação do sistema Regional;
CRIEPI	- Central Research Institute of Electric Power Industry;
DFD	- Indicador de Desempenho da Frequência durante Distúrbios;
DFP	- Indicador de Desempenho da Frequência em Regime Permanente;
DOE	- United States Department of Energy;
ECA	- Erro de Controle de Área;
ECAR	- East Control Area Reliability Coordination Agreement;
ECS	- Erro de Controle de Sistema;
EFR	- European Fast Reactor;
EPR	- European Pressurized Water Reactor;
EPRI	- Electric Power Research Institute;
ERAC	- Esquema Regional de Alívio de Carga;
ERCOT	- Electric Reliability Council of Texas;
ESBWR	- Economic Simplified Boiling Water Reactor;
ETSO	- European Transmission System Operators;
FBR	- Fast Breeder Reactor;
FF	- Flat Frequency Control;
FRCC	- Florida Reliability Coordinating Council;
FRJ	- Fluxo ativo área Rio de Janeiro;

FTL	- Flat Tie Line Control;
GCFBR	- Gas Cooled Fast Breeder Reactor;
GCHWR	- Gas Cooled Heavy Water Reactor;
GCR	- Gas Cooled Reactor;
GV	- Gerador de Vapor;
HTGR	- High Temperature Gas Cooled Reactor;
IAEA	- International Agency Energy Atomic;
INB	- Indústrias Nucleares do Brasil;
IRIS	- International Reactor safety Inovation;
LGR	- Light-Water Grafited Moderator Reactor;
LMFBR	- Liquid Metal-Colled Fast Breeder Reactor;
LWBR	- Light Water Breeder Reactor;
LWCHWR	- Light Water Cooled Heavy Water Reactor;
LWGR	- Light Water Cooled Graphite Reactor (ver RBMK);
MAAC	- Mid-Atlantic Area Control;
MAGNOX	- Magnox Type Gas Cooled Reactor;
MAIN	- Mid-America Interconnected Network;
MHC	- Mechanical Hydraulic Control;
MIT	- Massachusetts Institute of Technology;
MRO	- Midwest Reliability Organization;
MSBR	- Molten Salt Breeder Reactor;
NERC	- North American Electric Reliability Council;
NPCC	- Northeast power Coordinating Network;
NRC	- U.S. Nuclear Regulatory Commission;
ONS	- Operador Nacional do Sistema;
PBMR	- Pebble Bed Modular Reactor;
PDO	- Planejamento Diário de Operação;
PHW Candu	- Pressurized Heavy Water Candu;
PHWR	- Pressure Vessel Heavy Water Reactor;
PO	- Ponto de Operação;
PWR	- Pressurized Water Reactor;
PZK	- Pressurizador do circuito primário de uma UTN;
RBMK	- Light-Water Grafited Moderator Reactor;
RFC	- Reliability Firsty Cooperation;

RPO	- Reserva de Potência Operativa;
SBWR	- Simplified Boilling Water Reactor;
SDV	- Sistema de Desvio de Vapor;
SERC	- Southeastern Electric Reliability Council;
SGHWR	- Steam Generating Heavy Water Reactor;
SIN	- Sistema Interligado Nacional;
SPP	- Southwest Power Poll Inc.;
SRR	- Sistema de Resfriamento do Reator;
SU/RE	- Conjunto Separador de Umidade/Reaquecedor;
TAP	- Tanque de Alívio do Pressurizador;
TLB	- Tie Line Bias Control;
UCTE	- Union for the Cooperation of Transmission of Electricity;
UTN	- Unidade Termonuclear;
VHTR	- Very High Temperture Reactor;
WECC	- Western Electricity Coordinating Council.

1 INTRODUÇÃO

A participação das unidades térmicas no parque gerador elétrico brasileiro teve recentemente um aumento significativo através da introdução da geração à gás. Da totalidade dos empreendimentos térmicos brasileiros em operação no período 2003/2004, as unidades termonucleares (UTN's) representaram 23,26 % da potência instalada, com 2007 MW, contribuindo com 51,4 % (24.940,6 GWh) de toda a geração térmica despachada no SIN, ao longo deste período, garantindo uma participação efetiva na ordem de 3,0 %, mostrada na figura 1.1, consolidando a efetividade da energia nuclear na matriz energética atual.

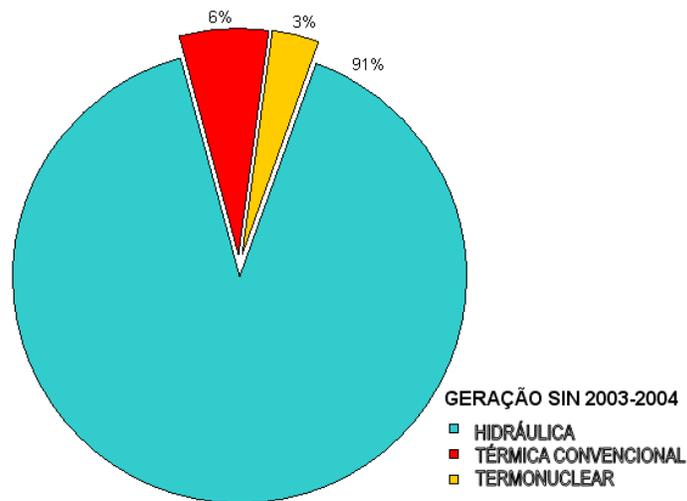


Figura 1.1 – participação da geração termonuclear no SIN 2003-2004 [1]

Por ser um grande importador de energia, a área Rio de Janeiro/Espírito Santo é significativamente influenciada pelas condições de carga e geração das vizinhanças, principalmente da área São Paulo e em menor escala Minas Gerais. Essa influência é minimizada pela operação das UTN's Angra 1 e 2, contribuindo na melhoria da confiabilidade do fornecimento para a região.

Ao longo dos últimos anos, o Brasil explorou intensivamente os aproveitamentos hídricos, porém, atualmente as disponibilidades energéticas estão se afastando cada vez mais dos grandes centros consumidores. Outro aspecto importante é a maior dificuldade de autorização e licenciamento de novos empreendimentos de geração hidrelétrica, devido ao crescimento das exigências de caráter ambiental, dentre outros

fatores. Esse cenário tem favorecido à implantação de empreendimentos térmicos, face ao seu curto prazo de instalação e uma razoável flexibilidade de localização em pontos mais estratégicos do sistema elétrico, geralmente junto aos centros de carga.

A razoável flexibilidade de localização das unidades térmicas e a distância das unidades hidrelétricas, evidenciam uma caracterização, em relação aos grandes consumidores, de que o SIN está com geração de origem hidráulica cada vez mais remota e geração térmica cada vez mais local e participativa, influenciando naturalmente e de forma gradativa as características operativas do sistema elétrico como um todo.

É a partir desse ponto, que este trabalho tem como objetivo fazer uma iniciação à exploração das potencialidades da manobrabilidade das unidades termonucleares no controle de geração, através da avaliação dos reflexos no comportamento estático e dinâmico do Sistema Elétrico Interligado e particularmente na área Rio de Janeiro e Espírito Santo, com a introdução das UTN's nas simulações de modulação e controle de geração, diante dos diferentes pontos de operação e da resposta da regulação primária de frequência destas unidades, pelos seguintes motivos:

- o complexo termonuclear Almirante Álvaro Alberto, localizado no município de Angra dos Reis – RJ , atualmente operando as unidades Angra 1 e 2, constitui-se do maior empreendimento termelétrico do País, com uma capacidade de ampliação em mais 67,3 %, através da unidade Angra 3; sendo responsável por um fornecimento superior à 40 % de toda a energia consumida na área RJ/ES;
- a proximidade das unidades termonucleares das áreas Rio de Janeiro/Espírito Santo e São Paulo; principais centros de consumo do País;
- a potencialidade das UTN's em contribuir na inserção de blocos razoáveis de energia, podendo aceitar degraus de +/- 10 % na variação de geração;
- o ponto de operação das UTN's não influencia de maneira direta nas condições ambientais da área, uma vez que estes empreendimentos não emitem gases para a atmosfera, ao contrário das unidades térmicas convencionais, que dependendo de seu ponto de operação podem contribuir ainda mais para o lançamento de compostos de carbono no ar.

Ao explorar o tema, não se pretende aprofundar a análise no sentido de vir a poder elaborar uma proposta efetiva para a alteração do sistema atual, mas precisamente em proporcionar um convite para uma reflexão técnica mais ampla, diante da experiência operacional externa e do fato de que possivelmente, num futuro não tão distante, o Brasil não seja mais um País majoritariamente de hidrelétricas.

Para um melhor desencadeamento do assunto, este trabalho foi estruturado da seguinte forma:

- O capítulo 2, em sua primeira parte, fornece uma visão ampla do cenário mundial da energia nuclear, sua participação na matriz energética de diversos países, inclusive o Brasil. A segunda parte tem como objetivo, mostrar de forma direta os principais aspectos da física nuclear e suas particularidades na operação das UTN's. A terceira parte, faz uma apresentação das principais configurações comerciais, as inovações tecnológicas e as tendências até o final deste século.

O capítulo 3 dedica-se em mostrar as características das UTN's do tipo PWR, padrão adotado nas unidades Angra 1 e 2, distribuindo a abordagem em função dos circuitos básicos de refrigeração existentes: primário, secundário e terciário. O item 3.5 aborda o gerador elétrico, componente comum em toda e qualquer unidade de geração de energia, porém nas UTN's, as escalas são muito maiores, implicando na necessidade de aperfeiçoamento das técnicas construtivas atuais, bem como o desenvolvimento de novas tecnologias. Neste caso, o objetivo desse item é chamar a atenção das principais particularidades tecnológicas no desenvolvimento do projeto de máquinas síncronas destinadas a aplicação em unidades nucleares. Para finalizar o capítulo 3, o item 3.6 fornece uma idéia da especificação básica e da topologia dos serviços auxiliares, que pôr se tratar de uma instalação com elevadíssimo nível de segurança, inúmeras particularidades de projeto e instalação são previstas para garantir o perfeito funcionamento ininterrupto dos circuitos de segurança dos sistemas nucleares.

O capítulo 4 dedica-se a fazer uma introdução das principais características operacionais, mostrando como os circuitos primário e secundário se interagem diante das mudanças operacionais.

O capítulo 5 é dedicado exclusivamente ao relato das principais estruturas e experiências de planejamento e controle de geração no Brasil e no exterior, particularmente nos Estados Unidos e na Europa, onde localiza-se atualmente a maioria das instalações nucleares com participação ativa no controle automático de geração (CAG). O anexo “B” mostra o desenvolvimento da teoria do CAG.

O capítulo 6 é destinado às simulações. São relatados preliminarmente o porte do SIN para dar uma dimensão comparativa do estudo em questão, os critérios adotados para a realização das simulações, a análise dos resultados obtidos e suas conclusões.

O capítulo 7 faz uma conclusão, sintetizando de forma objetiva as potencialidades dos resultados obtidos e uma exposição de motivos para o desenvolvimento de novos trabalhos, com o objetivo de dar continuidade ao tema.

2 ASPECTOS GERAIS DA GERAÇÃO TERMONUCLEAR

2.1 Considerações gerais

Este capítulo tem por objetivo abordar em linhas gerais a situação atual dos empreendimentos nucleares destinados à geração de energia elétrica, sua contribuição na matriz energética mundial e as tendências tecnológicas a curto e médio prazo.

O cenário mundial da área nuclear está mostrado na tabela 2.1.1 e 2.1.2. Atualmente com 443 unidades termonucleares em operação comercial, 26 em construção, outras 39 planejadas e mais 113 propostas, indica uma tendência de retomada acentuada dos empreendimentos nesta área.

País	Geração Nuclear de eletricidade (2004)		Reatores em operação (jan 2006)		Reatores em construção (jan 2006)		Reatores Planejados (jan 2006)		Reatores Propostos (jan 2006)	
	10E6 MWh	%	Qtde	MWe	Qtde	MWe	Qtde	MWe	Qtde	MWe
Argentina	7.3	8.2	2	935	1	692	0	0	0	0
Armenia	2.2	39.0	1	376	0	0	0	0	0	0
Bélgica	44.9	55.0	7	5728	0	0	0	0	0	0
Brasil	11.5	3.0	2	1901	0	0	1	1245	0	0
Bulgária	15.6	42.0	4	2722	0	0	2	1900	0	0
Canada	85.3	15.0	18	12595	0	0	2	1540	0	0
China	47.8	2.2	9	6587	2	1900	9	8200	19	15000
Rep. Checa	26.3	31.0	6	3472	0	0	0	0	2	1900
Egito	0	0	0	0	0	0	0	0	1	600
Finlândia	21.8	27.0	4	2676	1	1600	0	0	0	0
França	426.8	72.0	59	63473	0	0	0	0	1	1600
Alemanha	158.4	32.0	17	20303	0	0	0	0	0	0
Hungria	11.2	34.0	4	1755	0	0	0	0	0	0

Tabela 2.1.1 – geração termonuclear no mundo – 2004/2006 [2] [3]

País	Geração Nuclear de eletricidade (2004)		Reatores em operação (jan 2006)		Reatores em construção (jan 2006)		Reatores Planejados (jan 2006)		Reatores Propostos (jan 2006)	
	10E6 MWh	%	Qtde	MWe	Qtde	MWe	Qtde	MWe	Qtde	MWe
Índia	15.0	2.8	15	2993	8	3638	0	0	24	13160
Indonésia	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4000
Irã (*)	0	0	0	0	1	950	2	1900	3	2850
Israel	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1200
Japão	273.8	29.0	56	47700	1	866	12	14782	0	0
CoréiaNorte(*)	0	0	0	0	1	950	1	950	0	0
Coréia Sul	124.0	38.0	20	16840	0	0	8	9200	0	0
Lituânia	13.9	78.0	1	1185	0	0	0	0	1	1000
México	10.6	5.2	2	1310	0	0	0	0	0	0
Holanda	3.6	3.8	1	452	0	0	0	0	0	0
Paquistão	1.9	2.4	2	425	1	300	0	0	2	1200
Romênia	5.1	10.0	1	655	1	655	0	0	3	1995
Rússia	133.0	16.0	31	21743	4	3600	1	925	8	9375
Eslováquia	15.6	55.0	6	2472	0	0	0	0	2	840
Eslovenia	5.2	38.0	1	676	0	0	0	0	0	0
África do Sul	14.3	6.6	2	1800	0	0	1	165	24	4000
Espanha	60.9	23.0	9	7584	0	0	0	0	0	0
Suécia	75.0	52	10	8938	0	0	0	0	0	0
Suíça	25.4	40	5	3220	0	0	0	0	0	0
Turquia (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4500
Ucrânia	81.1	51	15	13168	2	1900	0	0	0	0
Reino Unido	73.7	19	23	11852	0	0	0	0	0	0
EUA	788.6	20	104	97924	1	1065	0	0	13	17000
Vietnam (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2000
Taiwan (*)	37.9	21	6	4884	2	2600	0	0	0	0
TOTAL	2618.6	16	443	368344	26	20716	39	40807	113	82220

(*) Não reconhecido oficialmente pela IAEA (Agência Internacional de Energia Atômica)

Tabela 2.1.1 – geração termonuclear no mundo – 2004/2006 [2] [3] - continuação

A maior parte das unidades termonucleares instaladas no mundo encontra-se na Europa (42,89 %), ficando em seguida com a América do Norte (27,99 %) e a Ásia (27,77 %). A América do Sul e a África apresentam uma contribuição pouco significativa, com aproximadamente 1,35 % .

A expectativa a médio prazo é de um aumento considerável do número de instalações na Ásia, sendo esperado que esse continente detenha a maior quantidade de unidades termonucleares no mundo (36,39 % contra 35,59 % na Europa), conforme mostrado na tabela 2.1.2.

A África é o continente que deverá ter o maior aumento percentual no desenvolvimento de novas unidades nucleares, com os reatores modulares PBMR, apresentados no item 2.4.

Continente	Reatores em operação (jan 2006)		Reatores em construção (jan 2006)		Reatores Planejados (jan 2006)		Reatores Propostos (jan 2006)		Expectativa a médio e longo Prazo	
	Qtde	%	Qtde	%	Qtde	%	Qtde	%	Qtde	%
Europa	190	42,89	8	30,76	3	7,69	20	17,70	221	35,59
América do Norte	124	27,99	1	3,85	2	5,14	13	11,50	140	22,54
América do Sul	4	0,90	1	3,85	1	2,56	0	0	6	0,97
Ásia	123	27,77	16	61,54	32	82,05	55	48,67	226	36,39
África	2	0,45	0	0	1	2,56	25	22,13	28	4,51

Tabela 2.1.2 – geração termonuclear no mundo distribuída pôr continentes

A evolução da participação nuclear nos últimos 30 anos está mostrada na figura 2.1.1, na qual contribui atualmente com aproximadamente 16 % de toda a energia gerada no mundo.

O ritmo de crescimento da geração nuclear foi bastante acentuado até meados da década de 80. A crise do petróleo foi um marco impulsionador desse ritmo. Nos anos seguintes, até a o final do século XX, o crescimento foi modesto devido à uma série de fatores, dentre eles, os movimentos ecológicos e o aumento da participação do gás na matriz energética.

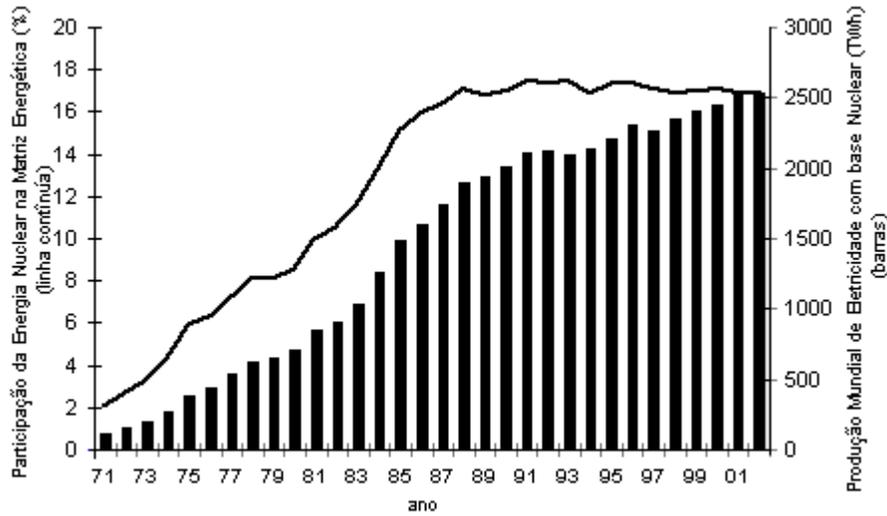


figura 2.1.1 - geração e participação mundial da energia nuclear. [4]

O Brasil sendo um País com condições geográficas e climáticas favoráveis durante todo o ano e recursos hídricos abundantes, é natural que a energia nuclear não seja vista num primeiro plano como uma necessidade imediata, porém em alguns países, a opção nuclear é uma estratégia importante, como pode ser constatada através da análise da figura 2.1.2.

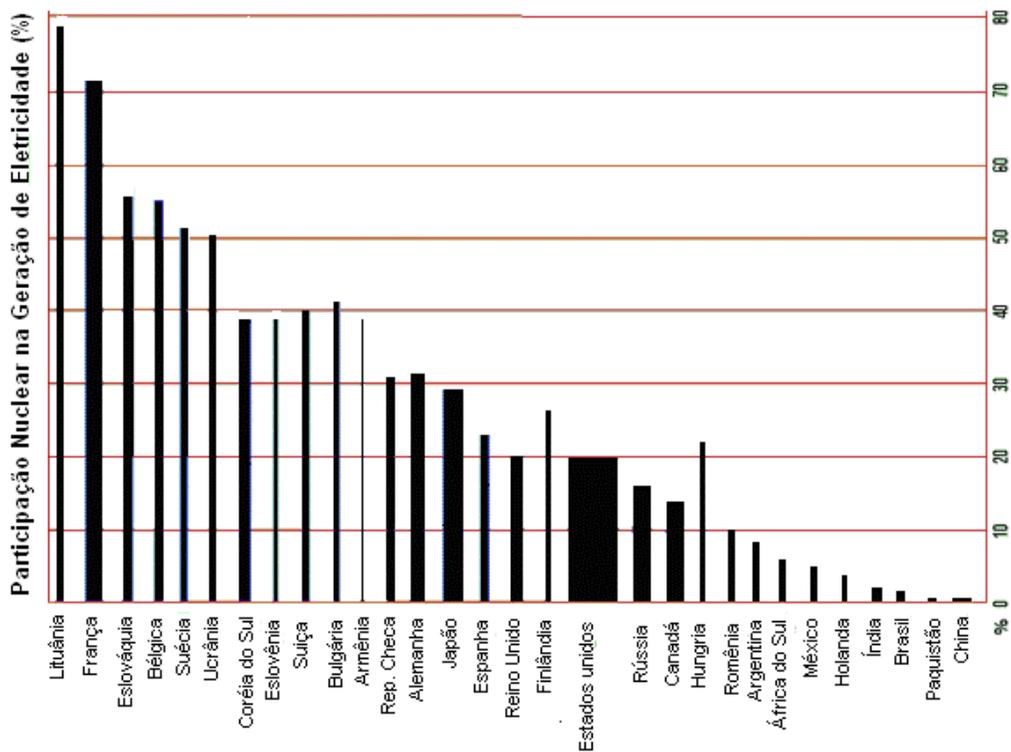


figura 2.1.2 - participação da geração nuclear em diversos países (%). [4]

A maioria dos países desenvolvidos (primeiro mundo) tem a opção nuclear em sua matriz energética com uma contribuição de pelo menos 15,0 %. A tabela 2.1.3 mostra alguns desses índices, obtidos da tabela 2.1.1. No Brasil, essa participação é da ordem de 3,0 % com as unidades termonucleares Angra 1 e 2.

País	%
Lituânia	78,0
França	72,0
Bélgica	55,0
Suécia	52,0
Suíça	40,0
Alemanha	32,0

País	%
Japão	29,0
Reino Unido	19,0
Finlândia	27,0
USA	20,0
Rússia	16,0
Canadá	15,0

tabela 2.1.3 - participação da energia nuclear em alguns países desenvolvidos

O parque gerador termelétrico brasileiro utilizava inicialmente como fontes primárias o carvão e o óleo. Na década de 80 foi introduzida a geração nuclear com a unidade Angra 1 e no final da década de 90 foram instaladas em larga escala as unidades a gás. A tabela 2.1.4 mostra a situação atual. [5]

Com já informado no capítulo 1, verifica-se que dentre as unidades de geração térmica despachadas diretamente no SIN, as termonucleares Angra 1 e 2 contribuem de forma significativa, com 26,27 % do parque térmico instalado. Também deve ser observado com bastante relevância que estas unidades estão em operação contínua na geração de base, contribuindo com 51,4 % de toda a geração térmica nacional, estando o Brasil com um conhecimento aprofundado sobre o ciclo de enriquecimento do combustível nuclear, produzindo-o na INB (Indústrias Nucleares do Brasil), localizada no município de Resende – RJ.

As unidades geradoras à gás, com maior participação no parque térmico instalado, está com uma boa parte na operação de reserva, cujas expectativas de ampliação destes empreendimentos estão vinculados à questionamentos quanto as garantias de fornecimento do gás.

Capítulo II – Aspectos Gerais da Geração Termonuclear

Empresa	Usina	Tipo	Configuração Unitária (Qtde x MW)	Potência instalada (MW)
AES URUGUAIANA	Uruguaiana	Gás	2 x 175,0 1 x 250,0	600,0
CEB	UTE Brasília	Óleo	2 x 5,0	10,0
CEMIG	Igarapé	Óleo	1 x 131,0	131,0
CGTEE	Pres. Médici A/B	Carvão	2 x 63,0 2 x 160,0	490,0
	São Jeronimo	Carvão	2 x 5,0 1 x 10,0	
	Nutepa	Óleo	3 x 8,0	
CGT FORTALEZA	Fortaleza	Gás	2 x 111,9 1 x 122,9	46,7
CHESF	Camaçari	Gás	3 x 72,0	16,0
COPEL	Figueira	Carvão	2 x 10,0	20,0
CPFL	Carioba	Óleo	2 x 18,0	36,0
EL PASO	Macaé Merchant	Gás	20 x 46,1	922,0
ELETRONUCLEAR	Angra 1 Angra 2	Nuclear Nuclear	1 x 657,0 1 x 1350,0	2007,0
EMAE	Piratininga 1 e 2 Piratininga 2 e 4	Gás Óleo	2 x 100,0 2 x 136,0	472,0
EPE	Cuiabá	Gás	2 x 150,0 1 x 180,0	480,0
FAPEN	Fapen	Gás	2 x 30,0	60,0
FURNAS	Santa Cruz Roberto Silveira	Óleo Gás	2 x 84,0 2 x 220,0 2 x 16,0	640,0
IBIRITERMO	Ibiritermo	Gás	1 x 150,0 1 x 85,0	235,0
MPX Termoceará	Termoceará	Gás	4 x 55,0	220,0
PETROBRÁS	Canoas	Gás	1 x 160,0	160,0
SFE	Eletrobolt	Gás	8 x 47,4	379,2
TRACTEBEL	Jorge Lacerda C Jorge Lacerda B Jorge Lacerda A Charqueadas Alegrete William Arjona	Carvão Carvão Carvão Carvão Óleo Gás	1 x 363,0 2 x 131,0 2 x 50,0 2 x 66,0 4 x 18,0 2 x 33,0 3 x 40,0	1115,0
JUIZ FORA	Juiz Fora	Gás	2 x 43,5	87,0
RESUMO TOTAL	Carvão Óleo Nuclear Gás	16,40 % 13,30 % 23,26 % 47,04 %	1.415,0 MW 1.147,0 MW 2.007,0 MW 4.057,9 MW	8.626,9 MW

tabela 2.1.4 – empreendimentos no Brasil de geração térmica despachados no SIN [5]

A tecnologia nuclear sob o aspecto operacional pode ser considerada uma energia limpa, não emitindo qualquer tipo de substância poluente ao meio ambiente, sendo vista como uma boa alternativa, a curto prazo, para utilização em larga escala, na contribuição da redução de emissões de gases na atmosfera, em substituição parcial aos empreendimentos que utilizam tecnologias com base em combustíveis fósseis.

Há dois aspectos relevantes que contribuem para que a geração nuclear seja vista com alguma preocupação. O primeiro aspecto é a segurança e o segundo, o rejeito radioativo.

A experiência operacional adquirida ao longo dos últimos cinquenta anos e os avanços tecnológicos gradativos proporcionaram às instalações nucleares um fator de segurança inigualável a qualquer outro tipo de empreendimento, tornando-o o mais seguro mundialmente.

Quanto ao aspecto do rejeito, a análise deve ser feita de duas formas distintas: o combustível usado e os materiais descartados nas instalações (peças usadas, ferramentas, resinas etc). O primeiro, o combustível usado, que é o mais preocupante, devido ao longo tempo de decaimento de sua radioatividade, inúmeros esforços estão sendo feitos no sentido de se aperfeiçoar novas tecnologias destinadas a utilizar o Plutônio. Com isso, as usinas termonucleares atuais poderão fornecer o combustível para as futuras instalações, denominadas regeneradoras (Breeder). Isso tornará essa fonte de energia autosustentável por um longo período de tempo, sendo sua implantação de forma definitiva prevista ainda para este século.

Políticas de planejamento e controle de qualidade têm contribuído muito para a redução significativa dos rejeitos provenientes da utilização de materiais em contato com elementos radioativos, cujo decaimento é relativamente curto, desde alguns meses até aproximadamente 300 anos, fazendo com que, ao longo dos próximos anos esse tipo de preocupação seja desconsiderada.

Uma expectativa muito grande é quanto a participação da energia nuclear no desenvolvimento das células combustíveis, fazendo parte do processo de produção de hidrogênio em larga escala.

Desta forma, verifica-se uma tendência a curto e médio prazo de que a energia nuclear terá uma importância cada vez mais significativa no desenvolvimento tecnológico, bem como participará cada vez mais da matriz energética mundial.

2.2 A reação nuclear e suas particularidades na operação de reatores

Este item tem por objetivo mostrar de forma básica os principais fenômenos que ocorrem numa reação nuclear e suas particularidades na operação de uma central de geração termonuclear.

Existem três isótopos que podem ser considerados realisticamente como combustíveis físséis para reatores nucleares: o Urânio 233 (U-233), Urânio 235 (U-235) e o Plutônio 239 (PU-239). Apenas o U-235 existe disponível na natureza. O U-233 e o PU-239 são obtidos respectivamente a partir da absorção de neutrons pelo Tório (Th-232), denominado ciclo do Tório, e do Urânio-238, denominado ciclo do Urânio. Da mesma forma que o U-235, o Th-232 e o U-238 são naturais.

Denomina-se fissão nuclear o processo de fragmentação no núcleo de um átomo, quando um neutron com determinada energia cinética colide e é absorvido por um átomo de urânio 235, elevando seu nível de energia, ficando em estado excitado. O núcleo instável, agora como U236 pode emitir radiação gama (γ), permanecendo como U236 ou se fragmentando (fissão).

A fissão nuclear gera energia térmica, pois partindo o átomo em pedaços menores gerando dois ou três novos neutrons que se colidirão com outros átomos, produzindo mais fissões e neutrons, ocasionando o que se denomina reação em cadeia, no qual a transferência dessa energia, através da agitação térmica dos fragmentos de fissão na massa das pastilhas de combustível, é feita para o refrigerante do reator.

Observando a figura 2.2.1, pode ser visto que a maior liberação de energia é devida a cinética dos produtos de fissão dos elementos com número de massa 95 e 140, demonstrada na tabela 2.2.1.

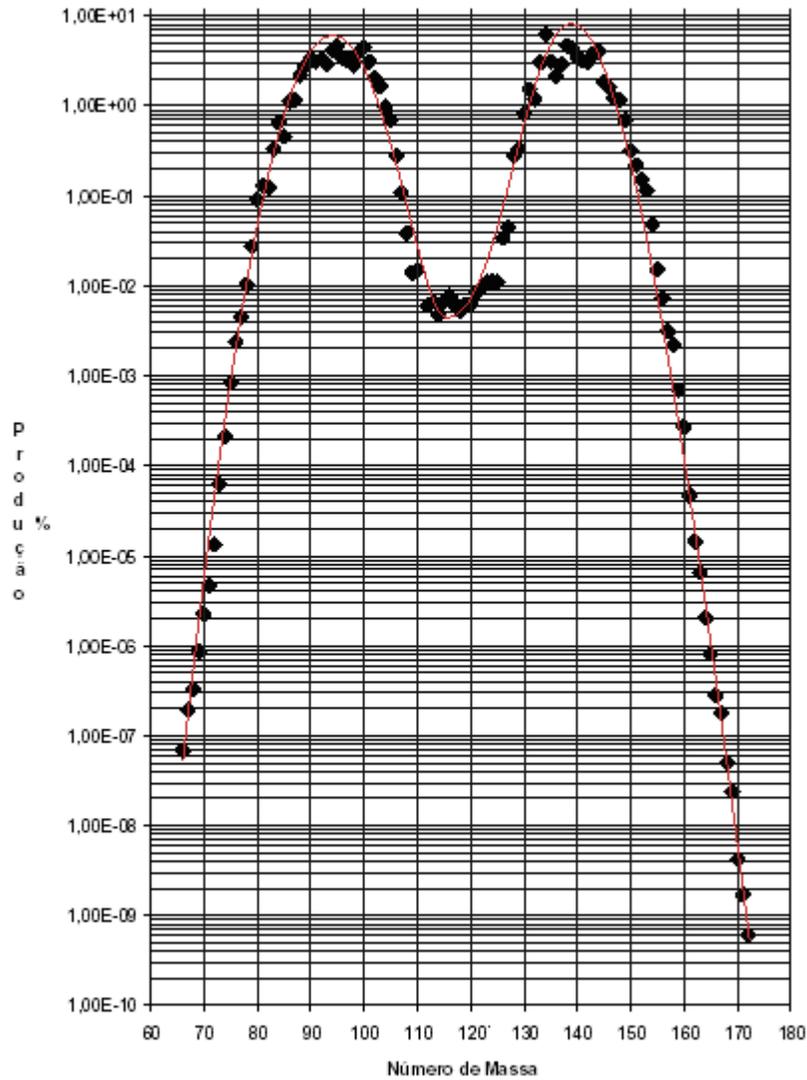


Figura 2.2.1 – distribuição de massa dos produtos da fissão térmica do U-235. [6] [7]

A unidade eletrón-volt corresponde a energia necessária para deslocar um elétron (carga unitária de $1,6 \times 10^{-19}$ Coulomb) a uma velocidade constante através de uma diferença de potencial de 1 Volt.

ANTES DA FISSÃO			
NÚCLEO	PRÓTON	NEUTRON	MASSA [u] (1)
U 235	92	143	235,044
n	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>1,009</u>
	92	144	236,053
APÓS A FISSÃO			
NÚCLEO	PRÓTON	NEUTRON	MASSA [u] (1)
Kr 89	36	53	88,908
Ba 144	56	88	143,905
3n	<u>0</u> (1)	<u>3</u>	<u>3,026</u>
	92	144	235,839

DIFERENÇA DE MASSA: $236,053 - 235,839 = 0,214 \text{ u}$
 ENERGIA LIBERADA: $0,214 \times 931,44 = 199,33 \text{ MeV}$
 (1) u = UNIDADE DE MASSA ; MASSA DE REFERÊNCIA : C-12; u = 931,44 MeV

tabela 2.2.1 – balanço de massa de uma reação típica de fissão

O fator de eficiência mais determinante num reator é a relação do número de neutrons emitidos em fissões pôr neutrons absorvidos em material físsil, denominado eta (η). Para o U-235, esse parâmetro apresenta o valor 2,08. Outro fator determinante no projeto de reatores de potência é a taxa máxima de queima de combustível e a duração do ciclo operacional, uma vez que os combustíveis nucleares não são queimados totalmente como os combustíveis fósseis.

A composição isotópica do combustível para uma central nuclear do tipo PWR é desenvolvida através de enriquecimento, uma vez que o Urânio natural contem apenas 0,71 % de U-235 em peso na matriz fértil de U-238. Atualmente, os elementos combustíveis para as centrais nucleares PWR apresentam taxas de 1,9; 2,5 e 3,6 % de enriquecimento do U-235 em peso. Essas diferenças de enriquecimento tem por objetivo melhorar o quanto possível a distribuição de calor a ser transferida ao refrigerante, com o posicionamento estratégico dos elementos combustíveis no interior do núcleo do reator.

O U-238 é denominado fértil porque é convertido no material físsil PU-239 após absorver um neutron.

O processo que inicia a reação nuclear é denominado ativação por neutrons, no qual uma fonte de neutrons é colocada dentro do vaso do reator, chamada de fonte primária. Nas primeiras reações, a fonte primária emite neutrons naturalmente, por exemplo o Californio 252 (Cf) que tem uma vida média de 66 anos.

Com a operação do reator, o fluxo neutrônico existente ativa outras fontes de neutrons, denominadas fontes secundárias, por exemplo o Antimônio (Sb) e o Berílio (Be). A estabilidade da reação nuclear está relacionada ao equilíbrio entre a emissão, absorção e fuga de neutrons.

A absorção é o fenômeno de um neutron ser absorvido no combustível sem causar fissão. O neutron, neste caso, pode ser absorvido pelas barras de controle, pelo refrigerante (ácido bórico) ou nas estruturas que compõem o reator.

A fuga é o fenômeno do neutron deixar o núcleo sem ser absorvido e sem causar fissões.

A reação (ou simplesmente, o reator) é considerada(o) subcrítica(o) quando a produção de neutrons é menor que sua absorção adicionada as fugas. Neste caso a reação nuclear não permanece sustentável ao longo do tempo.

A situação inversa, denominada supercrítica, ocorre quando a produção de neutrons é maior que a absorção e fugas, ocasionando o aumento da potência do reator. Neste caso, os dispositivos intrínsecos de controle deverão entrar em atuação no momento apropriado.

O reator encontra-se criticalizado quando atinge o equilíbrio de neutrons. A criticalidade do reator existe em qualquer faixa de operação, porém a intensidade da população de neutrons (fluxo neutrônico) determina sua potência. [7] [8]

Em resumo:

$$K = P / (A + L) \quad (2.2.1)$$

onde:

K = coeficiente de criticalidade

$0 \leq K < 1$ reação subcrítica

$K = 1$ reação crítica

$K \geq 1$ reação supercrítica

P = n.º de neutrons

A = n.º de neutrons absorvidos

L = n.º de fuga de neutrons

Define-se reatividade como a variação relativa em relação ao estado de criticalidade

$$\rho = (K - 1) / K \quad (2.2.2)$$

onde;

ρ = reatividade (definido em % ou pcm) - para reator crítico $\rho = 0$)

pcm = por cem mil = 10^{-5}

Os reatores nucleares ocidentais são construídos para possuírem uma característica chamada realimentação negativa de reatividade, uma vez que o coeficiente isotérmico de temperatura do meio refrigerante é negativo, isto é, o aumento de temperatura diminui a reatividade do reator. Desta forma, se alguma condição é modificada, o reator tende a reverter a mudança. Essa característica é um estabilizador de potência e um fator fundamental para a segurança da usina.

Durante a operação do reator, a reatividade é basicamente influenciada pelos seguintes parâmetros:

- queima do combustível;
- concentração de ácido bórico no refrigerante;
- temperatura do combustível ;
- temperatura do refrigerante do reator;
- pressão do refrigerante do reator;

- produtos de fissão, principalmente o Xenônio;
- posição das barras de controle.

O controle ativo da reação em cadeia ocorre pela inserção ou retirada de barras de controle no núcleo do reator ou através da variação da concentração de Boro (B) no Sistema de Refrigeração do Reator (SRR).

As barras de controle são constituídas por uma liga de Prata (Ag), Índio (In) e Cádmio (Cd), que confere excelente propriedade de absorção de neutrons.

O ácido bórico diluído na água do SRR tem a seguinte reação :



A medida que o Urânio vai sendo consumido no núcleo do reator, torna-se necessário a redução gradual da concentração de boro através da substituição de uma parte do volume de refrigerante do circuito primário por água desmineralizada. Essa operação é feita através do sistema denominado controle químico e volumétrico.

As reações nucleares que ocorrem no reator dão origem a diversas substâncias radioativas produzidas no interior ou no exterior do combustível.

No interior do combustível são produzidos isótopos de Plutônio (Pu), Netúnio (Np), Amerício (Am) e o Cúrio (Cm) dentre outros através de reações conhecidas como transmutação. Esses elementos são denominados transurânicos. A produção de Plutônio é importante, pois seus isótopos físséis PU239 e PU241 são responsáveis pela geração de uma parcela significativa de energia.

Há duas barreiras que impedem que os produtos de fissão produzidos no interior do combustível se misturem ao refrigerante, causando o que denomina-se contaminação: a própria cerâmica das pastilhas de combustível e as paredes da vareta, compostas de zircaloy (liga à base de zircônio).

Porém, existem mecanismos de escape desses produtos de fissão para o refrigerante ocasionados por:

- contaminação da superfície externa das varetas de combustível no processo de fabricação;
- danos nas varetas de combustível ocorridos durante fabricação, transporte e operação do reator;
- contaminação do refrigerante como resultado de ciclos anteriores.

Na parte externa do combustível há origem de isótopos que podem ocorrer de duas formas:

- a partir de elementos estáveis contidos no meio refrigerante ou nele dissolvidos, por exemplo o Nitrogênio¹⁶ com meia vida muito curta, obtido através do oxigênio da água sob influência do fluxo neutrônico e o Trítio (H-3), através da liberação de partículas alfa do isótopo de Boro (B-10);
- a partir de elementos estáveis dos materiais em contato com o refrigerante, tais como o Ferro (Fe⁵⁹), o Cobalto (Co⁶⁰) e o Manganês(Mn), constituindo-se em elementos de erosão e de corrosão de equipamentos e componentes do sistema primário.

Há modelos matemáticos, não discutidos nesta dissertação, tais como o modelo de difusão, difusão com equilíbrio pleno e modelo de inventário com equilíbrio pleno que determinam o grau de contaminação do refrigerante, utilizando isótopos de referência tais como o Xenônio 133 e o Iodo 131, porém em todos esses modelos, o parâmetro mais importante é a razão entre a taxa de liberação de atividade de um produto de fissão para o primário e sua taxa de produção no combustível.[7] [8]

A variação temporal da taxa de liberação de produtos de fissão para o refrigerante pode ser atribuída as variações de potência, a temperatura das varetas defeituosas, as variações nas extensões dos danos nas varetas e no aumento da quantidade de varetas defeituosas.

Alguns produtos de fissão são gasosos, tais como os isótopos dos gases nobres Criptônio (Kr) e o Xenônio (Xe). Para reduzir sua atividade no sistema primário e

sobretudo antes do processo de recarga de combustível, o refrigerante passa por um processo de desgaseificação.

A formação do Xenônio é um fator preponderante na operação do reator nuclear quando em alterações de potência

O Xenônio (Xe-135) é produzido com baixo índice de formação diretamente como produto de fissão, mas por outro lado é formado em grande parte via decaimento de Iodo-135 ativo (figura 2.2.2) que também é um produto de fissão, em termos de radiação beta. Porém com uma aproximação, pode ser considerado como um produto direto de fissão.

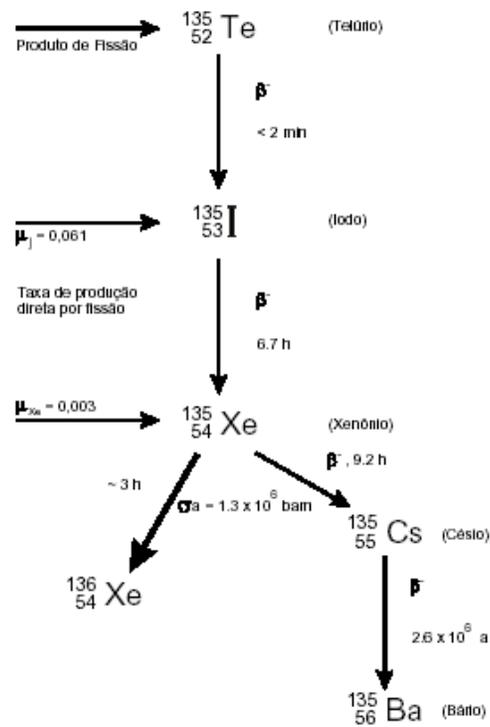


Figura 2.2.2 – produção de Xenônio

Sendo um grande absorvedor de neutrons, a ação do Xe-135 ocorre com atraso de horas conforme mostrada na figura 2.2.3.

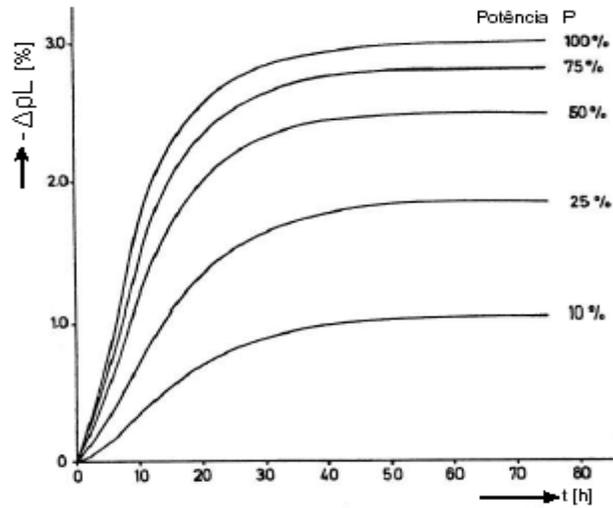


Figura 2.2.3 – variação da reatividade para diversos níveis de operação estável. [7]

Após uma variação de potência, esse comportamento é mais dinâmico, como mostrado na figura 2.2.4, sendo seu resultado em função do diferencial de tempo de sua formação e eliminação

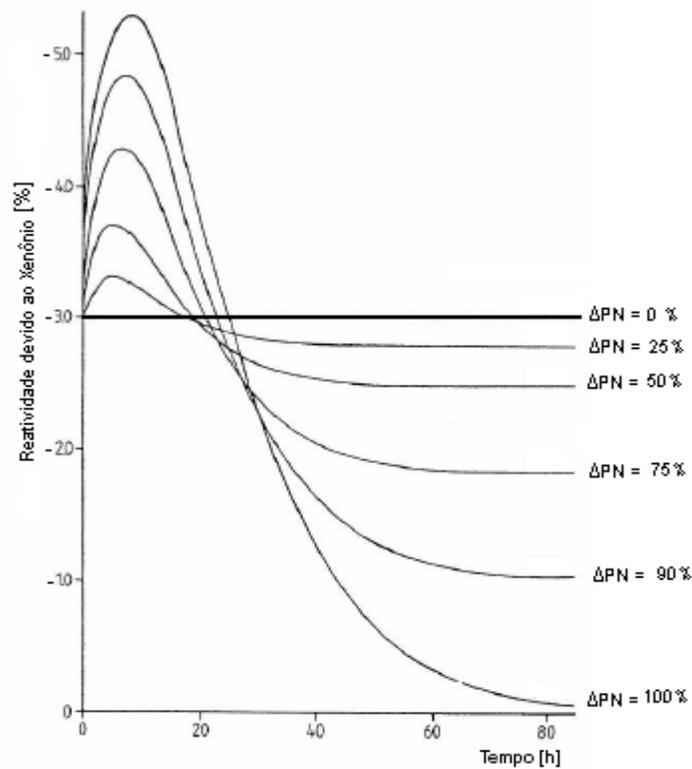


Figura 2.2.4 –Comportamento da Reatividade devido ao Xenônio em função da variação de potência do reator, partindo do estado de equilíbrio em 100 %

Durante a operação do reator, uma variedade de núcleos leves com diversas massas atômicas entre 80 e 160 é produzida a partir de núcleos pesados através de fissão. São os chamados produtos de fissão, dos quais, muitos destes possuem uma grande seção de choque de absorção para nêutrons térmicos e afetam portanto o balanço dos nêutrons no reator.

Se o reator for operado com potência constante, após cerca de trinta horas será estabelecida uma concentração de equilíbrio do Xe-135 devido às meias-vidas na faixa de horas, conforme visualizada na figura 2.2.3.

Há uma perda considerável de reatividade se a potência do reator for reduzida após um longo período de operação a potência constante. A perda de neutrons correspondente será então maior do que a resultante do envenenamento de equilíbrio.

O crescimento da concentração de Xenônio é deduzida se for considerado que a probabilidade de decaimento do I-135 ser maior que a do Xe-135, isto é na razão de 2,9 e 2,1 núcleos de decaimento em 105 segundos respectivamente.

Conseqüentemente, logo após a redução da potência, mais núcleos de Xenônio são produzidos por decaimento de núcleos de Iodo que tenham concentração de equilíbrio, desaparecendo depois por decaimento de radiação beta ou por captura de nêutrons, agora reduzida devido à menor densidade do fluxo neutrônico. Portanto, a concentração de Xenônio aumenta além do valor de equilíbrio e a reatividade do reator diminui, conforme mostrada na figura 2.2.4.

Durante uma nova partida ocorre o efeito oposto. Em razão do fluxo neutrônico ser maior, o consumo de Xenônio é maior que sua produção, diminuindo sua concentração abruptamente e, depois de ter passado por um mínimo, aumenta chegando ao novo valor de equilíbrio, conforme mostrado na figura 2.2.5.

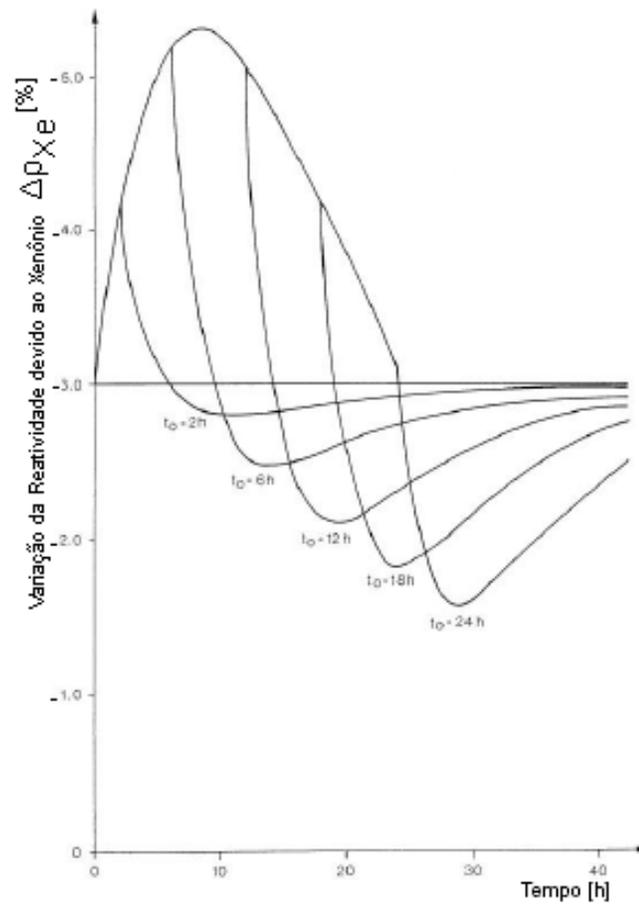


Figura 2.2.5 – variação da reatividade após desligamento seguido de partida para potência nominal de 100 %. [7]

2.3 Principais tipos de Reatores

Ao longo dos anos, desde a década de 1950, foram inúmeros os desenvolvimentos de reatores nucleares, dos quais uma boa parte ficou somente para pesquisa ou em protótipo.

Os reatores nucleares são normalmente classificados pelo tipo de refrigerante utilizado, tais como metal líquido, sal fundido, água ou gás, e pelo seu moderador de neutrons, como o grafite e a água.

Inúmeras siglas foram padronizadas, algumas estão citadas a seguir juntamente com as características básicas das configurações comerciais atuais em operação.

PWR (Pressurized Water Reactor)

É a configuração de reator mais difundida no mundo, com um total de 268 unidades instaladas em 2003, onde sua maioria encontra-se operando nos Estados Unidos, França, Japão e Rússia. Utiliza o Urânio enriquecido (UO₂) como combustível e água como refrigerante e também como moderador. Atualmente existem 18 fabricantes de reatores do tipo PWR, cujas potências nominais mais comumente adotadas são 600 e 1350 MW elétricos [9]. O desenvolvimento tecnológico mais recente nesse tipo de reator é o EPR (European Pressurized Water Reactor), planejado para ser construído na Finlândia [10], utiliza o urânio enriquecido e óxido de urânio (MOX) como combustível e terá 1600 MW elétricos. Estão planejadas instalações do EPR na França e na China. [11] [3]

A característica básica de uma unidade PWR é a água de refrigeração pressurizada (circuito primário), mantendo sempre sua fase líquida e sua energia trocada no gerador de vapor, dando origem ao circuito secundário (vapor) que impulsiona a turbina, conforme mostrado na figura 2.3.1. Como esta configuração é a adotada nas unidades Angra 1 e 2, algumas particularidades serão detalhadas nos capítulos 3 e 4.

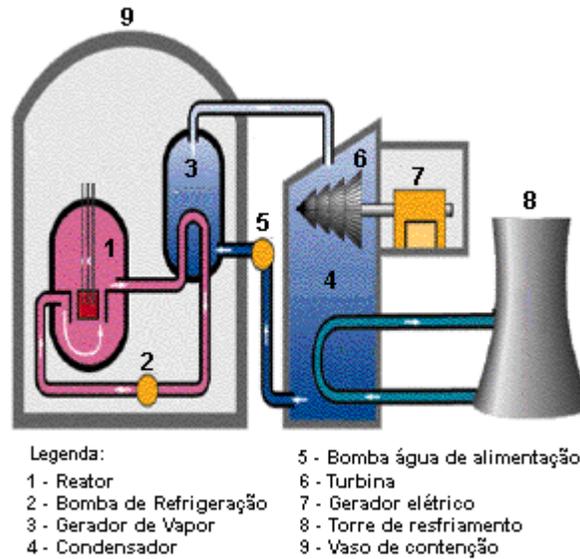


figura 2.3.1 - configuração básica de um reator PWR

BWR (Boiling Water Reactor)

Com um total de 94 unidades instaladas em 2003, onde sua maioria encontra-se em operação nos Estados unidos, Japão e Suécia. Utiliza o Urânio enriquecido (UO₂) como combustível e a água como refrigerante e moderador.

Há aproximadamente oito fabricantes deste tipo de usina, disponível nas potências de 600 e 1300 MW elétricos. Suas características são parecidas com as de uma unidade PWR, mas a principal diferença de uma BWR é a inexistência de um gerador de vapor separado, uma vez que a água (não pressurizada) entra em ebulição no circuito primário e este vapor produzido é encaminhado diretamente para a turbina. conforme mostrado na figura 2.3.2.[3] [9]

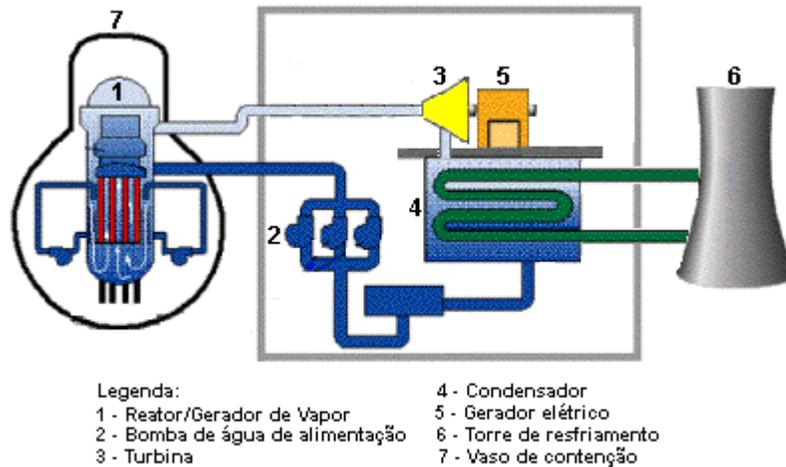


figura 2.3.2 - configuração básica de um reator BWR

Há duas configurações de BWR denominadas ABWR (Advance Boiling Light Water) e SBWR (Simplified Boiling Water Reactor), porém atualmente, somente a primeira tem licença para operação, incorporando novas tecnologias em eletrônica, computação, turbina e combustível, com as demais características básicas semelhantes das unidades BWR. A configuração SBWR está disponível somente na versão 640 MW elétricos, cujo projeto está em fase final de licenciamento, tendo como principal particularidade a remoção do calor do reator de forma passiva, através da circulação natural do refrigerante por gravidade, dispensando o uso de bombas de circulação.

GCR (Gas Cooled Reactor)

Com 23 unidades em operação no ano de 2003, todas instaladas no Reino Unido, utiliza Urânio natural (metal) e Urânio enriquecido (UO₂) como combustível, gás carbônico como refrigerante e grafite como moderador. Há dois modelos de reatores o Magnox e o AGCR (Advanced Gas Cooled Reactor). O Magnox (figura 2.3.3) foi o primeiro reator construído no mundo em escala comercial e atualmente todas as suas 11 unidades em operação estão com programação para serem descomissionadas até o ano de 2010. O AGCR (figura 2.3.4) é uma segunda geração de reatores britânicos. [9] [12]

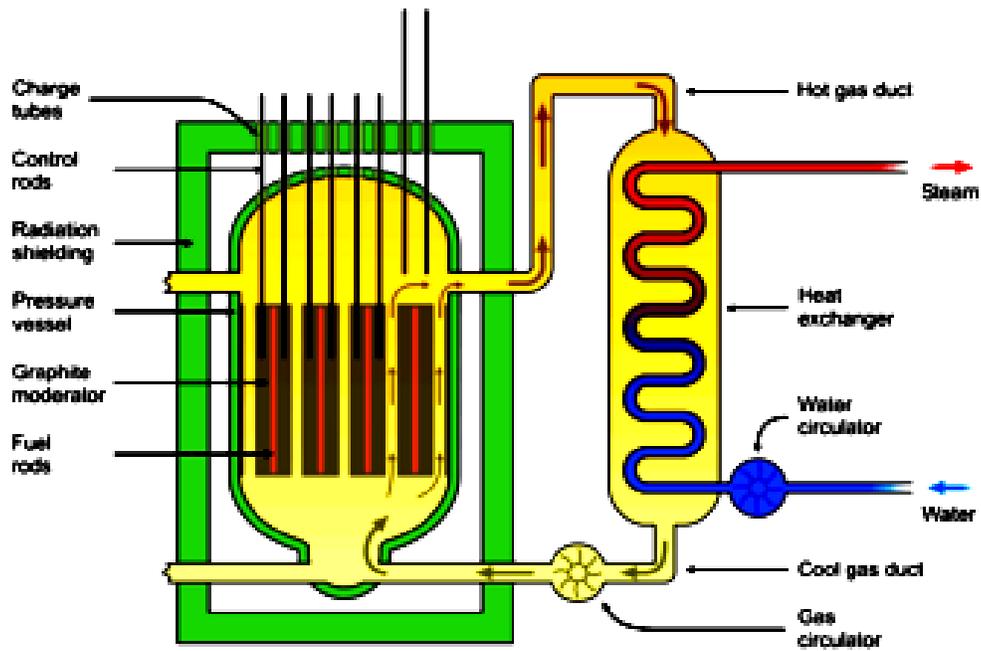


Figura 2.3.3 – configuração básica do reator Magnox

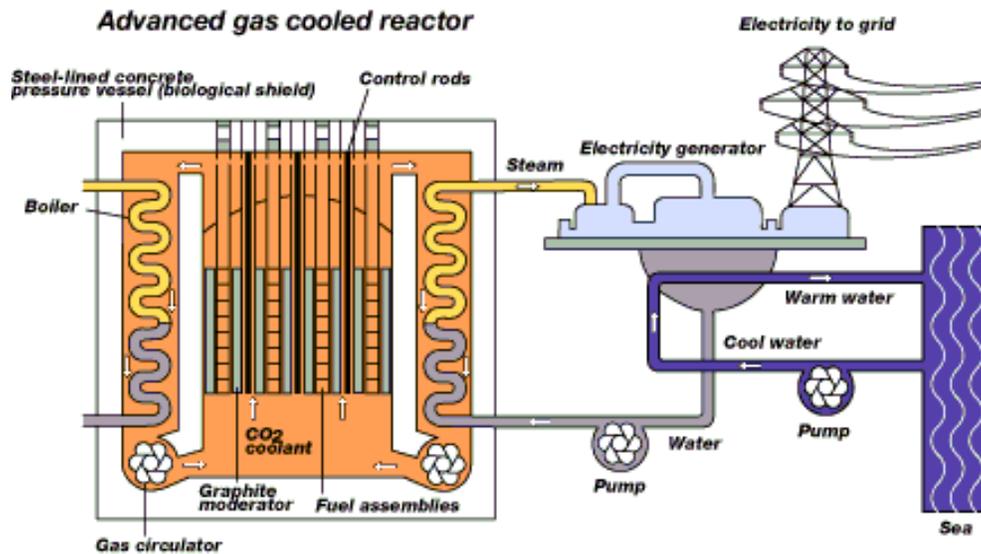


figura 2.3.4 - configuração básica de um reator AGC

PHWR CANDU (Pressurized Heavy Water Moderated Reactor)

O CANDU é um reator térmico desenvolvido no Canadá, com 40 unidades instaladas em 2003, sendo a maioria em operação no seu país de origem. Há também instalações na Argentina, China, Romênia e Coréia do Sul. Utiliza como combustível o Urânio natural e a água pesada como refrigerante e moderador (figura 2.3.5). A principal vantagem a ele atribuída é a utilização do combustível de forma mais eficiente. [3] [9]

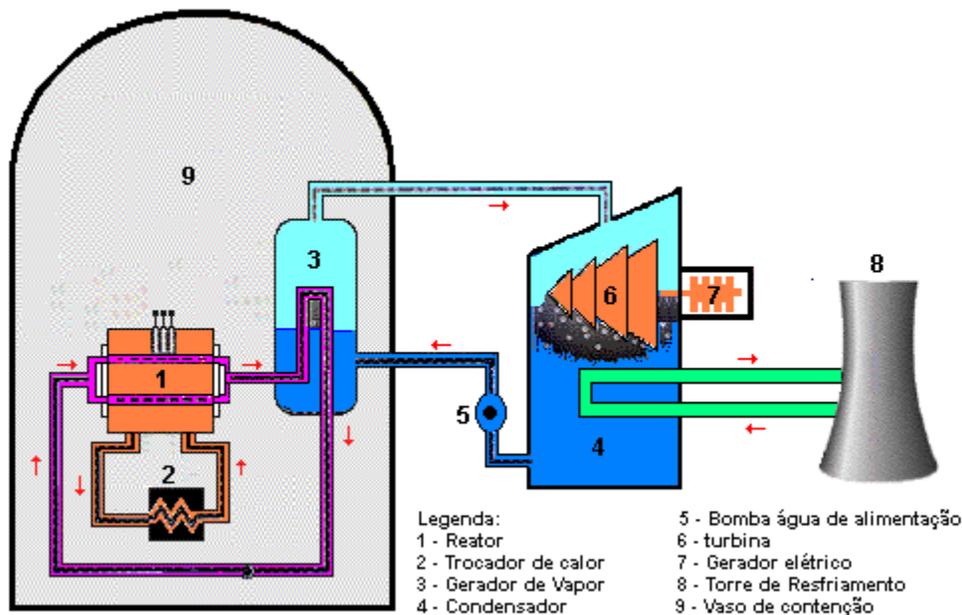


figura 2.3.5 - configuração básica de um reator CANDU

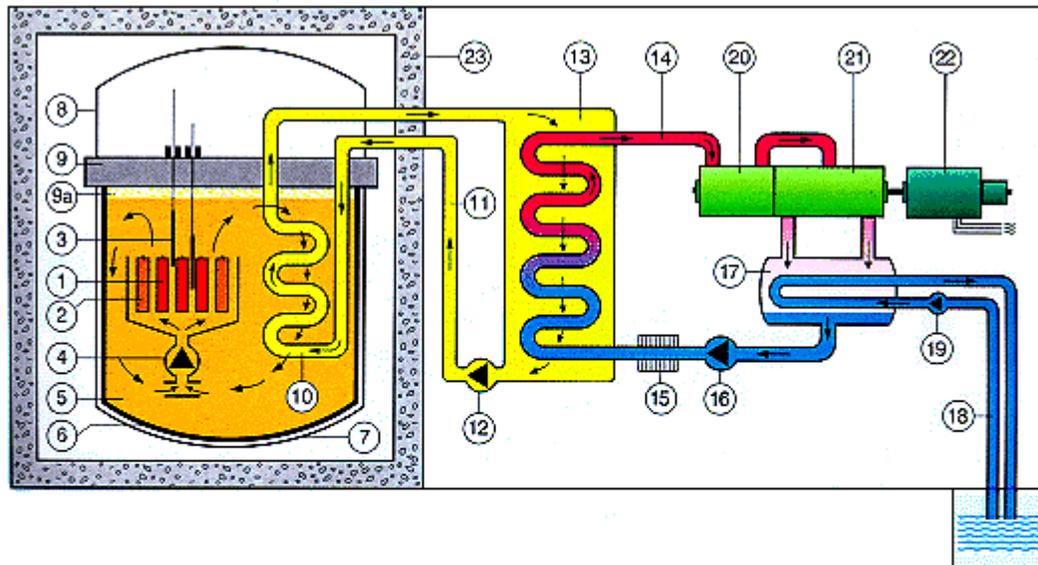
LWGR ou RBMK (Light-Water Grafited Moderator Reactor)

Com 12 unidades instaladas na Rússia em 2003, utiliza o urânio enriquecido (UO₂) como combustível, água como refrigerante e grafite como moderador. [3]

FBR (Fast Neutron Reactor ou Fast Breeder Reactor)

Com um total de 4 unidades instaladas, duas operando na França e as demais no Japão e Rússia, com desenvolvimentos próprios, utiliza PuO₂ e UO₂ como combustível, Sódio líquido como refrigerante e não tem moderador. São utilizados os nomes comerciais de Rapsodie, Superphenix, Phenix e EFR (European Fast Reactor).

O Rapsodie e o Superphenix já estão fora de linha (descomissionados). O Phenix tem potência de 250 MW (figura 2.3.6) e o EFR está sendo projetado para 1200 MW. [13]



- Legenda:
- | | | |
|---------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 1 Combustível (material físsil) | 8 tampa do vaso do reator | 16 bomba de água de alimentação |
| 2 Combustível a ser regenerado | 9 tampa do reator | 17 Condensador |
| 3 Barras de controle | 10 Trocador de Calor Sódio/Sódio | 18 Água de resfriamento (Terciário) |
| 4 Bomba de circulação do refrigerante | 11 Circuito Secundário (Sódio) | 19 Bomba de água de resfriamento |
| 5 Refrigerante (Sódio) Circ. Primário | 12 Bomba de circulação secundário | 20 Turbina de Alta Pressão |
| 6 Vaso do Reator | 13 Gerador de Vapor | 21 Turbina de Baixa Pressão |
| 7 Vaso de Proteção | 14 vapor aquecido | 22 Gerador Elétrico |
| | 15 aquecedor água de alimentação | 23 Edifício do Reator |

figura 2.3.6 - configuração básica de um modelo de reator FBR – projeto francês

2.4 Novas tendências e configurações

A evolução nuclear dos últimos cinquenta anos foi classificada em três gerações. A primeira, geração I, foi marcada pelos desenvolvimentos entre os anos 50 e 60 com inúmeros protótipos e o lançamento do Magnox. A geração II, marcada pelos desenvolvimentos nos anos 70 e 80, caracteriza-se principalmente pelo lançamento dos reatores PWR, BWR, CANDU e RBMK. [14] [15] [16]

A geração III, atual, com desenvolvimentos previstos até 2020, tem como base os avanços tecnológicos dos reatores do tipo PWR e BWR, tais como os modelos System 80+, AP600, AP1000, EPR, ABWR e SBWR, com novos requisitos de segurança e eficiência, associados a menores custos de implantação e menor produção de rejeitos.

Nos reatores de água pesada, há o desenvolvimento do ACR (Advance Candu Reactor) com base no CANDU atual, incorporando inovações semelhantes às citadas para os PWR's e BWR's.

Nos reatores refrigerados à gás, o desenvolvimento do GT-MHR (Gas Turbine Modular Helium Reactor) através de uma parceria combinada entre os EUA e a Rússia ainda está em fase inicial. O projeto prevê uma configuração para 280 MW elétricos e sua principal aplicação deverá ser a utilização do Plutônio gerado nas usinas termonucleares convencionais.

A tendência a curto prazo das unidades refrigeradas à gás é formada pelos reatores de alta temperatura, denominados comumente de VHTR (Very High Temperature Reactor), porém o modelo que está chamando mais atenção da comunidade científica é o PBMR (Pebble Bed Modular Reactor), em fase de construção na África do Sul. Trata-se de um reator modular com potência unitária de 110 MW, mostrado na figura 2.4.1, podendo incorporar até 10 módulos. Por apresentar algumas inovações tecnológicas em relação aos equipamentos atuais, será feito um breve relato de seu funcionamento. [17] [18] [19]

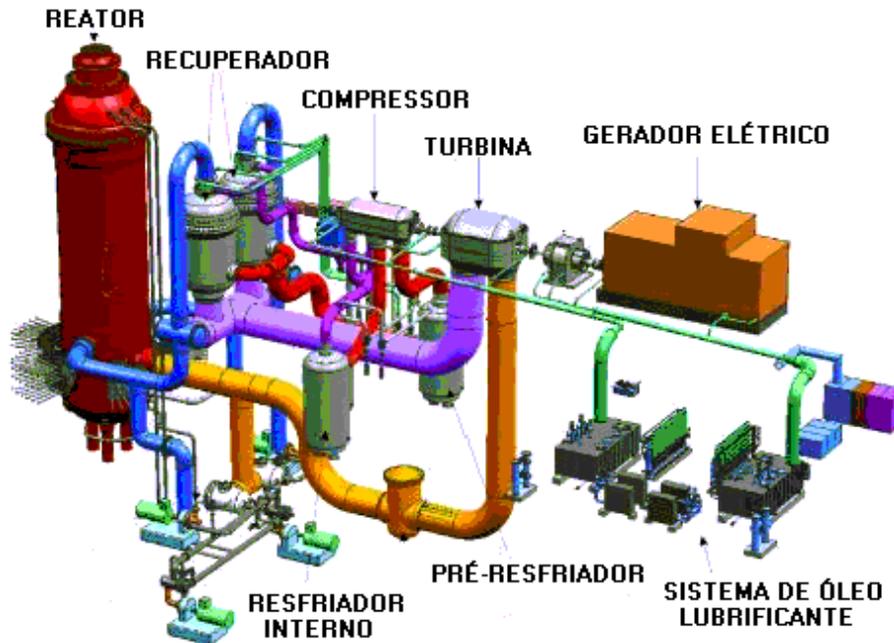


Figura 2.4.1 - configuração básica de um reator PBMR

A tecnologia foi originalmente criada na Alemanha, porém um consórcio anglo-americano com uma empresa sul-africana de serviços públicos (Eskom) tornaram seu projeto mais eficiente, com a introdução da turbina em ciclo direto a Hélio para fazer a conversão de energia. O combustível é constituído por milhares de pequenas esferas do tamanho de bolas de tênis com cerca de 9 gramas de dióxido de urânio cada. O reator é continuamente realimentado por um processo simplificado, onde novas esferas são adicionadas pela parte superior e as "queimadas" são removidas pela parte inferior. Com este processo, não há necessidade de paradas para trocas de combustível, como ocorre por exemplo nos PWR.

A transferência de calor é feita pelo gás hélio que entra na parte superior do reator, passando depois por duas turbinas compressoras e uma terceira geradora. A expansão térmica nessa última turbina gera o torque necessário para o acionamento do gerador elétrico. A figura 2.4.2 mostra seu diagrama básico.

A quarta geração de reatores, prevista para início em 2025 ou 2030 prevê a consolidação do aperfeiçoamento do projeto dos FBR's, uma vez que estes equipamentos poderão utilizar em larga escala o Plutônio 239 e o Urânio 238 como

combustível, viabilizando a utilização do material gerado, não processado e armazenado pelas usinas convencionais, criando um ciclo de geração auto-sustentado por um período considerável de tempo.[20]

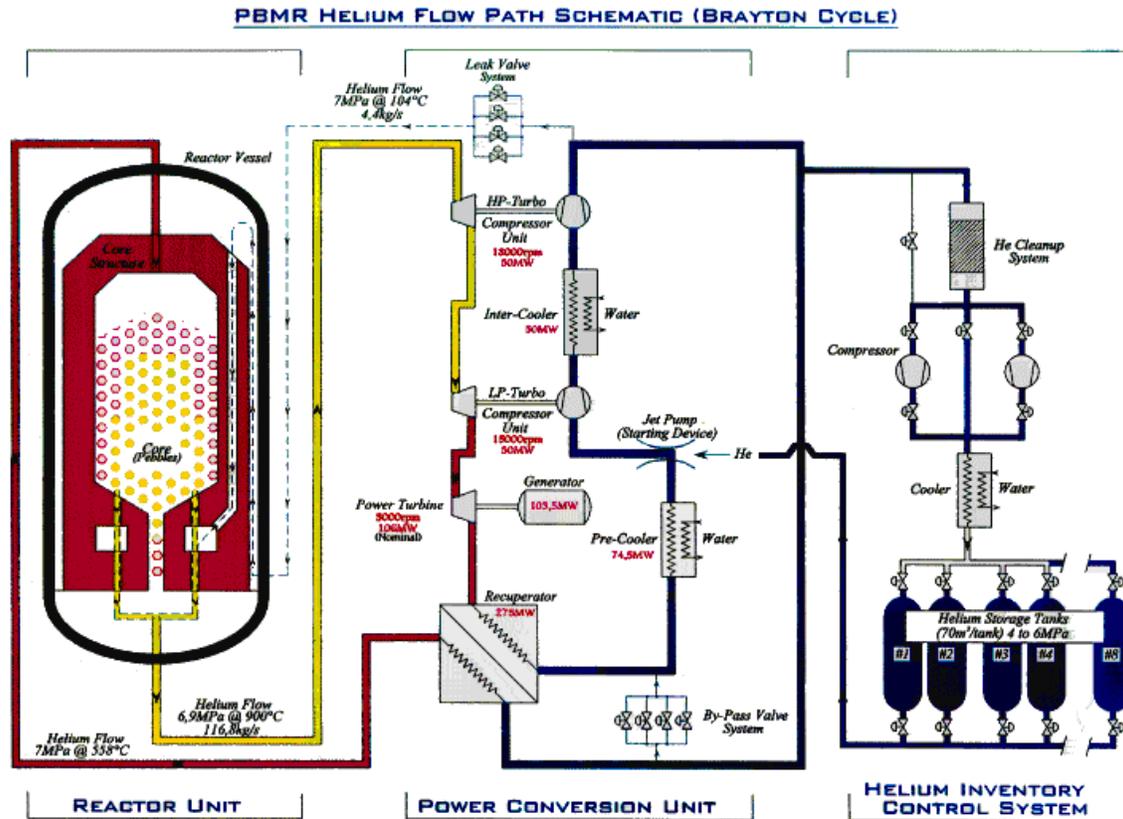


Figura 2.4.2 - diagrama básico de um reator PBMR

Nesta época, também é prevista a consolidação dos PBMR's e o estágio avançado das pesquisas sobre a fusão nuclear.

O projeto do IRIS (International Reactor Safety Innovation), um reator da 4ª geração, será uma reengenharia do reator PWR, contando com a participação de 18 entidades internacionais, dentre elas a CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) e a Nuclep pelo Brasil. O projeto é coordenado pela Westinghouse, o MIT (Massachusetts Institute of Technology) e a Universidade da Califórnia, nos EUA,. teve seu início em 1999, com o lançamento das diretrizes de projeto pelo DOE (Departamento de Energia Americano), que prevê a construção de reatores no ano 2030.

2.5 Conclusão

Os principais indicadores dos Organismos Internacionais de controle nuclear [2] [3] mostram que a geração de energia elétrica termonuclear é um fato irreversível. A tendência é que esse tipo de tecnologia terá impulso bastante significativo nos continentes Asiático e Africano, contribuindo com isso para um maior equilíbrio na distribuição de instalações nucleares, onde atualmente há uma maior concentração de unidades na Europa e na América do Norte.

O desenvolvimento tecnológico dos novos reatores está sendo direcionado para o reaproveitamento do combustível já utilizado nas unidades termonucleares convencionais, constituído basicamente por Plutônio, cujo o objetivo é a redução dos estoques de rejeitos radioativos e a iniciação de um novo ciclo de geração de energia com um nível de auto-sustentabilidade elevado, reduzindo os custos finais de operação.

Quanto ao meio ambiente, operacionalmente, as unidades termonucleares são consideradas tecnologias limpas quando analisado pelo aspecto de emissão de gases para a atmosfera. As políticas de controle de qualidade tem contribuindo muito para que a quantidade de materiais “radioativos descartados e armazenados” seja a menor possível.

Com níveis de segurança e confiabilidade bastante elevados, a opção termonuclear está se apresentando atualmente como uma grande potencialidade para o atendimento em grande escala das crescentes necessidades mundiais de energia.

3 CARACTERÍSTICAS DE UMA UNIDADE TERMONUCLEAR DO TIPO PWR

3.1 Introdução

Neste capítulo são abordadas as principais características de uma unidade termonuclear do tipo PWR, padrão de usina adotado na maioria dos países e também no Brasil.

As unidades termonucleares Angra 1 e 2 tem projetos distintos oriundos da Westinghouse (origem americana) e da KWU/Siemens (origem européia) respectivamente, porém as concepções básicas são similares, uma vez que o projeto europeu é oriundo da Westinghouse.

Uma unidade termonuclear do tipo PWR é composta basicamente por três circuitos: primário, secundário e terciário, conforme mostrado na figura 3.1.1, que serão detalhados nos sub-itens seguintes.

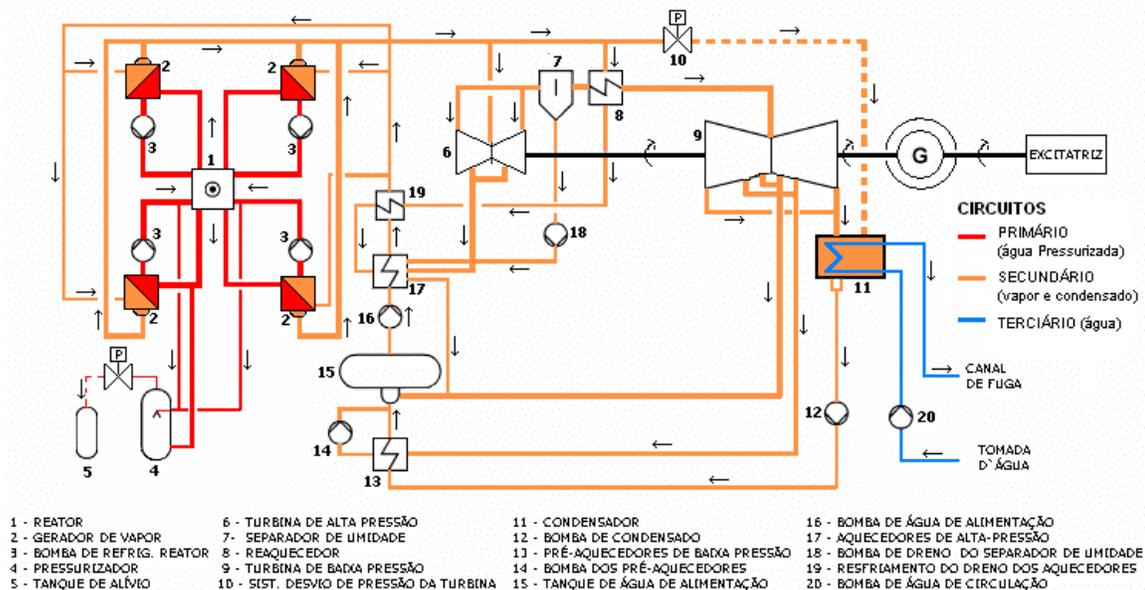


Figura 3.1.1 – diagrama esquemático básico geral de uma unidade PWR – 4 Loops [7]

3.2 Circuito Primário

O circuito primário, mostrado na figura 3.2.1, normalmente denominado de sistema de refrigeração do reator (SRR), é um circuito fechado, no qual a água pressurizada faz sucessivas trocas térmicas com o reator e o gerador de vapor, [7] [22]

Dependendo da potência nominal da unidade termonuclear, o sistema primário pode ser constituído por dois, três ou quatro circuitos (loops). Cada loop é constituído por um gerador de vapor (GV), uma bomba de refrigeração do reator (BRR) e tubulações que interligam esses componentes entre si e o reator. As unidades Angra 1 e 2 são constituídas de 2 e 4 loops respectivamente.

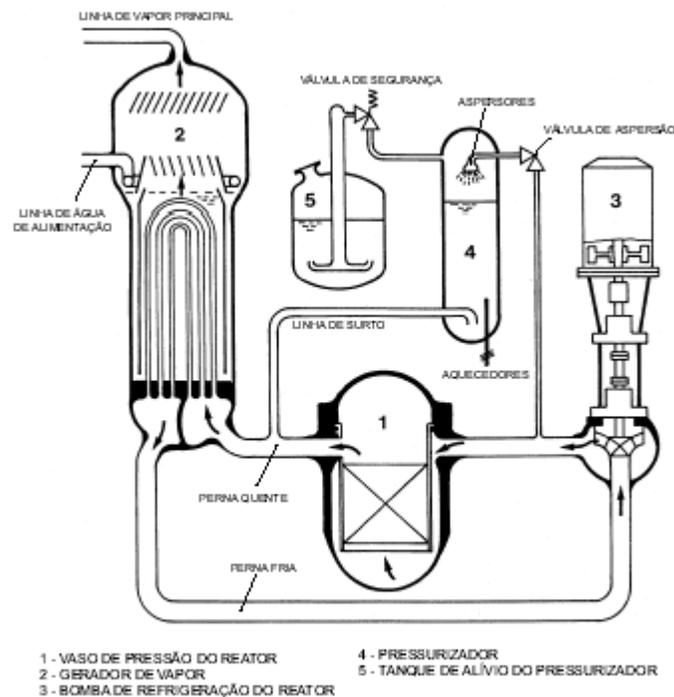


Figura 3.2.1 – representação esquemática do circuito primário. [7]

O SRR, além de ter a função de transportar a energia térmica gerada por fissão no reator até os GV's, também é responsável pela remoção da energia gerada nos elementos combustíveis devido ao calor de decaimento da fissão após o desligamento do reator.

Em operação, a água de refrigeração do reator fica pressurizada em aproximadamente 158 bar a uma temperatura média de 296°C. Esse valor de temperatura é a média entre a saída e a entrada de água no reator, cujas tubulações destas conexões são denominadas perna quente e perna fria respectivamente.

A pressão do SRR é mantida constante para evitar a ebulição da água. As variações de pressão ocasionadas por mudanças decorrentes de variações de potência são compensadas através de um equipamento denominado pressurizador (PZK). Só há um pressurizador para todo o circuito primário, independente da quantidade de circuitos existentes

A figura 3.2.2 mostra de forma isométrica os principais componentes de um circuito primário com quatro circuitos (configuração típica de Angra 2)

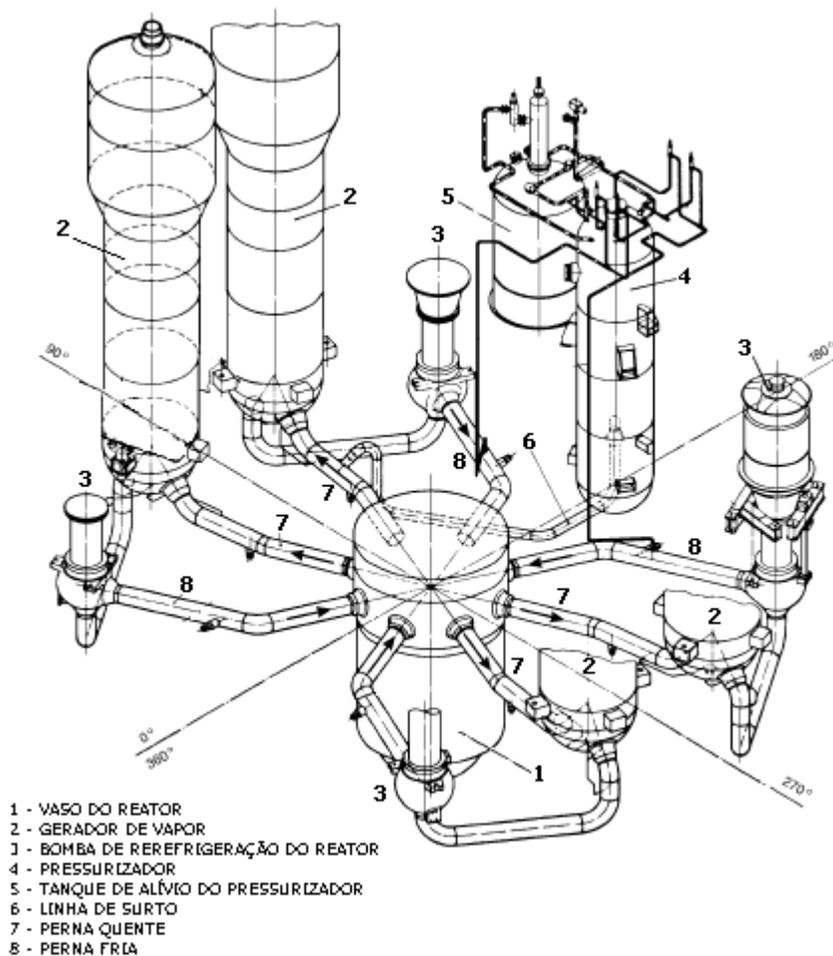


Figura 3.2.2 – representação isométrica básica do sistema primário

Todos os componentes do circuito primário ficam instalados em um prédio normalmente denominado de envoltório de contenção. Essa construção é projetada de tal forma a proteger o meio ambiente e as pessoas de qualquer tipo de acidente que possa estar relacionado com vazamento de material radioativo, impedindo que o mesmo tenha contato com o meio externo.

O prédio do envoltório de contenção, normalmente em formato cilíndrico ou semi-esférico é construído internamente em chapas de aço soldadas com espessura na ordem de 25 mm (variando conforme projeto). Externamente, o edifício do reator tem uma camada de concreto com espessura mínima de 500 mm. Há um espaço interno entre o envoltório de contenção e o edifício do reator que varia aproximadamente de um à quatro metros (conforme projeto) que é utilizada para instalação de alguns equipamentos. [9]

Em operação normal, essa edificação é estanque e pressurizada com valor inferior à pressão atmosférica (pressão relativa negativa). A perda dessa condição poderá deixar toda a unidade inoperante.

O reator nuclear, mostrado em corte longitudinal, na figura 3.2.3, é construído em aço carbono com uma camada externa de aço inoxidável, cujas potências comerciais padronizadas são da ordem de 1900 e 3800 MW térmicos, correspondentes à aproximadamente 600 e 1350 MW elétricos. [9]

Os elementos combustíveis, constituídos de dióxido de urânio sinterizado (na forma cerâmica), tem grande capacidade de suportar altas temperaturas e resistência ao ataque do meio refrigerante em caso de fissura no revestimento de zircaloy da vareta, onde são armazenados. Um elemento combustível tem aproximadamente 250 varetas dispostas em formato reticulado quadrado (Angra 1 e 2) ou triangular, dependendo do projeto.

As varetas são preenchidas com hélio pressurizado, cujo objetivo é uma melhor transferência de calor entre a pastilha e a vareta como também proporcionar uma maior atenuação do efeito da pressão externa exercida pelo refrigerante. [7] [22]

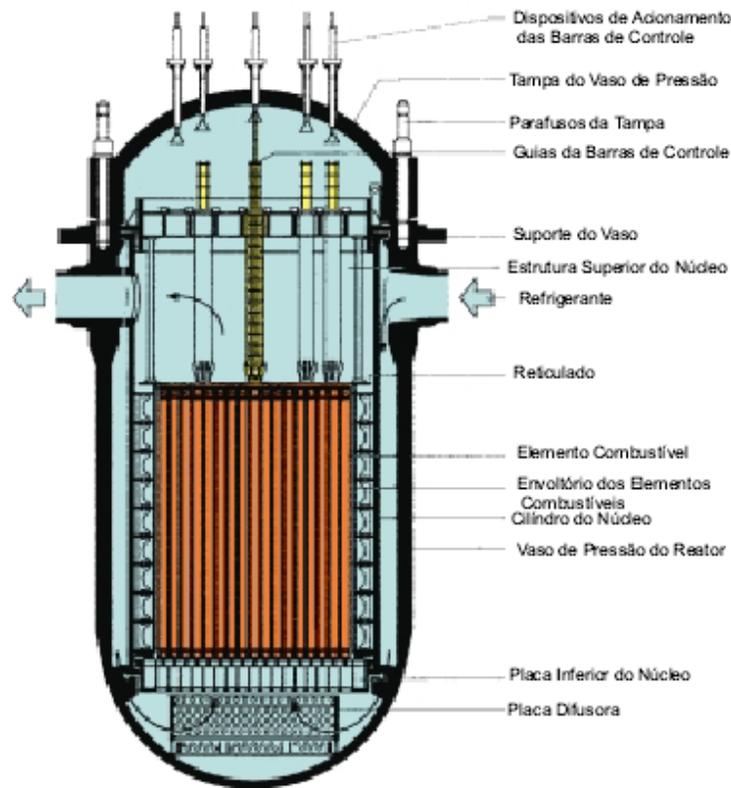


Figura 3.2.3 – corte longitudinal de um reator nuclear do tipo PWR

As barras de controle do reator, denominadas normalmente de bancos “D” e “L” em Angra 2 ou bancos de desligamento e controle em Angra 1, estão localizadas no interior de tubos das estruturas de suporte de determinados elementos combustíveis. Como descrito no item 2.2, essas barras são constituídas por materiais com características de absorção de neutrons e cada elemento de controle é atuado por meio de um mecanismo de acionamento eletromagnético montado sobre a tampa do vaso do reator, fazendo com que a barra fique posicionada de tal forma a controlar o fluxo neutrônico e conseqüentemente a potência do reator.

As malhas de controle do reator, basicamente duas: controle de fluxo neutrônico e controle de temperatura média do refrigerante, são descritas com mais detalhes no capítulo 4.

O pressurizador destina-se a controlar as variações de pressão no SRR ocasionadas pelas expansões e contrações volumétricas causadas por variações de carga no sistema. Esse controle de pressão é feito através do equilíbrio de água e vapor

saturado contido no interior do pressurizador. Este equilíbrio é feito através de estágios de aquecedores elétricos localizados na sua base, quando precisa-se aumentar a pressão ou spray de água na parte superior, quando a necessidade é inversa.

Por segurança, existem duas válvulas que descarregam o excesso de vapor do pressurizador para um tanque de alívio do pressurizador (TAP). Este tem a função de receber, condensar e esfriar as descargas provenientes do pressurizador e de outros pontos do sistema localizados no interior da contenção. O TAP é mantido com uma pequena pressão de nitrogênio para evitar a formação de vácuo na ocasião da condensação do vapor, apesar de estruturalmente ter rigidez mecânica suficiente para suportar vácuo absoluto. O TAP também é dotado de dispositivo de alívio de pressão.

A bomba de refrigeração do reator (BRR) é do tipo centrífuga, eixo vertical, com capacidade para deslocamento de grandes volumes de líquido em altas pressões e temperaturas. Geralmente, é o equipamento dotado com o motor elétrico de maior potência em uma unidade termonuclear do tipo PWR (7000 HP). [7]

Um volante de inércia é montado na parte superior da BRR, dimensionado adequadamente para garantir a vazão de refrigerante durante um certo período, normalmente 100 segundos, quando da ocasião de perda de sua alimentação elétrica. Nesta contingência, essa providência é indispensável para a remoção de calor do sistema sem danos ao reator.

Os geradores de vapor, dois em Angra 1 e quatro em Angra 2, são do tipo vertical, formado por tubos do tipo “U” invertidos. A entrada e saída de água de refrigeração (circuito primário) são feitas pela parte inferior. A saída de vapor fica localizada na parte superior e a entrada de água de alimentação na parte intermediária. A figura 3.2.4 mostra esse pontos com maiores detalhes.

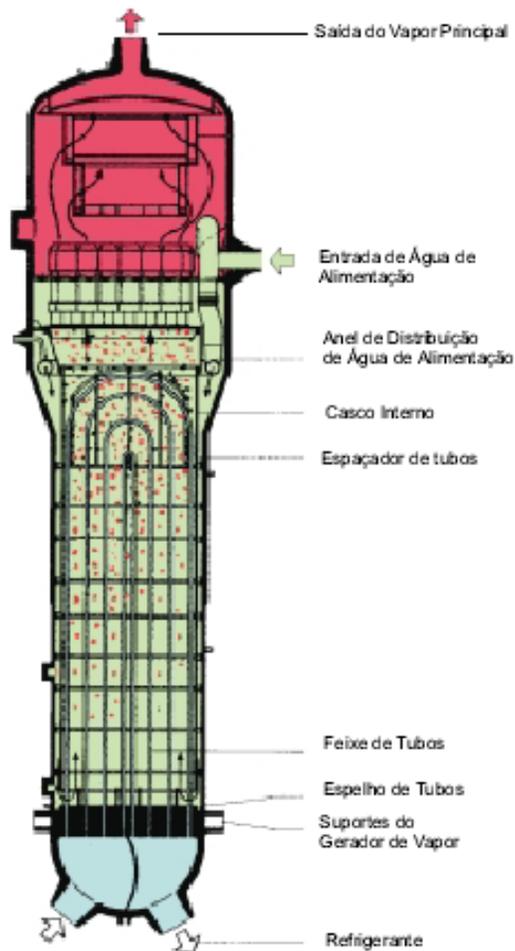


Figura 3.2.4 – gerador de vapor – corte longitudinal

3.3 Circuito secundário

O circuito secundário, também denominado de ciclo água-vapor, é constituído pelo circuito de vapor principal, condensado e água de alimentação, sendo responsável direto pelo acionamento das turbinas que fornecerão o torque mecânico necessário ao gerador elétrico, mostrado na figura 3.3.1. [7] [22]

O vapor principal é produzido no GV através da troca térmica com o circuito primário e depois conduzido para a turbina de alta pressão (AP). Em seguida, o vapor é encaminhado para um conjunto de separadores de umidade e reaquecedores (SU/RE), sendo posteriormente encaminhado para as turbinas de baixa pressão (BP), duas na unidade Angra 1 e três na unidade Angra 2.

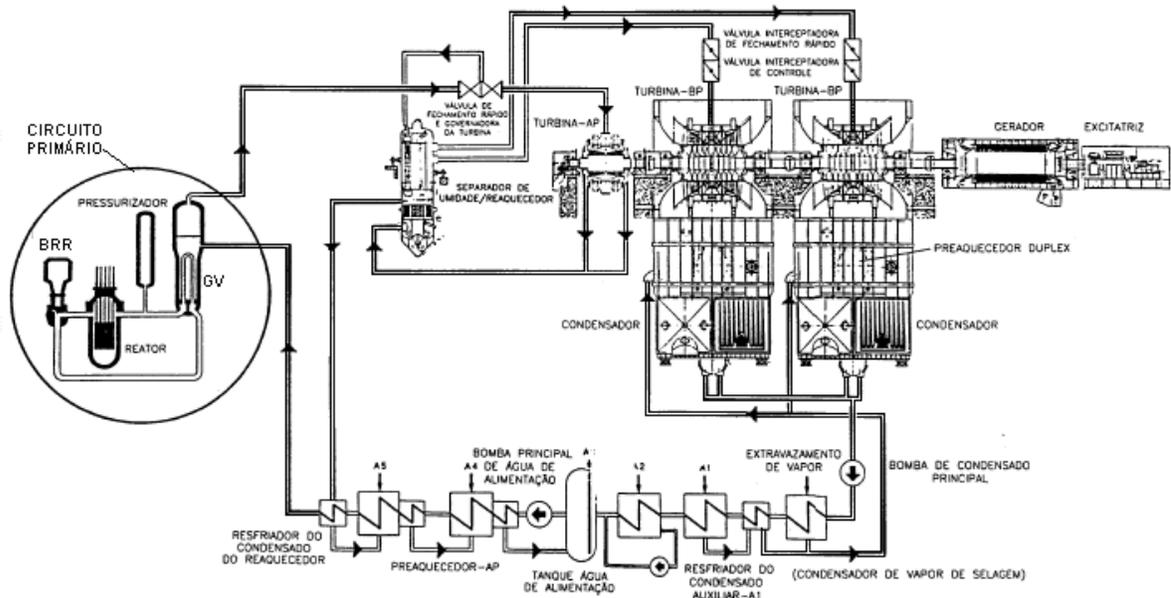


Figura 3.3.1 – representação básica dos circuitos primário e secundário

Após efetuadas as transferências de energia nas turbinas, a mistura vapor-água assume sua forma líquida (denominada condensado) no condensador.

O condensado, através de bombas e aquecedores tem sua temperatura aumentada, sendo encaminhado novamente ao GV para um novo ciclo. Este processo de encaminhamento ao GV denomina-se água de alimentação

A figura 3.3.2 mostra o conjunto com uma turbina de alta e duas de baixa pressão, configuração utilizada em Angra 1.

Maiores detalhes sobre a disposição dos principais elementos de controle do circuito secundário são apresentados no item 4.4 e especificamente na figura 4.4.1.

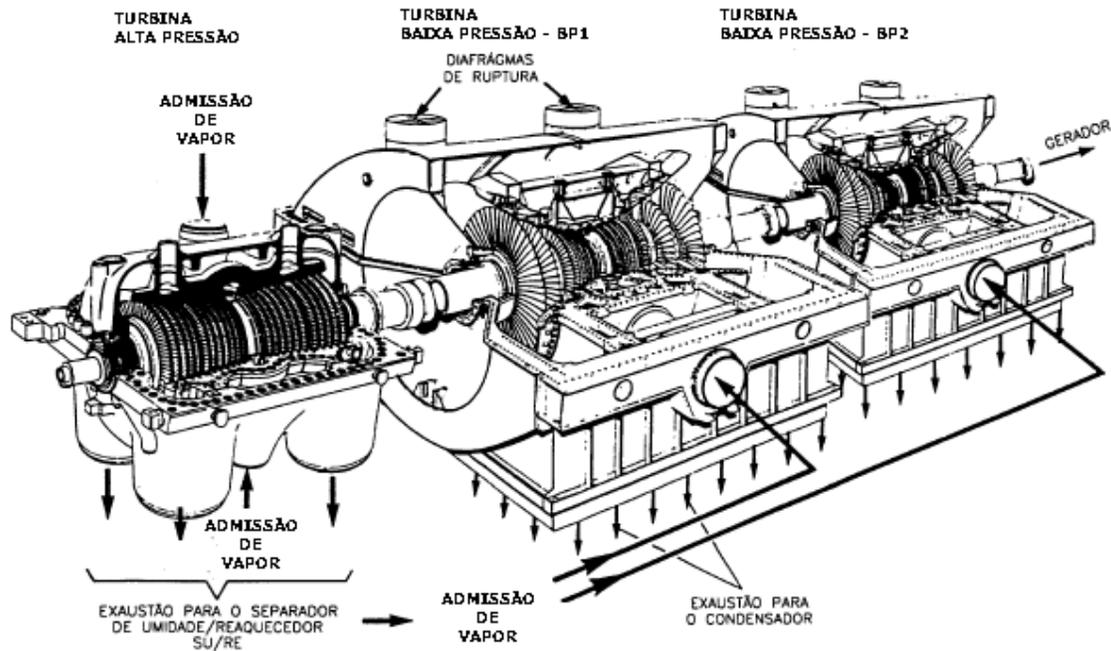


Figura 3.3.2 – conjunto de turbinas de AP e BP

Os principais elementos de controle do circuito de vapor principal são:

- válvulas de fechamento rápido com a função de interromper o fluxo de vapor principal para a turbina de AP, não somente durante o procedimento de parada normal, mas também para promover a separação intrínseca que relaciona o sistema de vapor e a rede elétrica em condições de perturbação pelo desarme da turbina.

- válvulas governadoras da turbina com as seguintes funções:

- # controlar o fluxo de admissão de vapor na turbina, funcionando como elemento final dos controladores de velocidade e de potência da turbina,

- # amortecer o transitório de sobrevelocidade da turbina na situação de rejeição de carga para consumo próprio (ver item 4.4) através do seu fechamento por um breve intervalo de tempo;

- # atuar no controle final de pressão mínima do vapor principal, quando da ocorrência de discrepância entre a potência do reator e do gerador ($Pot. \text{ reator} < Pot. \text{ gerador}$).

- válvulas interceptadoras de fechamento rápido que isolam rapidamente o fluxo de vapor entre o SU/RE e as turbinas de BP nos casos de desligamentos normais da central e em condições de perturbação, evitando sobre-elevação descontrolada de velocidade;

- válvula interceptadora de controle com função de interromper momentaneamente a admissão de vapor para as turbinas de BP em caso de rejeição de carga para consumo próprio, atuando também como proteção de sobre-elevação descontrolada de velocidade;

- sistema de desvio de vapor (SDV) atuando como elemento final no controle de pressão máxima do vapor principal, que em caso de discrepância entre a potência do reator e do gerador ($Pot. \text{ reator} > Pot. \text{ gerador}$), descarrega o excesso para os condensadores. Na ocasião da atuação do desvio de vapor, o sistema faz injeção de água para que a temperatura de condensado não suba demasiadamente, evitando com isso esforços térmicos no condensador.

Não havendo disponibilidade do condensador para receber o vapor a ser desviado devido à problemas, por exemplo, relacionados a sua refrigeração, o vapor é aliviado para a atmosfera através da válvula de controle de alívio.

O Condensador, soldado em cada turbina de baixa pressão, sendo dois em Angra 1 e três em Angra 2, tem como função principal condensar o fluxo de vapor que é proveniente da saída das turbinas ou do sistema de desvio de vapor. Há outras funções para o condensador tais como:

- absorção e coletar fluxos de drenagem,
- desaeração de diversos componentes,
- manutenção de um alto vácuo para obtenção de uma máxima queda de entalpia,
- contribuição na redução da rotação das turbinas em situações de perturbações operacionais através da válvula quebra-vácuo.

O condensado proveniente dos poços quentes do condensador é conduzido para o tanque de água de alimentação. O sistema de condensado participa também:

- no controle de nível dos GV's,
- na refrigeração e selagem de outros componentes,
- no suprimento de água para o SDV, quando na ocasião de atuação deste.

O sistema de água de alimentação tem como função principal o controle de nível dos GV's, suprimindo a quantidade de água necessária para cada situação de carga através das válvulas de controle.

As bombas de água de alimentação são normalmente dotadas do segundo maior motor de uma central do tipo PWR, com potência de até 6000 HP, inferior apenas ao motor da bomba de refrigeração do reator (BRR) no circuito primário. [7]

3.4 Circuito Terciário

O circuito terciário, denominado tecnicamente de sistema de água de circulação (Angra 1) ou sistema de refrigeração principal (Angra 2) tem como principal função propiciar a condensação do vapor proveniente das turbinas de baixa pressão. Esse processo é feito nos condensadores utilizando água do mar em seus trocadores de calor.

Em relação aos demais sistemas de uma unidade termonuclear, o circuito terciário é tecnicamente bastante simples, porém de suma importância, uma vez que a sua paralisação acarreta na retirada de toda a unidade de serviço.

As bombas de água de circulação (ou água de refrigeração), duas em Angra 1 e seis em Angra 2, costumam ser dotadas do terceiro maior motor da planta (3000 HP).

Em Angra 2, a água do mar, em seu trecho externo ao prédio da turbina é conduzida por uma galeria enterrada de concreto de dimensões 2,20 x 2,50 metros, com capacidade para suportar uma vazão de aproximadamente 6 x 12.600 l/s. [7]

3.5 – Gerador elétrico

Os geradores síncronos principais de unidades termonucleares caracterizam-se por apresentarem potências nominais muito superiores aos das unidades térmicas convencionais, ficando geralmente como os maiores do mundo nesta categoria.

Neste item, será feita uma abordagem básica das principais particularidades de uma máquina de grande porte, não tendo a pretensão de esgotar o assunto. A título de exemplo, os geradores das unidades Angra 1 e 2 apresentam as seguintes características básicas:

característica	Angra 1	Angra 2
Potência nominal (MVA)	760	1458
Tensão de armadura (KV)	19,0	25,0
Corrente nominal (A)	23.094	33.671
Fator de potência	0,90	
Potência da excitatriz (MW)	3,20	8,85
Tensão de campo (V)	525	480
Corrente de campo (A)	6.025	12.200
Rotação nominal (rpm)	1800	
Tipo de resfriamento	H2	H2 / H2O

Tabela 3.5.1 – características básicas dos geradores principais de Angra 1 e 2. [7]

O aquecimento do mercado da indústria nuclear impulsiona a tecnologia de construção de grandes turbogeradores, porém sua capacidade nominal está associada as limitações das potências dos reatores nucleares, que desde a década de 70 não apresentaram grandes saltos de potência.

Uma forma de estimar as principais limitações físicas de projeto de um gerador síncrono está na equação de Essonche que calcula a potência aparente (KVA) de um gerador conforme a fórmula 3.5.1.[6] [7] [23] [24] [25]

$$S = D^2 \cdot L \cdot B \cdot A \cdot n \quad (3.5.1)$$

Onde:

- D = diâmetro do rotor (m);
- L = comprimento do rotor (m);
- B = indução magnética (T);
- A = densidade de condução de corrente (A/m);
- n rotação (rpm).

As limitações a serem superadas em cada avanço tecnológico geralmente estão associadas à: [23] [24]

- as técnicas de forja que determinam o volume do rotor, principalmente o diâmetro, cuja limitação atual é de 1,80 m, podendo chegar até 2,00 m para máquinas até 1500 rpm;
- problemas de deflexão mecânica, vibração e balanceamento que definem o comprimento ativo do rotor, cuja relação do comprimento pelo diâmetro (grau de proporcionalidade) não deve ultrapassar o valor 7,0;
- a saturação magnética do ferro e do núcleo do estator limitam a indução magnética, cujo valor atual para grandes máquinas é de 1,2 Tesla,
- os meios de refrigeração que determinam os limites de densidade de corrente nos condutores. Atualmente são utilizados três meios de resfriamento:
 - ar;
 - hidrogênio;
 - hidrogênio e água,

A figura 3.5.1 mostra de forma orientativa os principais limites de densidade de corrente em função do tipo de refrigeração a ser adotado.

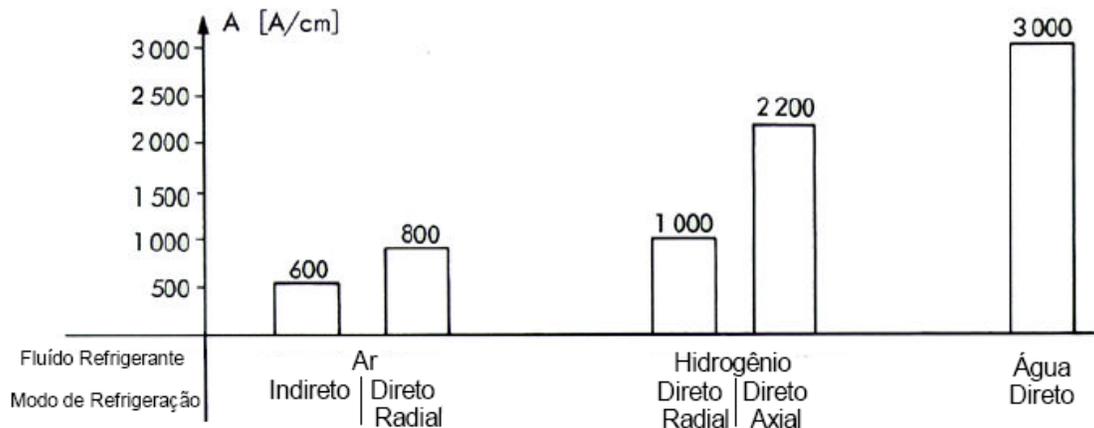


figura 3.5.1 – máquinas síncronas - densidade de corrente x refrigeração

Os principais aumentos de potência disponíveis comercialmente foram obtidos principalmente devido a melhoria constante da eficiência dos sistemas de refrigeração.

O ar era utilizado como refrigerante nos geradores síncronos do início do século XX, com potências até 200 MVA. O Hidrogênio foi um marco importante neste desenvolvimento, cujas principais propriedades estão mostradas na tabela 3.5.2

características	Ar	Hidrogênio
- densidade	1,00	0,07
- coeficiente de condutividade térmica	1,00	7,00
- coeficiente de convecção	1,00	1,35
- calor específico	1,00	0,98

Tabela 3.5.2 – principais propriedades do hidrogênio

Com a utilização do Hidrogênio como meio de resfriamento, houve uma considerável redução das perdas por ventilação, uma vez que este gás é 14 vezes menos denso que o ar, porém essa vantagem só é garantida se o grau de pureza desse for mantida através de sistemas especiais de filtragem e secagem. A melhora da condutividade térmica aumenta a capacidade de remoção de calor em 300%.

O Hidrogênio foi utilizado comercialmente pela primeira vez em 1928 pela Westinghouse em um condensador síncrono de 15 MVA [25]. A partir de 1935, esse aperfeiçoamento técnico foi inserido em todas as grandes máquinas e atualmente está disponível em unidades de até 530 MW. Um outro grande salto tecnológico foi a utilização combinada de Hidrogênio e água, permitindo a construção de máquinas síncronas até 1715 MW. [28] [29]

A figura 3.5.2 mostra de forma resumida o resultado de uma pesquisa feita junto aos principais fabricantes de máquinas síncronas do mundo. [26] [27] [28] [29]

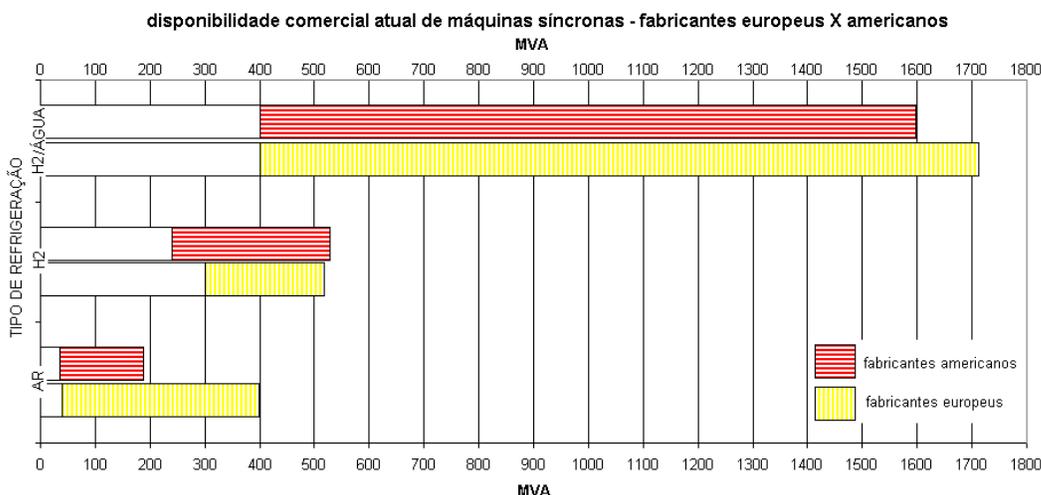


figura 3.5.2 – disponibilidade atual de máquinas síncronas nos mercados europeu e americano

Uma particularidade do gerador da unidade Angra 1 está na sua forma construtiva, cujo projeto desenvolvido no final dos anos 60 tem sua configuração de resfriamento utilizando somente o Hidrogênio. Atualmente, este mesmo projeto só é fornecido com refrigeração combinada de Hidrogênio e água

A forma construtiva mais usual de um gerador de grande porte, para utilização em uma central termonuclear, é o estator hermeticamente fechado e selado para conter o hidrogênio usado como fluido de resfriamento que é impulsionado por um ventilador acoplado ao eixo do rotor. As barras do bobinamento e o núcleo laminado possuem orifícios axiais para circulação do Hidrogênio. No rotor também há orifícios axiais e radiais para circulação do Hidrogênio que resfriam as bobinas de campo e o núcleo do rotor.

A água proveniente de um circuito externo flui para o gerador por meio de um coletor distribuidor em anel. Deste, para as barras do estator, que em parte são constituídas de condutores ocos. A água flui através do enrolamento do estator, sai na outra extremidade, é captada lá outra vez em um coletor em anel e conduzida ao circuito externo. A água ao fluir pelo enrolamento do estator absorve e remove o calor gerado nos condutores.

No rotor, a água entra na conexão de resfriamento no eixo, passa por canais localizados em sua extremidade até as proximidades do início do enrolamento, onde ela então flui para uma câmara de distribuição. A esta estão conectadas as espiras do enrolamento de campo. A água atravessa estas espiras e retorna à extremidade do eixo, para a conexão de resfriamento, de onde ela é conduzida para o circuito externo.

Outro avanço tecnológico relevante é a introdução da eletrônica de potência nos sistemas de excitação e a eliminação das conexões elétricas entre estator e rotor, contribuindo para aumentar significativamente a confiabilidade desses equipamentos.

No início, os sistemas eram eletromecânicos e as conexões entre as partes rotativas e fixas eram feitas com escovas. Um sistema de excitação requer aproximadamente 0,5 à 1,0 % da potência nominal da máquina síncrona e nos turbogeradores destinados às aplicações em unidades termonucleares, caracterizados por terem grande potência, isto significa uma elevada corrente no circuito de campo da máquina síncrona, que pode ser verificada na tabela 3.5.1, cuja solução utilizando-se escovas é eletromecanicamente complexa. [22] [30] [31]

A eliminação das escovas e a introdução de eletrônica de potência no eixo do motor, trazendo a melhoria tecnológica citada para as máquinas síncronas, ocasionaram modificações em seus projetos, com a inclusão de elementos eletrônicos (diodos retificadores, fusíveis, protetores de surto, capacitores, etc) no rotor. Neste caso, a principal atenção técnica está associada à fixação desses componentes devido à alta velocidade dessas máquinas.

A figura 3.5.3 mostra o esquema de um sistema de excitação estático, semelhante aos utilizados nas unidades termonucleares Angra 1 e 2.

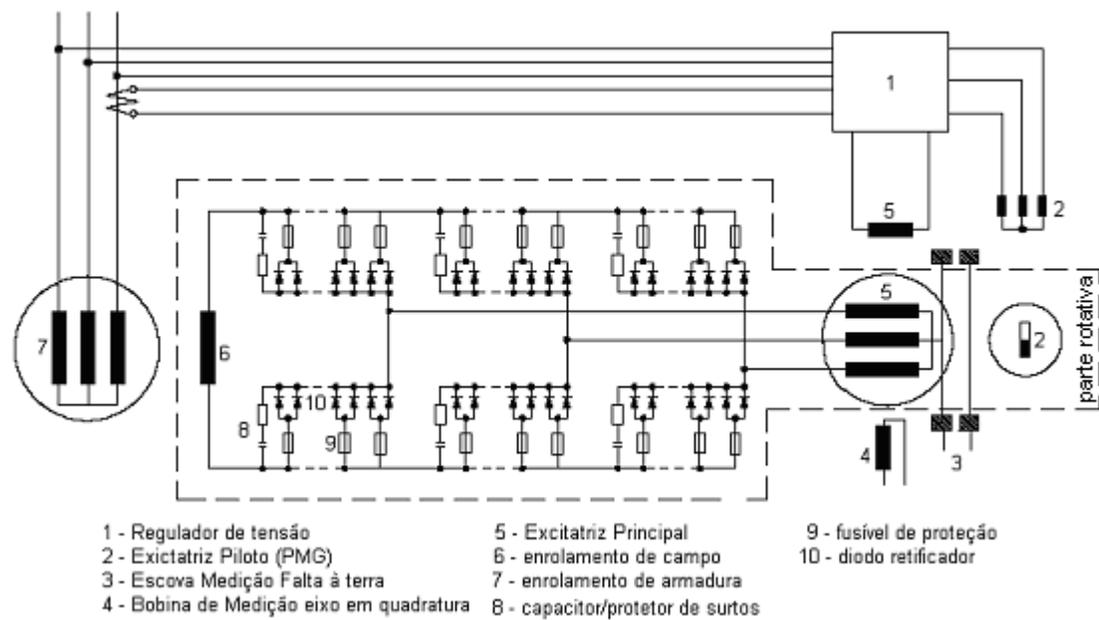


figura 3.5.3 – sistema de excitação estático sem escovas

3.6 Distribuição elétrica para serviços auxiliares e de emergência

Quando se analisa o comportamento dinâmico do sistema elétrico, um aspecto de relevada importância é a condição operacional dos sistemas auxiliares e de emergência das unidades de geração com origem térmica, principalmente as termonucleares, uma vez que a indisponibilidade desses sistemas retiram a unidade de serviço.

O projeto dos sistemas auxiliares das usinas termonucleares está caracterizado em três filosofias básicas: a redundância, a independência e a falha segura. [7] [32] [33] [34] [35] [36]

A redundância caracteriza-se por um sistema ter sempre disponível mais de um componente ou equipamento para desempenhar a mesma função, operando paralelamente e dimensionado adequadamente para dar continuidade ao serviço no caso de alguma falha.

A independência tem por objetivo garantir que todas as redundâncias tenham alimentações elétricas provenientes de fontes/barramentos com origem distintas. Esse conceito também é aplicado em aspectos físicos, tais como o itinerário de circuitos no qual cada alimentação destinada a uma determinada redundância não deve ter o mesmo trajeto das demais.

Na operação rotineira de uma unidade termonuclear, a redundância e independência são tratados como um conceito único, denominado trem (train), uma vez que o número de redundâncias é igual ao número de alimentações independentes. Na unidade Angra 1, há dois trens: "A" e "B", e na unidade Angra 2 há quatro trens: 1, 2, 3 e 4. [7]

Há dois critérios para definir o nível de redundância de um sistema: " $n + 1$ " ou " $n + 2$ ", onde n é o número mínimo de unidades para o cumprimento de 100 % das funções de segurança. O primeiro critério define um reserva para falha única e o segundo critério define um reserva para reparo/manutenção/ensaio ou testes com perda de função. A figura 3.6.1 fornece uma melhor visualização do conceito acima.

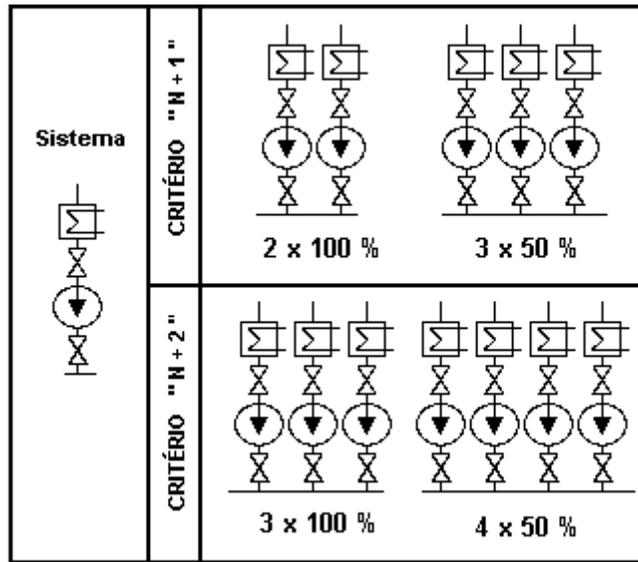


Figura 3.6.1 – critérios de redundância em sistemas de segurança

Os sistemas elétricos de geração de emergência e seus distribuidores tem como critério de projeto a configuração 4 x 50 % (critério "n+2"). Os demais sistemas de segurança podem ter configuração "n+1" ou "n+2". [7]

Em função do grau de confiabilidade de determinados componentes, pode-se ter num mesmo sistema configurações distintas, exemplificadas na figura 3.6.2.

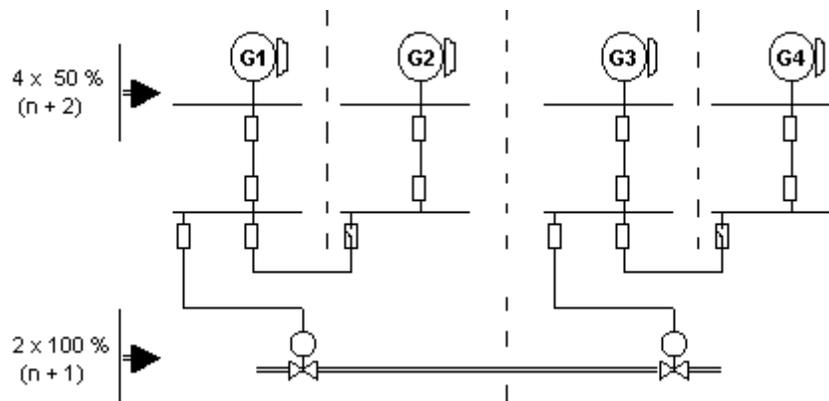


Figura 3.6.2 – combinações de arranjos de redundância

O critério de falha segura, definido através da análise do modo de falha, tem como objetivo configurar o sistema de tal forma que seja mantida a segurança e a operacionalidade quando ocorre a falha de um componente. A figura 3.6.3 mostra um exemplo para uma válvula de controle, que dependendo da forma em que o componente falhar, o arranjo pode ser do tipo série ou paralelo.

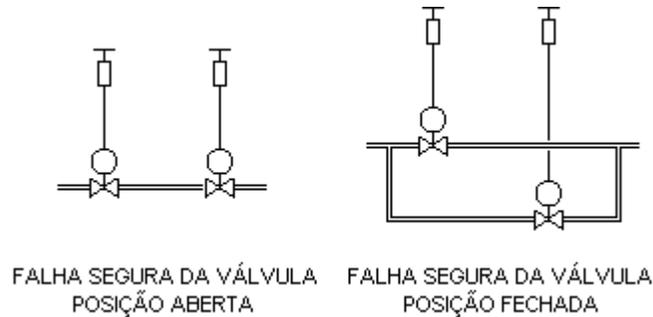


figura 3.6.3 – exemplos de aplicação do critério de falha segura

Em componentes onde não seja possível determinar seu modo de falha (posição de falha aleatória), utiliza-se um arranjo série/paralelo, de forma a cubrir todas as possibilidades, conforme mostrado na figura 3.6.4.

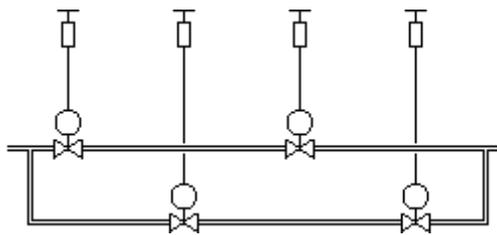


Figura 3.6.4 – redundância em componentes com modo de falha indeterminado

A filosofia de projeto acima apresentada não se destina apenas à distribuição elétrica, sendo utilizada também em comando, instrumentação, controle, hidráulica, pneumática etc.

A estrutura de distribuição elétrica das unidades termonucleares Angra 1 e 2 apresentam semelhanças conceituais, porém, operacionalmente suas diferenças são significativas.

Ambas as unidades tem duas opções para alimentação dos sistemas auxiliares em condições normais. A primeira fonte é proveniente do sistema de 500 KV ou do próprio gerador principal, denominada fonte auxiliar e a segunda fonte proveniente do sistema de 138 KV, denominada fonte ou rede externa, com origem na barra de geração da unidade termoelétrica de Santa Cruz, localizada no município do Rio de Janeiro. As figuras 3.6.5 e 3.6.6 visualizam respectivamente a topologia das unidades termonucleares Angra 1 e Angra 2.

A unidade Angra 1 tem quatro barramentos de 4.160 Volts, dos quais dois são denominados barras de operação e os demais barras de segurança. Cada trem tem uma barra de operação e uma barra de segurança. As barras de segurança são dotadas de dois grupo-geradores diesel cada.

Todos os barramentos de 4.160 Volts podem ter seu suprimento por uma das fontes de alimentação auxiliar. Em operação normal, as barras de operação estão conectadas à fonte auxiliar e as barras de segurança à fonte externa.

Um sistema de transferência automática de barras comuta a alimentação sempre que a fonte normal de uma barra apresenta problemas. Isto é, na barra de operação a comutação ocorre da fonte auxiliar para a fonte externa e na barra de segurança, ocorre no sentido inverso. Essa transferência pode ocorrer de forma rápida (6 à 8 ciclos) ou de forma lenta (1,5 segundo).

Na transferência rápida, há a supervisão de um relé de sincronismo que evita o aparecimento de subtensão na barra. Esta operação só ocorre quando há atuação de um dos relés de bloqueio (função ANSI 86 [37]) dos transformadores auxiliares ou do conjunto transformador elevador - gerador. Essa transferência também pode ser feita por comando manual, quando há necessidade de manobra para desenergização de algum transformador auxiliar.

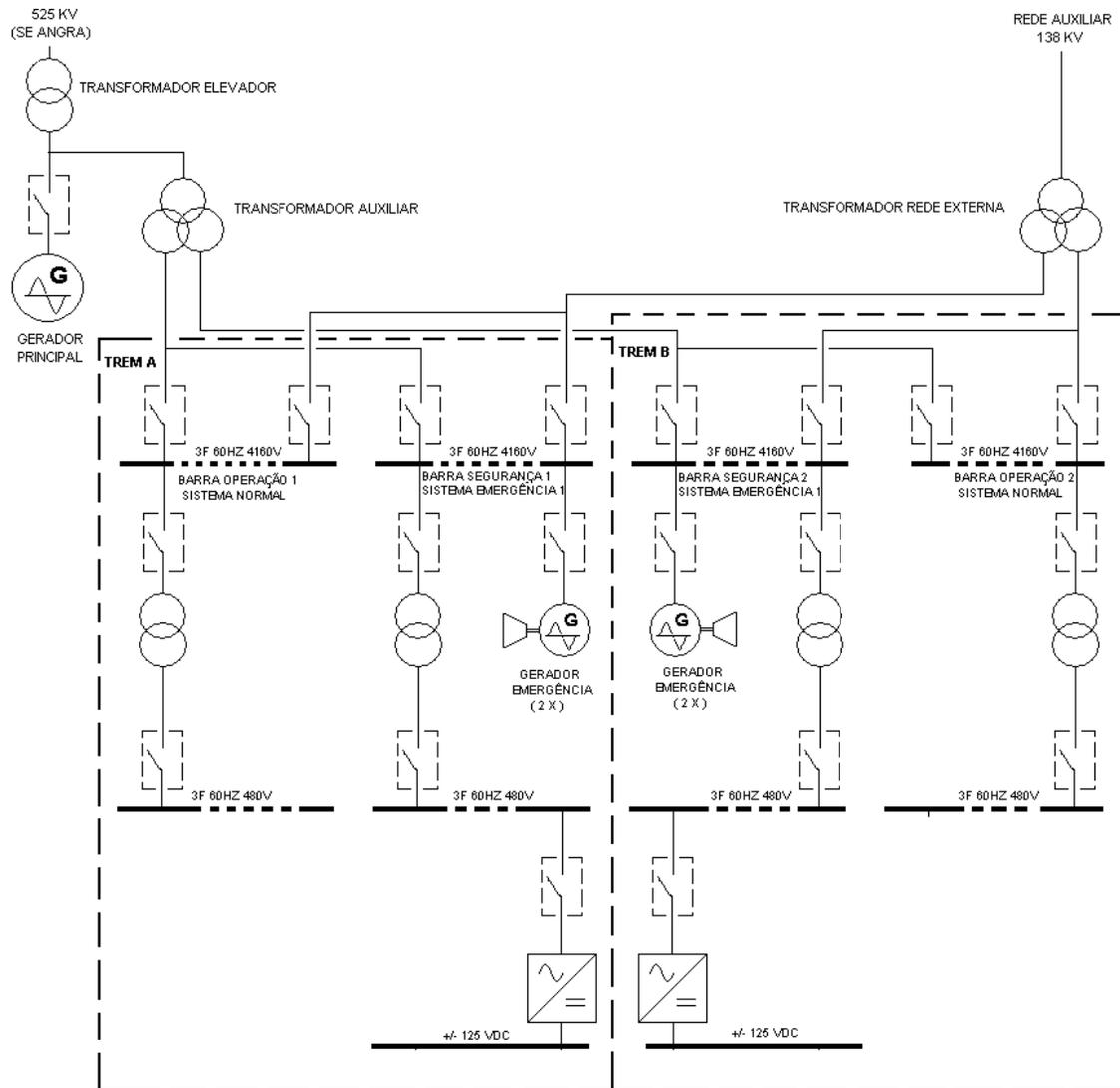


Figura 3.6.5 – topologia básica dos serviços auxiliares da unidade Angra 1

A transferência lenta de barras ocorre no aparecimento de uma subtensão ou consequentemente porque não houve sucesso na transferência rápida. Nesse tipo de operação todos os disjuntores e cargas são desconectadas e um dispositivo seqüenciador faz o religamento mediante um critério definido em função do tipo de falha. Caso a transferência lenta não ocorra em 1,5 segundo, um gerador-diesel alinhado à cada barra de segurança entrará em operação. Caso a partida de algum gerador-diesel não seja bem sucedida, um segundo gerador diesel deverá entrar em operação.

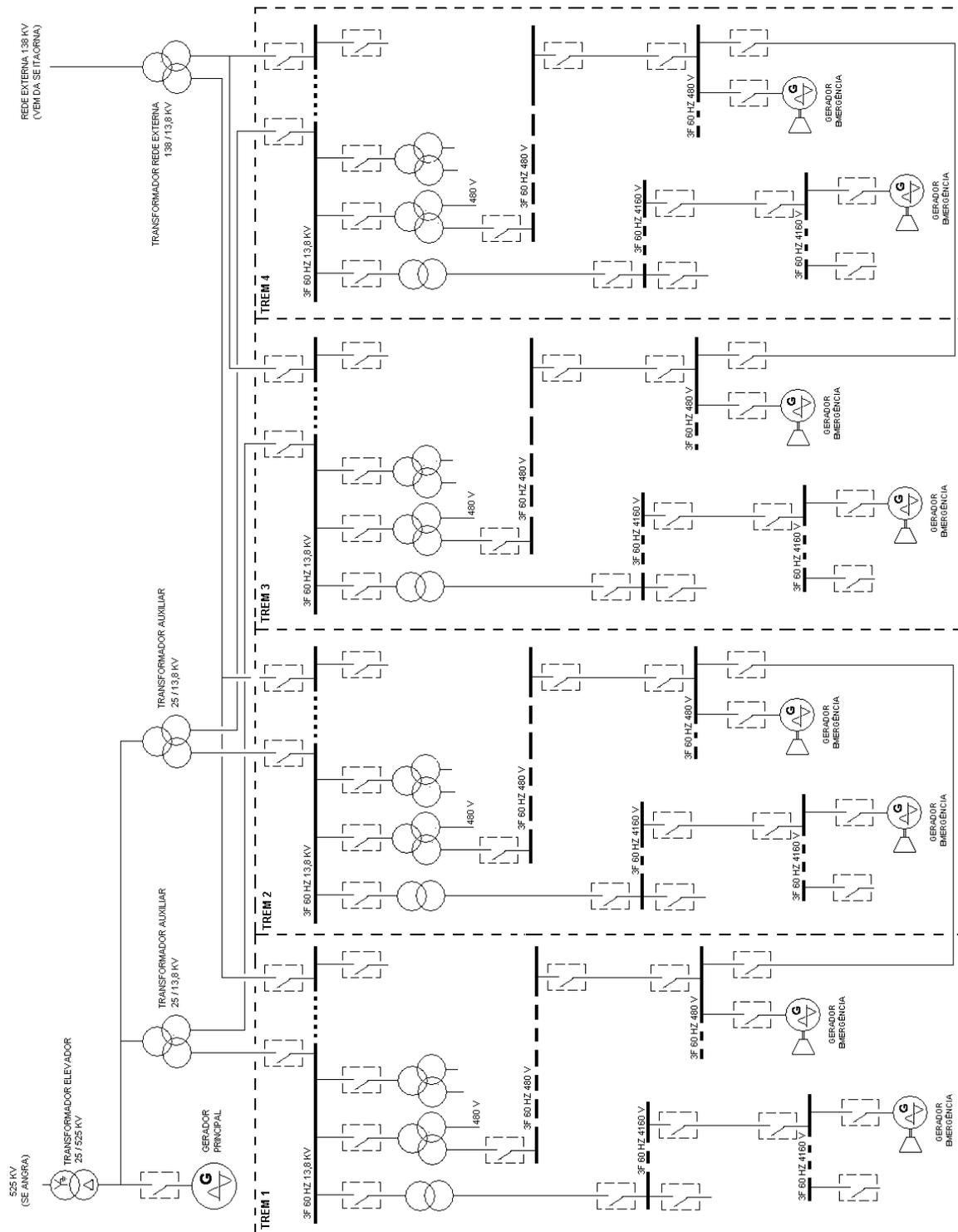


Figura 3.6.6 – topologia básica da alimentação elétrica dos auxiliares da unidade Angra 2

A unidade Angra 2 tem quatro barramentos principais em 13.800 Volts ao invés de 4.160 Volts de Angra 1, porém são quatro o número de redundâncias (trens) ao invés de duas.

Da mesma forma que em Angra 1, os barramentos principais (13.800 Volts) podem ter seu suprimento por uma das fontes de alimentação auxiliar. Uma diferença em Angra 2 é que em operação normal, todas as quatro barras principais estão conectadas à fonte auxiliar (sistema de 500 KV/gerador principal). O transformador de rede externa (138 KV) fica energizado de prontidão (em vazio) e só se conecta a todas as barras do sistema de forma simultânea quando há ocorrência de queda no fornecimento ou atuação de proteção de algum transformador auxiliar.

Outra diferença é que o número de transformadores auxiliares do lado da rede externa (138 KV) é a metade em relação ao lado de 500 KV/gerador principal e quando ocorre a transferência automática de alimentação do serviço auxiliar, a unidade passa a funcionar com apenas 50 % do serviço auxiliar, através do desligamento programado de determinadas cargas em cada trem. Da mesma forma que em Angra 1, na unidade 2, há também a transferência lenta e a rápida.

No caso de falha na transferência automática de alimentação, entram em operação os geradores-diesel, um em cada barra (trem) de 4.160 Volts e geradores-diesel localizados em barramentos estratégicos de 480 Volts, garantindo o suprimento a todos os sistemas de segurança, conforme mostrado na figura 3.6.3

O monitoramento da tensão e da frequência de alimentação dos serviços auxiliares de uma unidade termonuclear é de suma importância, uma vez que a alteração desses parâmetros para valores abaixo dos especificados podem ocasionar problemas operacionais, tais como, por exemplo, a variação simultânea da vazão nos sistemas de refrigeração do reator (circuito primário), de água de alimentação (circuito secundário) e de água de circulação (circuito terciário), causando anormalidades cujas conseqüências em cascata podem direcionar no desligamento da unidade. Como já citado, a origem do circuito de subtransmissão de 138 KV, que faz parte da alimentação da rede externa de ambas as unidades termonucleares, está na barra denominada “nuclear” da unidade termelétrica de Santa Cruz, no Município do RJ.

No caso de anormalidades no sistema, esta unidade de geração fica isolada (operação em ilha), atendendo exclusivamente à barra “nuclear” com o propósito de garantir o fornecimento aos serviços auxiliares das unidades Angra 1 e 2 com tensão e frequência adequadas [22], porém no momento este esquema está fora de operação temporariamente.

3.7 Conclusão

A evolução da indústria nuclear ocasionou conseqüências significativas nos projetos e construção de equipamentos e componentes, que devido à elevada potência térmica do reator nuclear houve a necessidade de também aumentar as potências mecânica e elétrica dos equipamentos envolvidos, dentre estes as máquinas síncronas e seus sistemas de excitação.

Os níveis de segurança e de confiabilidade exigidos às unidades nucleares fizeram com que os projetos das unidades destinadas à geração elétrica incorporassem de forma definitiva filosofias de redundância, independência e falha segura, não somente aos circuitos destinados à proteção do reator nuclear, mas também aos demais sistemas auxiliares, antes, praticamente inexistentes em outros tipos de instalação.

Os desenvolvimentos tecnológicos gradativos dos sistemas de automação são incorporados automaticamente aos novos projetos de unidades termonucleares, contribuindo para garantir ainda mais o grau de confiabilidade e segurança hoje existente neste tipo de instalação.

4 PRINCIPAIS CONTROLES E MODELOS DE UMA UNIDADE PWR

4.1 Introdução

Uma unidade termonuclear tem inúmeros sistemas de controle, alguns dos quais de extrema importância e sofisticação, principalmente os relacionados ao desligamento seguro do reator nuclear. Serão apenas descritos os controles que influenciam de alguma forma o comportamento operacional da central em relação ao sistema elétrico. A estrutura de modelagem mostrada na figura 4.1.1 visualiza de forma simplificada os inúmeros modelos que compõe uma unidade PWR. [38]

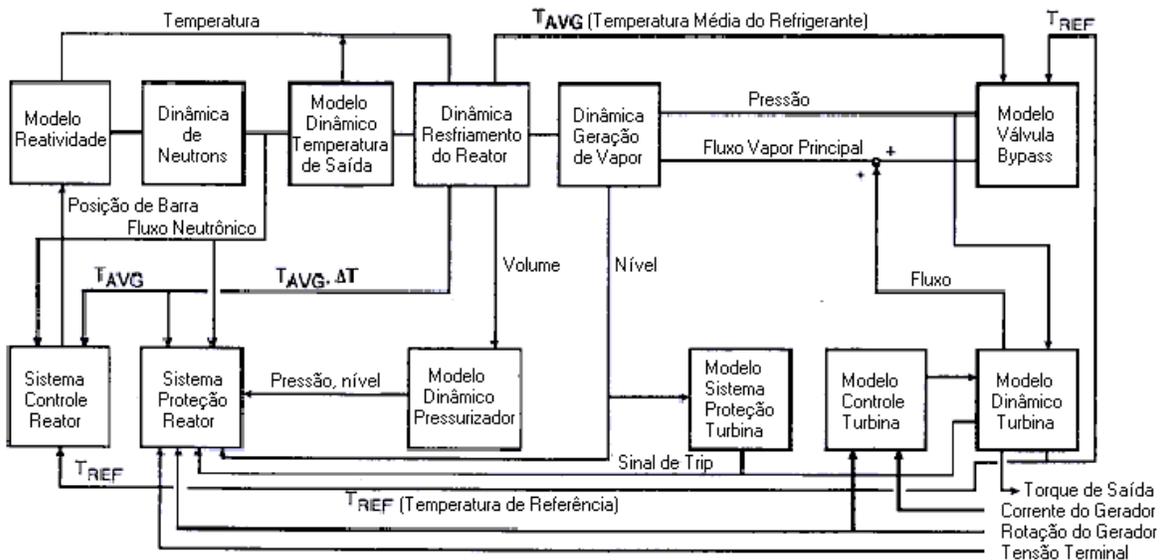


figura 4.1.1 - estrutura de modelagem de uma unidade PWR

Inúmeras particularidades devem ser observadas na avaliação da modelagem apresentada, principalmente na análise dinâmica de longa-duração relacionadas ao circuito primário.

Os modelos de reatividade e dinâmica de neutrons são complexos pois dependem de inúmeros fatores que definem a população de neutrons a cada instante, tais como: variação de potência, ciclo do combustível, temperatura do elemento combustível, temperatura do refrigerante e produtos de fissão, principalmente o Xenônio dentre outros, mostrado com alguns detalhes no capítulo 2.

A transmissão de calor no núcleo do reator deve levar em consideração quatro modelagens: [8]

- a transferência de calor por condução dentro da pastilha de Urânio;
- a transferência de calor por radiação no gap (espaço entre a pastilha e o revestimento de zircaloy);
- a transferência de calor por condução no revestimento de zircaloy;
- a transferência de calor por convecção o fluido refrigerante.

A modelagem atual da dinâmica do pressurizador e do gerador de vapor [8] é feita de forma semelhante, baseada nas seguintes suposições, apropriadas para operação em regime permanente:

- a pressão é sempre uniforme;
- a massa de água que entra, proveniente da perna quente do circuito primário, mistura-se completamente com a água da região líquida;
- a condensação nas paredes do vaso é desprezada;
- o vapor condensado devido à atuação do aspergidor do pressurizador atinge a superfície da região com a entalpia de líquido saturado;
- a transferência de calor por condução do conteúdo do gerador de vapor para a parede do vaso é desprezada;
- não há transferência de calor entre as sub-regiões de água (água + vapor saturado e água saturada + água sub-resfriada), e de vapor (vapor + água saturada e vapor saturado + vapor superaquecido).

Atualmente, o CRIEPI e o EPRI são as Instituições em estágio mais avançado na implantação de modelos computacionais para simulação dinâmica de longo prazo de unidades term nucleares, porém nem todas as particularidades envolvidas nestes modelos são indispensáveis para uma razoável precisão de seu comportamento num sistema elétrico de potência. [39] [40] [41]

A figura 4.1.2 mostra os principais controles de uma unidade termonuclear que interagem de forma significativa na resposta ou nas limitações do conjunto turbo-gerador.

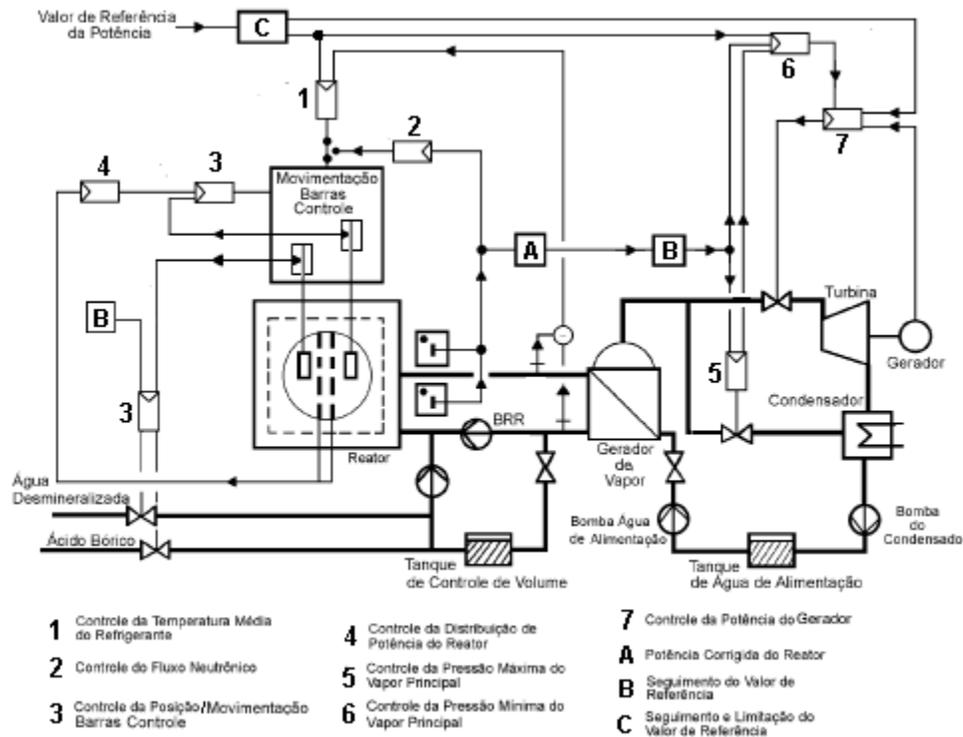


figura 4.1.2 – visão geral dos principais controles de uma unidade PWR. [7]

4.2 Modos de controle de potência

Uma unidade termonuclear do tipo PWR utiliza dois modos de controle de potência, semelhantes às unidades térmicas convencionais, porém naturalmente com suas particularidades: [7] [22]

- modo turbina segue o reator (ou simplesmente turbina segue), normalmente utilizado nas operações de partida e parada da unidade.

- modo reator segue a turbina (ou simplesmente reator segue ou caldeira segue para usinas térmicas convencionais), utilizado em operação de potência, isto é, além da operação à carga constante, também é utilizado para operação de seguimento de carga e ciclos de carga (carga programada).

No modo turbina segue, uma vez determinado o valor de referência para a potência do reator, a potência do turbogerador é definida em função da energia fornecida pelo reator através do controle de pressão de vapor.

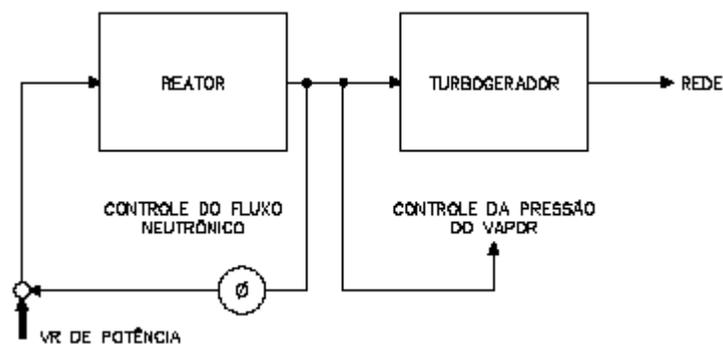


figura 4..2.1 - diagrama básico do modo de controle de potência turbina segue

Nesse modo de controle de potência, a pressão de vapor principal encaminhado as turbinas tem que ser controlada. Havendo um aumento da potência do reator ($P_r > P_g$), a pressão de vapor principal irá aumentar, possibilitando o aumento da potência do turbogerador. Neste caso, com o gerador elétrico fornecendo uma potência ativa constante, o controle de pressão máxima de vapor principal ocasionará o acionamento do sistema de desvio de vapor, encaminhando o excesso para o condensador.

Ocorrendo uma redução da potência do reator ($P_r < P_g$), o controle de pressão mínima de vapor principal atuará reduzindo a abertura das válvulas de controle da turbina e conseqüentemente a diminuição da geração produzida pelo turbogerador.

No modo reator segue, uma vez fixado o valor de referência da potência ativa do turbogerador, o reator acompanha as exigências do lado secundário através da temperatura do meio refrigerante (lado primário) e de sua relação com a temperatura de vapor principal (lado secundário).

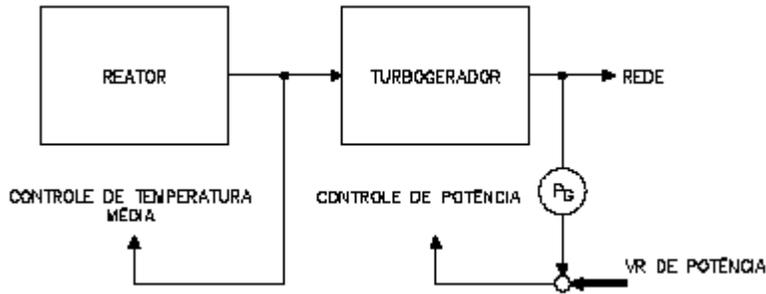


figura 4.2.2 – diagrama básico do modo de controle de potência reator segue

Nesse modo de controle de potência, a principal variável controlada é a temperatura média do refrigerante ($VrTm$), obtida pela medição das temperaturas da perna quente e fria de cada circuito (loop) do primário, cuja referência é função do valor da potência ativa do turbogerador ($VrPg$).

Com as definições apresentadas para os dois modos de controle, pode-se obter as seguintes relações fundamentais entre a temperatura média do refrigerante e a pressão de vapor principal:

- Mantendo constante a temperatura média do refrigerante (primário), a pressão de vapor principal terá que sofrer variação caso haja alteração de potência, isto é, um aumento de potência está associado a uma diminuição de pressão de vapor principal e vice-versa,
- Mantendo constante a pressão de vapor, a temperatura média do refrigerante terá que sofrer variação caso haja alteração de potência, isto é, um aumento de potência está associado a uma diminuição da temperatura média do refrigerante e vice-versa.

A figura 4.2.3, denominada diagrama de carga parcial mostra os pontos de operação para uma unidade PWR, onde visualiza-se a faixa de operação de atuação de cada tipo de controle.

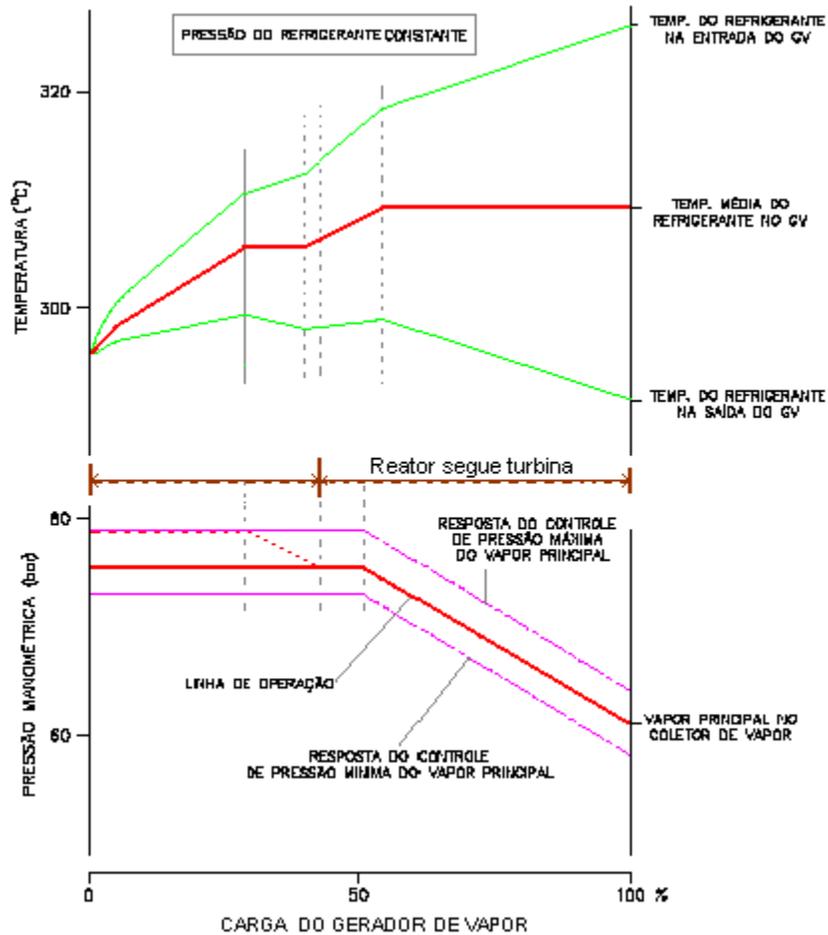


figura 4.2.3 - diagrama de carga parcial de uma unidade PWR

Na colocação em operação de uma unidade PWR, há algumas particularidades, citadas a seguir, observáveis no diagrama de carga parcial:

- na faixa zero de potência, a temperatura média do refrigerante é obtida através da operação das bombas de refrigeração do reator (BRR) e pelo calor de decaimento do reator. O vapor gerado no secundário é desviado diretamente para os condensadores através do sistema de desvio de vapor;
- após a criticalização (ver item 2.2), a potência do reator é aumentada gradativamente através da retirada das barras de controle (controle de fluxo neutrônico) e o vapor principal continua sendo desviado para o condensador, sendo a pressão de vapor mantida constante pelo sistema de controle de

pressão máxima, acarretando o aumento da temperatura média do refrigerante do reator;

- com os geradores de vapor em um ponto de carga de aproximadamente 30 %, denominado ponto de carga mínima, é feita a comutação do controle de fluxo neutrônico para o controle de temperatura média do refrigerante. Após a sincronização do gerador elétrico, o aumento de potência ocorre com temperatura média constante, porém com redução da pressão de vapor até o ponto de fechamento das válvulas de desvio de vapor;

- Na etapa final, só será possível aumentar a potência do reator quando houver aumento na potência no turbogerador (aumento de potência ativa).

4.3 Controles relacionados ao circuito primário

Os controles relacionados ao circuito primário são destinados basicamente ao sistema de refrigeração do reator de forma a manter o refrigerante nas condições especificadas, garantindo a transferência de calor do reator para o sistema secundário através do gerador de vapor.

A figura 4.1.2 apresentada anteriormente, indica alguns controles relacionados ao circuito primário, tais como: [7] [22] [42] [42] [44]

- controle de fluxo neutrônico;
- controle de temperatura média do refrigerante;
- controle de distribuição da potência do reator;
- controle de posição das barras de controle;

Existem outros controles, não menos importantes, porém como não estão relacionados diretamente ao controle de potência do reator não serão detalhados, a saber:

- controle de pressão do refrigerante;
- controle de nível de água do pressurizador;
- controle de nível de água do tanque de controle volumétrico.

A figura 4.3.1 mostra de forma bem simplificada um modelo básico de controle do circuito primário, onde a variação de reatividade, na forma de fluxo neutrônico e a temperatura média do refrigerante são as principais variáveis deste sistema.

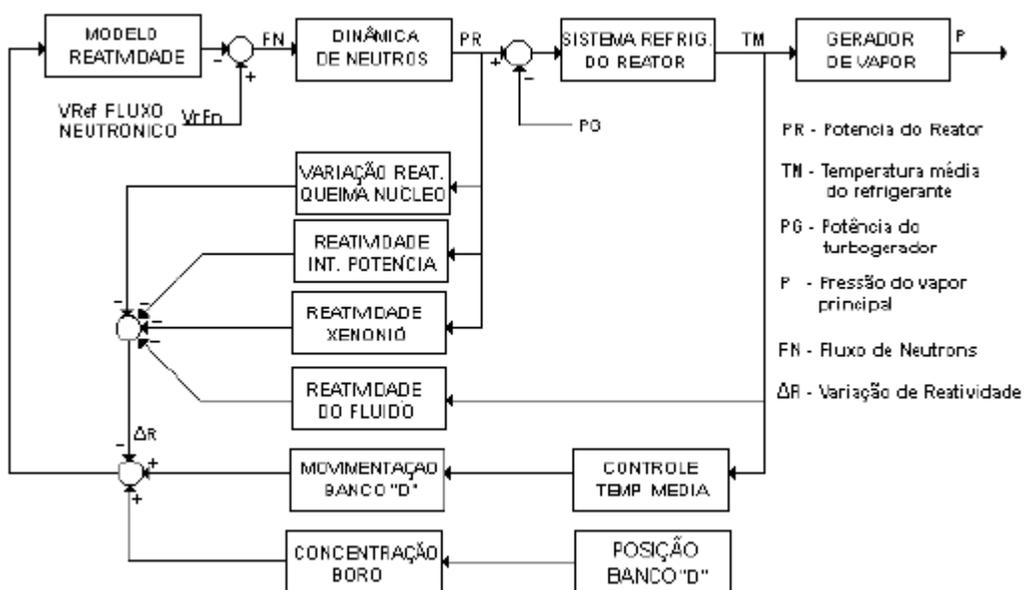


Figura 4.3.1 – modelo básico de controle do circuito primário

Como já mencionado no capítulo 2, uma barra de controle é constituída por um conjunto de varetas construídas numa liga de Prata, Índio e Cádmiio, podendo se movimentar dentro do núcleo do reator através de tubos guia de maneira escalonada (passo a passo) ou serem atiradas no núcleo do reator. Um conjunto de barras de controle é denominado "banco"

O movimento das barras de controle é baseado nos seguintes princípios:

- com o reator em operação constante, o núcleo deverá se possível estar livre de barras de controle ou com o menor número possível para obter o aproveitamento otimizado do combustível nuclear;
- para variações rápidas de potência é necessário haver reserva de reatividade, requerendo uma profundidade maior das barras de controle na operação de carga parcial;
- a distribuição axial de potência no reator deve ser muito pouco influenciada pelas barras de controle, desta forma estas devem ser inseridas de forma simétrica (grupos de quatro);
- independente da faixa de operação, deverá sempre existir uma margem de desligamento, isto significa que as barras nunca poderão estar totalmente inseridas, de modo a garantir o desligamento rápido do reator quando necessário.

Com base nesses princípios, o sistema de controle é constituído por dois grupos de barras de controle, denominados de bancos "L" e "D" (referência utilizada na unidade Angra 2).

O banco "L", designação proveniente de "Leistung", movimenta-se em conjunto, sob condições normais, independente da faixa de operação de potência, com o objetivo de:

- compensar a reatividade da queima do combustível;
- assegurar a reatividade necessária ao desligamento rápido do reator;
- controlar a distribuição axial de potência no núcleo do reator;
- compensar rápidas ou grandes variações da temperatura média do refrigerante em apoio ao outro banco, denominado "D";

Existe uma barra de controle central, denominada Eo, que é considerada parte integrante do banco "L", utilizada pelo sistema de limitação de potência, somente acionada na ocasião de queda de barras. Normalmente, o banco "L" fica pouco inserido no núcleo (aproximadamente 25 passos).

O banco "D", denominação proveniente de "Doppler", não se movimenta em conjunto e sim de forma complementar, apresentando as seguintes funções:

- controlar a temperatura média do refrigerante;
- controlar possíveis variações de reatividade conseqüentes da movimentação do banco "L";
- assegurar a reserva de reatividade para controle no caso de variações de carga;
- redução rápida de potência em casos de rejeição de carga ou anormalidades devido à perda de uma bomba de refrigeração do reator ou de água de alimentação principal (secundário).

Em resumo, o banco "L" é utilizado para grandes desvios de controle e o banco "D" para pequenos desvios de controle. Em modificações de carga com gradiente máximo de aproximadamente 5 % por minuto, somente o banco "D" é necessário.

A figura 4.3.2 mostra a característica da movimentação dos bancos "L" e "D" para a situação de redução de carga em operação normal com um gradiente de potência de 5% por minuto. O quarto banco "D" não é visualizado porque este só se movimenta quando há necessidade de redução acima desses limites.

Para que a queima no núcleo seja mais homogênea ao longo de todo um ciclo de combustível, os bancos "D" alteram ciclicamente sua modalidade de seqüência para movimentação das barras. A figura 4.3.2 mostra a seqüência 123, levando em consideração que o primeiro banco seja o número 1, o segundo o número 2 e assim por diante. Desta forma, existem as seqüências 234, 341 e 412

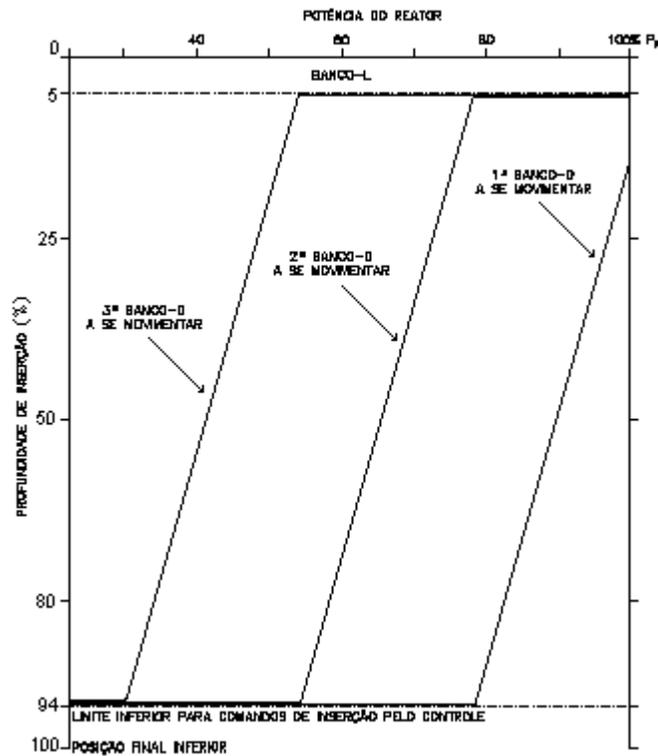


Figura 4.3.2 – seqüência de movimentação das barras de controle

O controle de fluxo neutrônico, intrínseco no modelo de reatividade, é normalmente utilizado durante a fase de partida. A partir da variação do valor de referência do fluxo neutrônico ($VrFn$), aumenta-se a potência do reator e conseqüentemente a temperatura média do refrigerante, uma vez que a pressão de vapor principal permanece constante nessa fase, mantida pelo sistema de desvio de vapor. Quando o reator atinge aproximadamente 30 %, o controle de fluxo neutrônico é comutado para controle de temperatura média, ponto esse onde o gerador é sincronizado à rede elétrica.

Todos os distúrbios de reatividade que aparecem em operação à carga estacionária são transferidos para a temperatura do refrigerante. Quando o controle mantém a temperatura média do refrigerante constante, não há necessidade de compensar variações de reatividade devido à temperatura do refrigerante.

O controle de temperatura média tem como principal função fazer com que a potência do reator seja compatível com as necessidades do turbo-gerador, mantendo a temperatura do refrigerante dentro de valores pré-fixados, isto é, fazendo com que o valor de referência da temperatura média fique dentro de uma banda morta pré-determinada. Dessa forma é possível conseguir operar mudanças rápidas e controladas de potência, evitando variações de pressão no circuito primário e portanto, mantendo inalterado o volume de refrigerante no primário e conseqüentemente o nível do pressurizador.

O controle de distribuição de potência tem como função compensar variações axiais da densidade de potência ocasionadas pela influência da formação do Xenônio e da variação de temperatura média, devido à movimentação do banco de controle "D", que atua de forma a compensar o valor de referência do controle do banco "L".

A distribuição axial de densidade de potência é medida através de detectores instalados na parte superior e inferior do núcleo do reator, formando um sinal que consiste na diferença da distribuição nessas duas regiões.

A figura 4.3.3 mostra alguns detalhes da estrutura básica do controle de potência de um reator nuclear, com os módulos de controle de fluxo neutrônico, distribuição de potência e de temperatura média do refrigerante, cujo principal elemento de controle é o acionamento dos bancos de barras de controle.

Com todos os controles de apoio interagindo adequadamente, tecnicamente, são previstas as seguintes possibilidades de variação de carga, através do modo de operação com controle de temperatura média (operação em potência); [7] [22] [42] [42] [44]

- +/- 50 % de variação de carga com uma rampa de 5 % por minuto;
- +/- 20 % de variação de carga com uma rampa de 10 % por minuto.

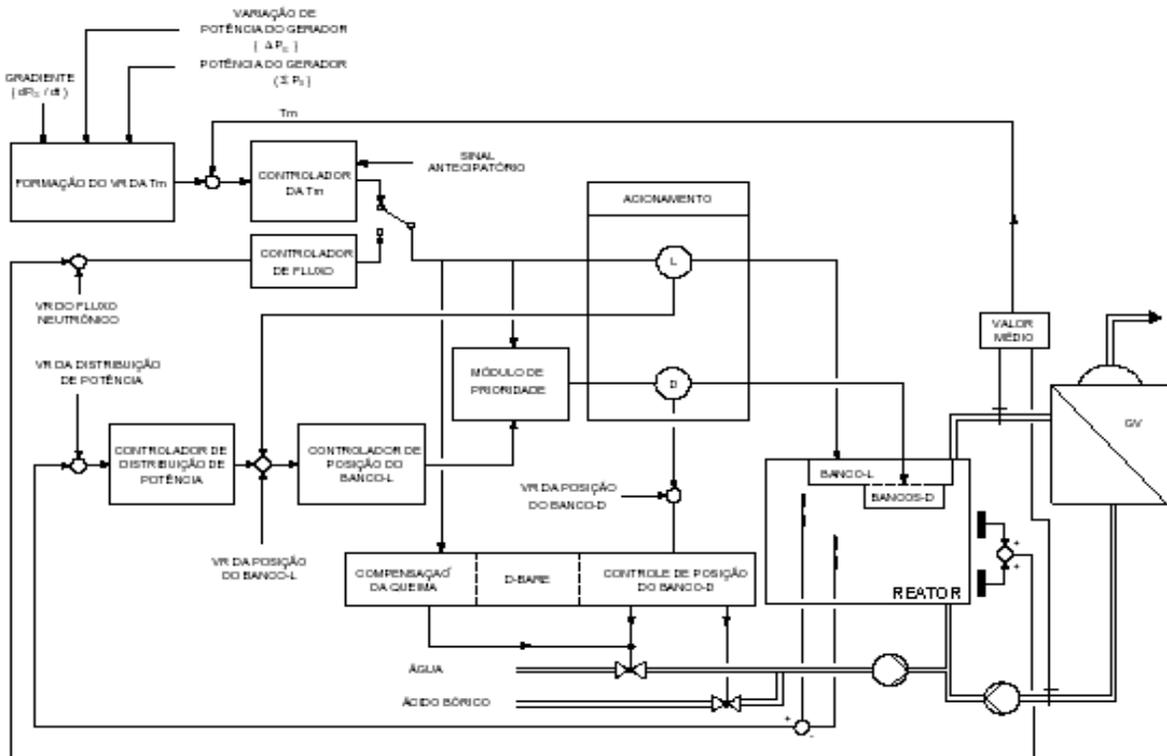


Figura 4.3.3 – estrutura básica do controle de distribuição de potência

Os projetistas especificam uma quantidade máxima permitida de variações de potência para que não ocorra uma redução da vida útil da unidade, normalmente licenciada para 40 anos. Critérios operacionais e de segurança estabelecidos pelas empresas operadoras e por organismos de controle de atividades nucleares de cada País podem redefinir os valores acima apresentados de forma mais conservativa, por exemplo, um critério utilizado é a de variação em degrau de 10 % da potência nominal seguida de uma espera de 3 horas, ou uma variação gradual de 3 % por hora, para que não ocorra nenhum efeito na reatividade devido ao Xenônio.

4.4 Controles relacionados ao circuito secundário

Os controles associados ao circuito secundário de uma unidade térmica estão relacionados de forma direta ao controle da pressão de vapor principal, através dos sistemas de desvio de vapor, controle de pressão mínima e controle da turbina. [7] [22]

Numa unidade termonuclear, os principais fatores condicionantes da operação do circuito secundário são impostos pelas particularidades do comportamento do circuito primário, dos esforços térmicos e da dinâmica das turbinas.

O circuito secundário também tem inúmeros outros sistemas tais como: controle de nível dos geradores de vapor; controle de nível dos condensadores principais etc, que devido ao fato de não estarem associados de forma direta à produção de potência mecânica, não serão discutidos neste trabalho.

Nesse item, é dada uma maior atenção ao sistema de controle da turbina, uma vez que os sistemas de desvio de vapor e de pressão mínima já foram citados algumas vezes ao longo deste trabalho.

Os principais parâmetros de controle no sistema da turbina são velocidade e potência. O primeiro é controlado durante a partida até a sincronização da unidade. A partir deste ponto, a potência se torna a variável de controle.

A frequência da rede elétrica poderá ser levada em conta pelo sistema de controle da turbina da seguinte forma:

- a influência da frequência no controle de carga devido a característica de regulação do controle de velocidade (controle primário de frequência); ajustável entre 2,5 à 8,0 % (estatismo), limitado a variações máximas de +/- 150 MW;
- influência do despacho de carga na formação do valor de referência de potência no sistema de controle da turbina (controle secundário).

As unidades Angra 1 e 2 não utilizam os dispositivos citados, devido a estratégia técnica adotada, tendo como objetivo a maximização do rendimento do combustível nuclear e dos níveis de confiabilidade e de segurança.

Como já citado em outros itens, os principais elementos de controle da turbina são:

- as válvulas combinadas de controle e fechamento rápido da turbina, na linha de vapor principal;
- as válvulas combinadas de controle e fechamento rápido do sistema de desvio de vapor.

A figura 4.4.1 indica o posicionamento orientativo das principais válvulas instaladas no circuito secundário

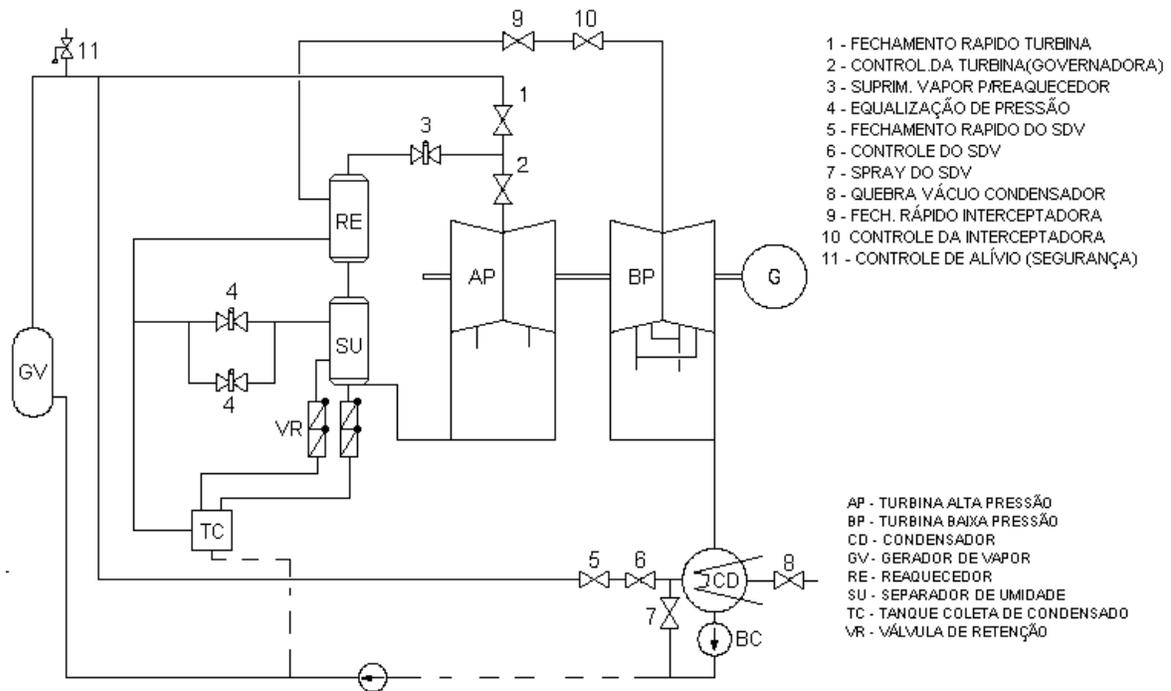


Figura 4.4.1 – esquema básico do circuito secundário

Os controles de velocidade e de potência são intertravados entre si, de forma que somente o maior sinal de saída irá atuar no controle de posicionamento da válvula governadora, feito através de conversores eletro-hidráulicos mostrados na figura 4.4.2.

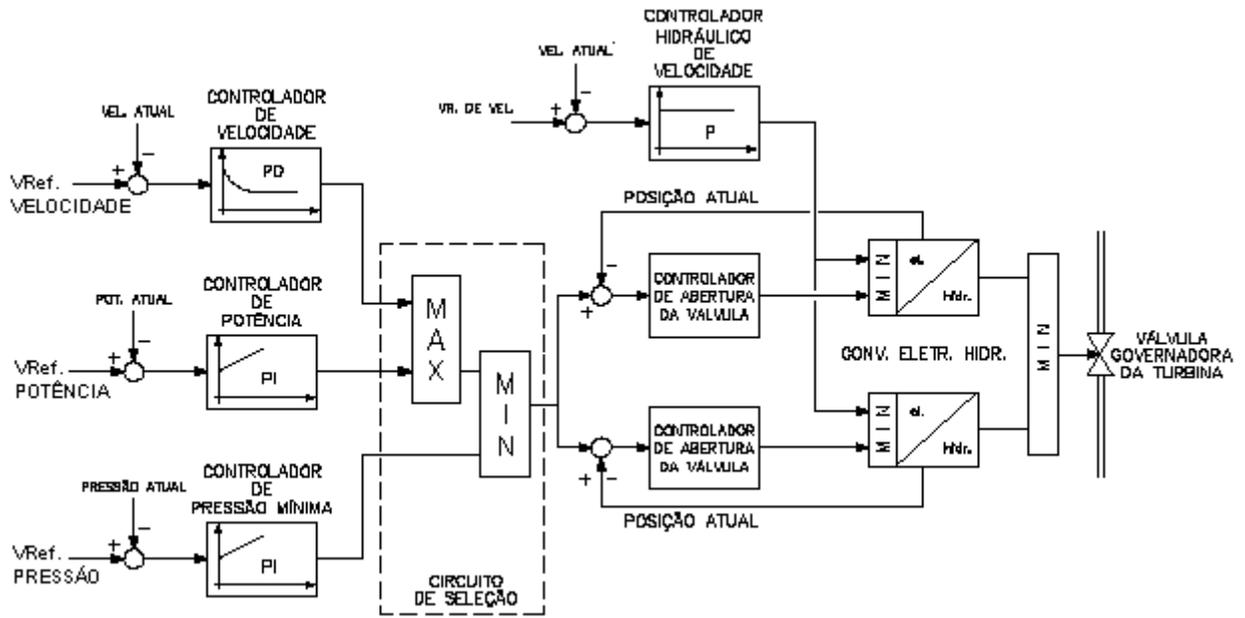


Figura 4.4.2 – modelo básico do sistema de controle da turbina

O mesmo modelo apresentado na figura 4.4.2 encontra-se aprimorado na figura 4.4.3, no qual estão inclusas as realimentações básicas e o módulo de estatismo, responsável pela regulação primária.

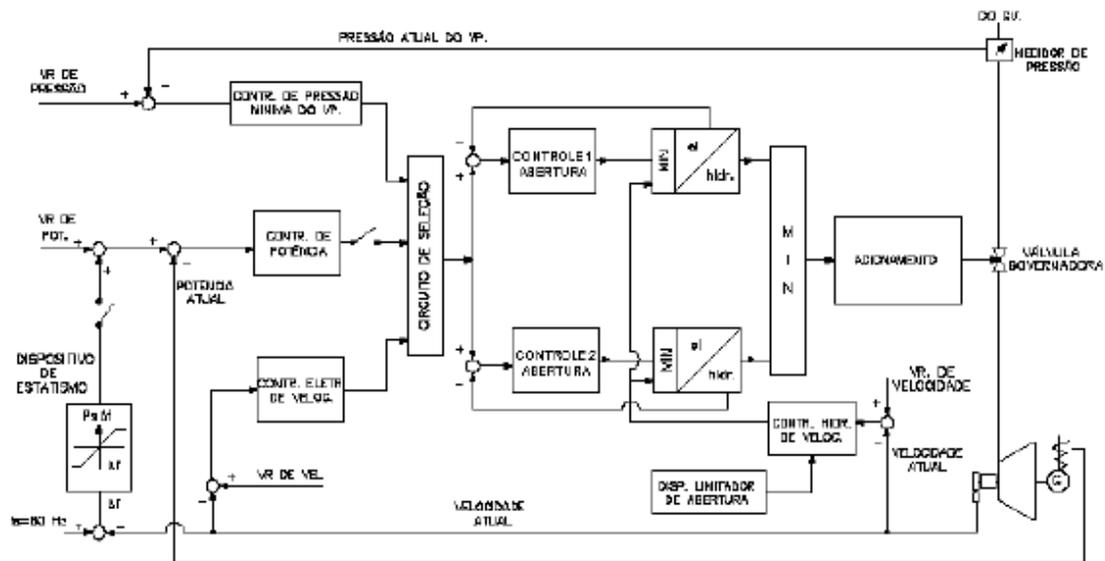


Figura 4.4.3 – modelo de controle da turbina

A formação do valor de referência de velocidade, utilizado principalmente na fase de partida e de sincronismo de uma unidade termonuclear, é feito através de um dispositivo formador de um valor de referência retardado que avalia os esforços térmicos da turbina, com o objetivo de evitar o aquecimento não uniforme ou excessivo de seus componentes. Sua atuação está na limitação da taxa de variação da velocidade, podendo até torná-la negativa (ação de redução da velocidade), uma vez excedido o máximo gradiente de temperatura entre o vapor e o metal da turbina.

Em operação normal, com a unidade sincronizada fornecendo energia ativa, o controle de potência opera a turbina. No caso de rejeição de carga para consumo próprio (cuja potência é de aproximadamente 10 % do valor nominal) devido, por exemplo, a abertura dos disjuntores do sistema de 525 KV, o controle de velocidade deverá assumir a turbina. Nesta situação, para evitar sobrevelocidade, o controle da pressão de vapor principal no coletor atua como primeira medida (correção para operação em vazio) e posteriormente o valor de referência de velocidade, previamente pré-ajustado para uma rotação compatível para o consumo próprio. Essa configuração é necessária, uma vez que o controle de potência iria ajustar o posicionamento da válvula de controle e a velocidade da turbina em função de seu estatismo (regulação primária), conforme mostrado na figura 4.4.4.

Neste caso, a transferência para o controle de velocidade irá causar um erro de controle suficiente para corrigir o posicionamento da válvula de controle e manter a velocidade dentro do valor da frequência de sincronismo. Isto é, após a unidade ter ajustado sua geração para consumo próprio, a velocidade da turbina, e consequentemente a frequência elétrica estão em seu valor nominal.

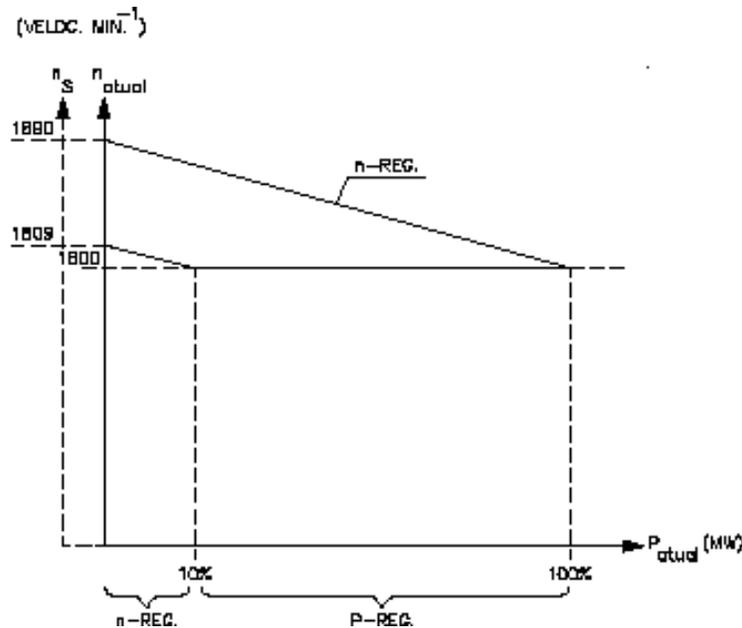


Figura 4.4.4 – comportamento da regulação primária na situação de rejeição de carga

Esta operação de ajuste da referência da velocidade na realidade é semelhante à regulação primária, mostrada na figura B.3.6 do anexo “B”, porém a principal diferença é que a seleção da nova regulação, no caso de rejeição de carga, ocorre quase instantaneamente para o ajuste de 10 % da potência nominal, evitando assim variações muito elevadas na rotação da turbina.

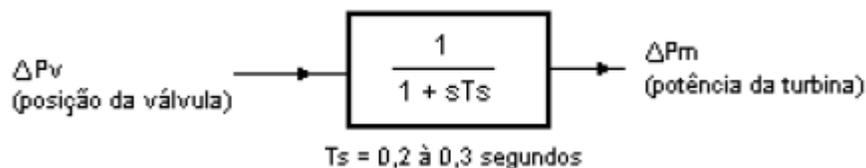
No controle de potência, a formação de seu valor de referência é limitado a potência máxima permitida ao gerador, proveniente de sistema de limitação. A taxa de variação de potência, ajustada manualmente, atua sobre um outro dispositivo formador de um valor de referência retardado, que da mesma forma que no controle de velocidade, também fica limitado aos esforços térmicos da turbina.

Quando operada em potência, as variações de frequência da rede não afetam a potência da turbina. Opcionalmente (ver figura 4.4.3), um dispositivo (não utilizado nas unidades Angra 1 e 2) pode adicionar à malha de controle uma comparação da frequência a um padrão, resultando em uma proporcionalidade do desvio de frequência, causando o aumento ou retirada de carga do gerador, com limites em 150 MW (+/- 11%).

Para diferenças positivas de desvio de frequência, existe uma malha de controle denominada "influência da frequência limite", atuando nos casos de sobrefrequência à partir de 0,48 Hz. Em condições normais, não há atuação desse dispositivo, sendo somente importante em grandes rejeições de carga associada com operação em ilha.

Uma vez que a potência desenvolvida nas turbinas de alta e baixa pressão está diretamente associada ao fluxo de vapor, e este fazendo parte do circuito secundário, será feita neste subitem uma abordagem da modelagem necessária ao entendimento da dinâmica de uma central termonuclear no sistema elétrico. Para isso serão mostrados de forma gradativa os passos para a montagem de um modelo que utilizando os efeitos térmicos, apresente suas respostas de forma relacionada aos aspectos elétricos de interesse, adequado aos estudos do comportamento operacional em regime permanente e transitório.

Em uma turbina sem reaquecimento, a potência desenvolvida é proporcional ao fluxo de vapor e a diferença das entalpias de entrada e saída do vapor, que podem ser consideradas constantes. Desta forma, a resposta do sistema é diretamente proporcional ao fluxo de vapor e este controlado através da posição da válvula de controle (governadora), conforme mostrado na figura 4.4.5. [45] [46] [47]



4.4.5 – modelo da relação potência da turbina e posição da válvula de controle

Para um sistema com reaquecimento, os fenômenos relacionados à pressão e fluxo de vapor, que dão origem as constantes de tempo, são similares, porém o fluxo na turbina de baixa pressão está associada à pressão do reaquecedor e esta ao seu volume. A função de transferência global é obtida somando-se as potências dos estágios a montante e a jusante do reaquecedor.

A figura 4.4.6 mostra a modelagem básica [45] do sistema de vapor de uma unidade térmica com valores típicos para centrais convencionais e nucleares.

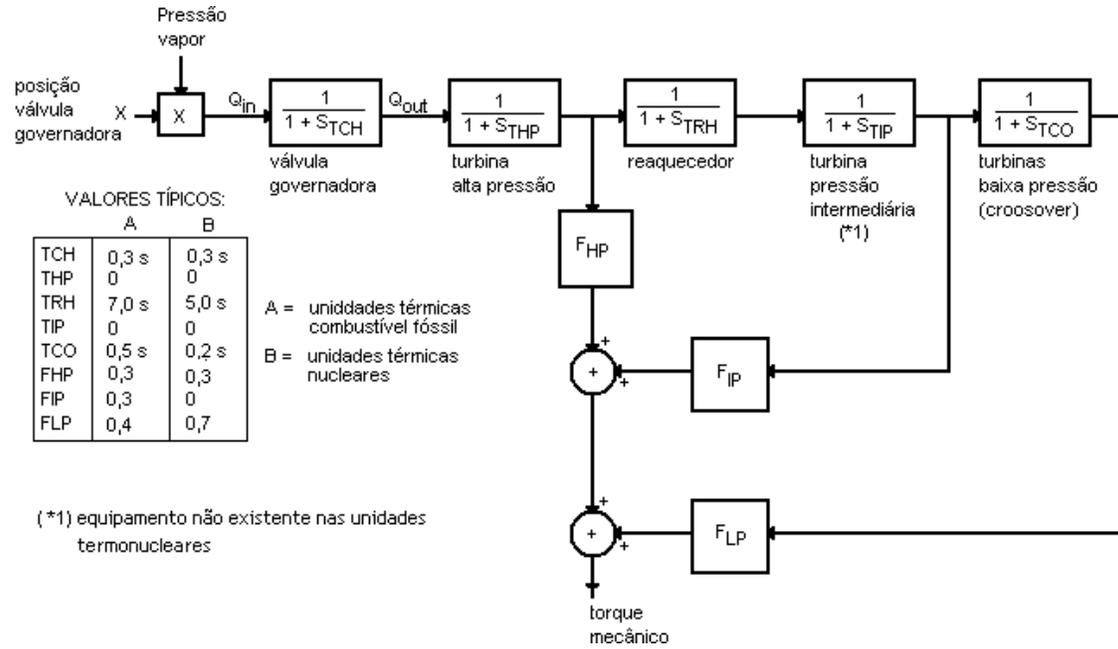


Figura 4.4.6 – modelo genérico de uma unidade térmica

Aprimorando o modelo apresentado na figura 4.4.6 destinado à uma unidade term nuclear, são inseridos alguns elementos relacionados à perdas de carga de pressão, as dinâmicas das válvulas de controle (governadora e interceptadora) e a localização dos controladores de temperatura média e de pressão [45] [48]

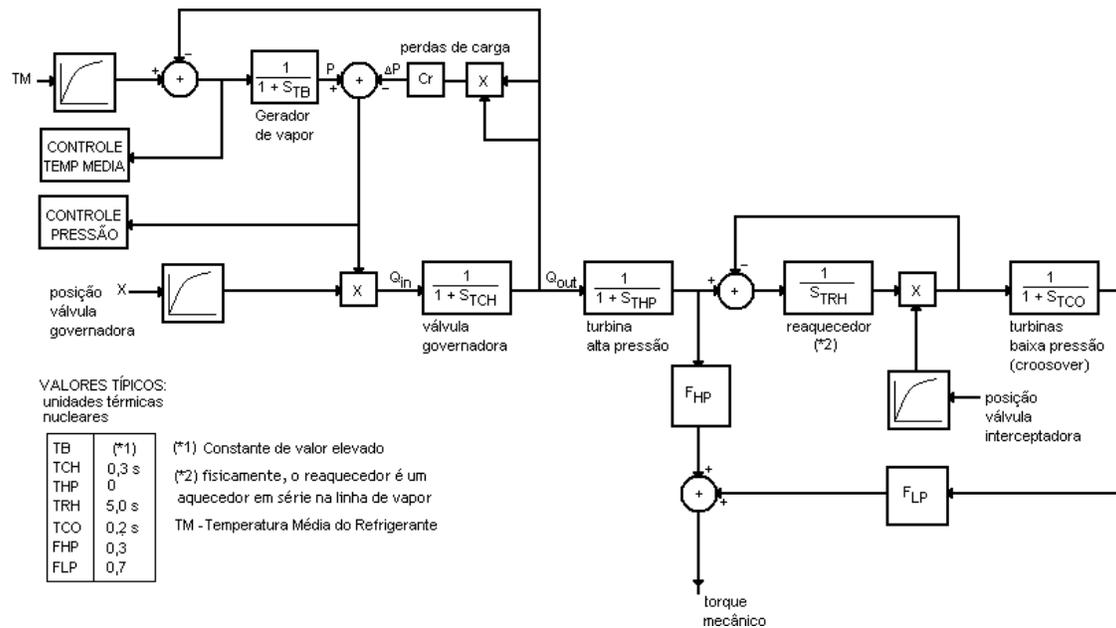


Figura 4.4.7 – modelo básico do circuito secundário de uma unidade termonuclear

Para estudos de desvios de frequência, normalmente é utilizado o controle primário de velocidade, inserido no bloco governador de velocidade, atuando na válvula de controle (governadora) que está localizada na admissão da turbina de alta pressão. Para isso é necessário o desenvolvimento de uma modelagem que reflita o comportamento desse dispositivo, mostrada na figura 4.4.8, sendo parte integrante do MHC (Mechanical-Hydraulic Control), mostrado na figura 4.4.9. [45] [48]

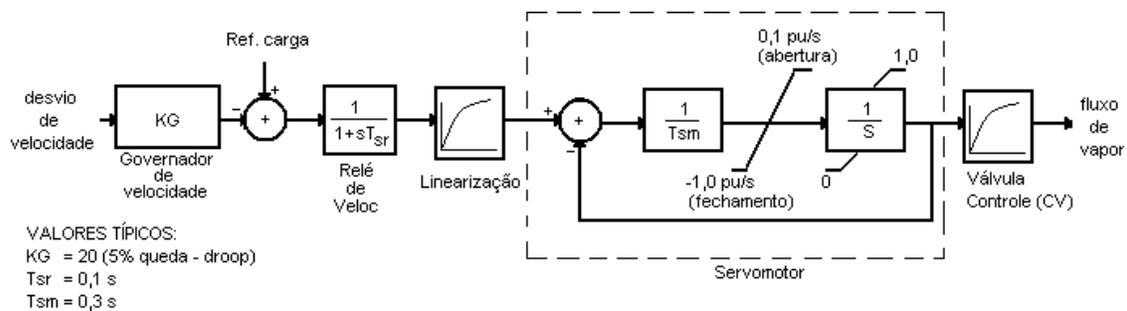


Figura 4.4.8 – modelo do sistema primário de regulação de frequência

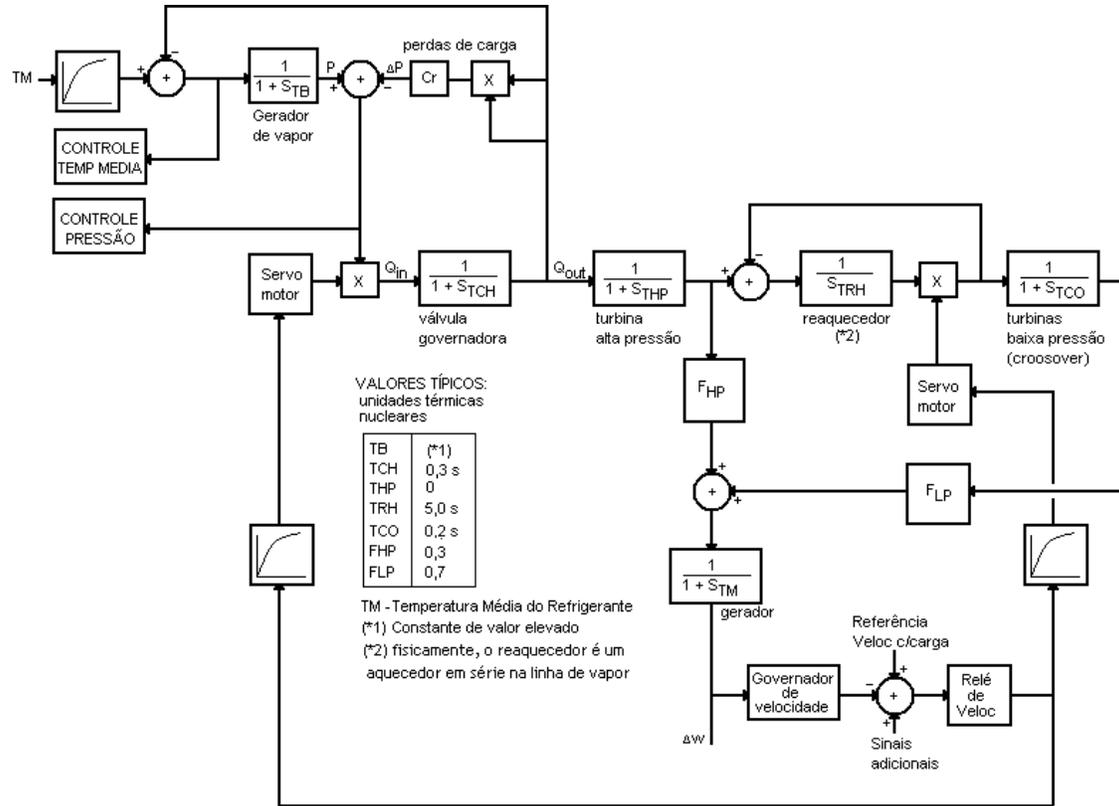


Figura 4.4.9 – controle primário de frequência inserido no modelo de uma unidade PWR.

4.5 Conclusão

Uma unidade termonuclear tem dois modos distintos de operação, um apropriado para a colocação da unidade em serviço (modo “turbina segue reator”) e outro para operação em potência (modo “reator segue turbina “). A variação de seu ponto de operação requer a atuação de diversos sistemas, dos quais os mais solicitados estão relacionados ao reator (circuito primário) e ao vapor (circuito secundário), exigindo um elevado grau de sofisticação em seu controle devido aos níveis de segurança adotados para esse tipo de instalação.

A temperatura média do refrigerante do reator é o principal parâmetro base para os controles e modelos relacionados ao circuito primário. A pressão do vapor, potência e velocidade da turbina são as outras variáveis de base para o circuito secundário (turbogerador).

A manobrabilidade de uma unidade termonuclear é prevista em projeto e possível operacionalmente, dentro de valores máximos pré-estabelecidos, com o objetivo de manter integralmente a vida útil do empreendimento. Taxas de variação de 5 à 10 % da potência nominal por minuto ou degraus de 10 % são possíveis. Na prática, são adotados valores de variação de potência mais conservativos, por motivos diversos, dentre os quais estão segurança, confiabilidade, condicionamento de combustível, controle do Xenônio etc.

Para participação no controle primário de frequência, o estatismo pode ser ajustável desde 2,5 à 8,0 % e uma faixa de variação de potência de até aproximadamente 11 %. No controle secundário, o sinal do despacho de carga pode influir na formação do valor da referência de potência, porém não é permitido sua atuação nas taxas de variação potência pré-definidas.

As unidades termonucleares instaladas em diversos Países, principalmente na Europa e América do Norte, atuam de forma significativa no controle automático de geração (CAG), conforme mostrado no capítulo 5. No Brasil, as unidades térmicas não participam do CAG e as unidades Angra 1 e 2 não apresentam no momento dispositivos operacionáveis que permitam sua atuação nos controles primário e secundário de frequência.

5 CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

5.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo descrever algumas das principais especificações e procedimentos adotados no controle automático de geração (CAG). A teoria básica encontra-se descrita no Apêndice “B”. Sempre que possível, será feita uma analogia com as práticas adotadas no exterior.

O CAG tem como meta restabelecer os valores nominais de frequência e fluxo de potência de intercâmbio entre áreas logo após a ocorrência de um desequilíbrio de carga e geração num sistema elétrico interligado. Sua atuação é de natureza secundária, através do ajuste da referência da geração ativa das unidades geradoras participantes deste controle.

Inicialmente, quando há um desequilíbrio entre carga e geração, a regulação primária ocorre através dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, estabelecendo um novo equilíbrio, ajustando as turbinas para um outro valor de potência e rotação (frequência). Esse equilíbrio é provisório até a atuação do controle secundário, que ajustará a frequência até seu valor nominal.

Um sistema de potência não precisa obrigatoriamente ter todas as unidades geradoras inseridas na regulação primária e/ou na secundária. Dependendo das características do comportamento da carga, das particularidades operacionais das unidades geradoras e da reserva de potência do sistema, podemos ter unidades contribuindo no controle carga-frequência de várias formas: [47] [48]

- a) atuando somente como geração de base (figura 5.1.1);

No Brasil, as unidades térmicas e principalmente as unidades termonucleares enquadram-se nesta situação. Nesse caso, a unidade denominada “máquina A” na figura 5.1.1 (que visualiza as características operacionais estáticas) está sem regulação. Esta unidade é denominada tecnicamente como inflexível (regulador de velocidade bloqueado) não contribuindo no controle automático de geração, mantendo sua potência constante (valor PA0 da figura 5.1.1). Em situações de

emergência, onde há excesso de geração devido a interrupção de transmissão, os reguladores de velocidade das unidades inflexíveis desbloqueiam-se automaticamente somente para reduzir a potência, contribuindo para evitar que a freqüência atinja valores demasiadamente altos. Porém, a regularização da potência de geração original só deverá ocorrer de forma manual. [49] [50]

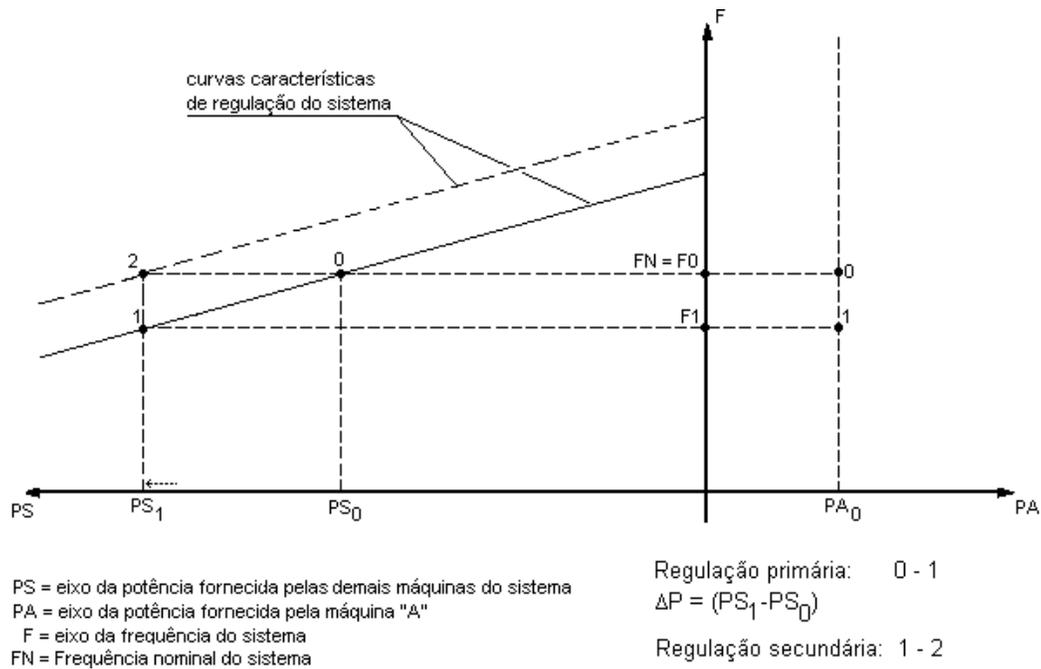


figura 5.1.1 – comportamento de unidade geradora sem regulação

b) atuando somente na regulação primária (figura 5.1.2);

Neste caso, a unidade denominada “máquina A” na figura 5.1.2 é dotada somente de regulação primária, aumentando (ou reduzindo) sua geração conforme suas características de regulação após o desequilíbrio do sistema, através da atuação dos reguladores de velocidade. A medida que o sistema de potência recompõe sua freqüência, através das demais unidades equipadas com controle secundário, a unidade dotada somente de controle primário voltará a sua condição inicial, antes da perturbação, diminuindo (ou aumentando) sua geração.

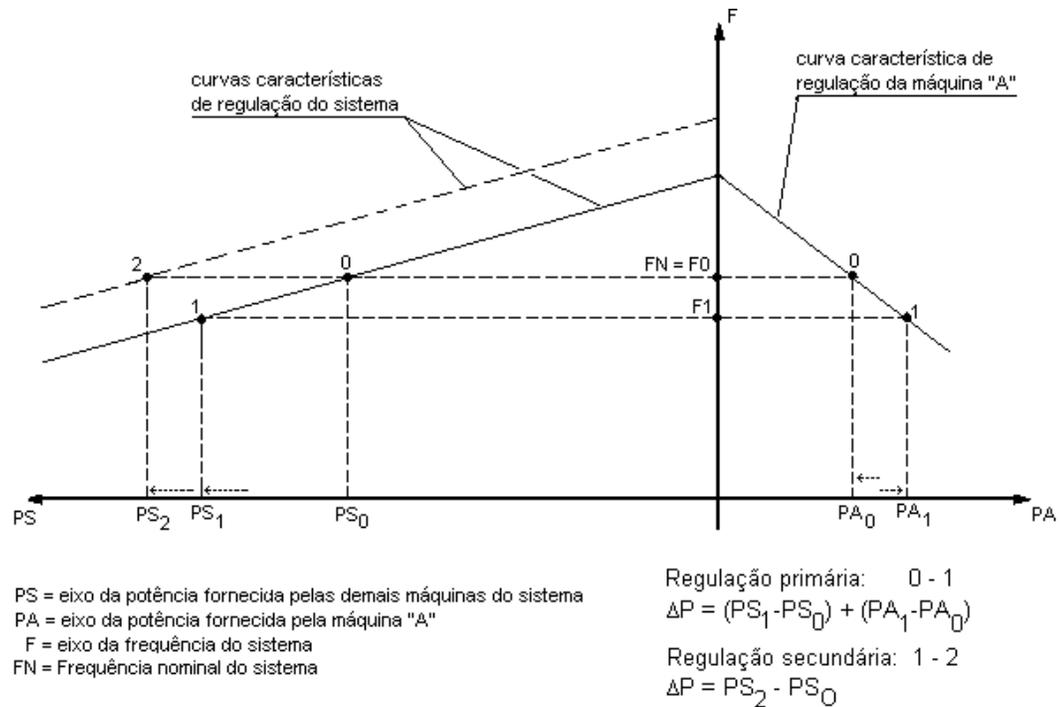


figura 5.1.2 – comportamento de unidade dotada somente com regulação primária

Em unidades termonucleares, sua atuação somente na regulação primária não é a forma mais usual, uma vez que a variação de potência do reator deve ocorrer na forma mais aproximada ao degrau ou rampa, obedecendo a tempos e taxas de variação de potência pré-definidas, para que não ocorram desequilíbrios térmicos ou variações significativas na reatividade devido ao Xenônio, protegendo-a contra a possibilidade de indisposição parcial ou total posteriormente ao evento.

Para os eventos simulados no capítulo 6, são analisadas as respostas da regulação primária das UTN's de Angra, não significando com isso que esse modo de regulação seja uma opção operacional mais adequada ou sugerida.

c) atuando somente na regulação secundária (figura 5.1.3);

Normalmente utilizado em unidades com pouca reserva de geração ou que tecnicamente não seja conveniente fazer com que haja uma atuação freqüente

no regulador de velocidade devido à complexidade termodinâmica ou da dinâmica do combustível, podendo ser aplicável em unidades termonucleares se necessário.

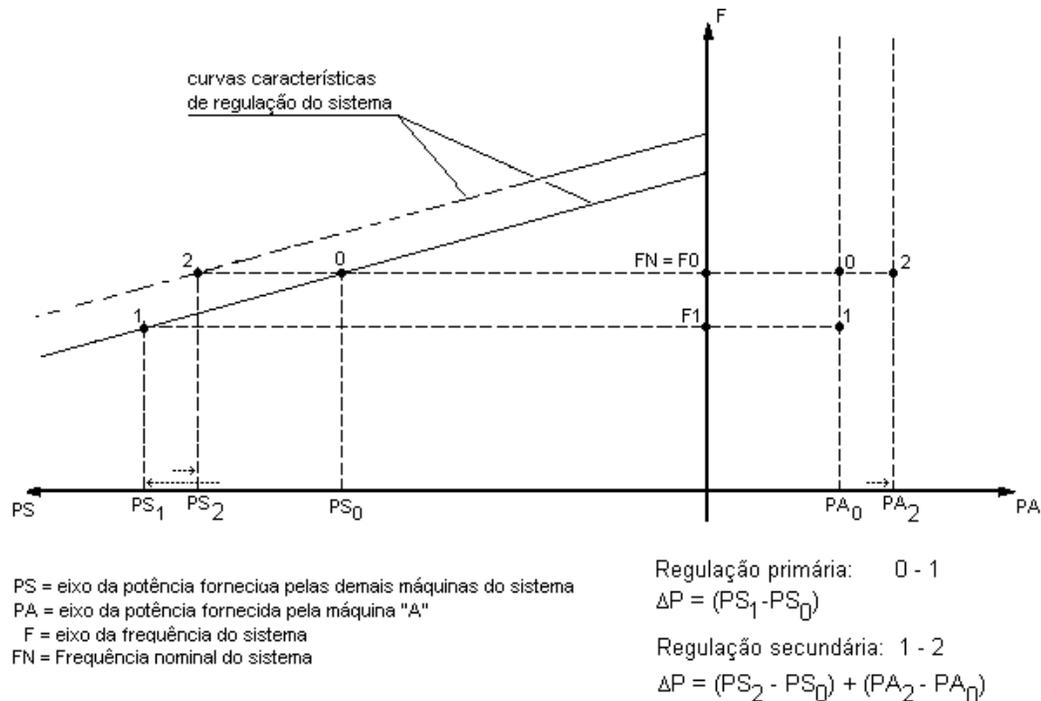


figura 5.1.3 – comportamento de unidade dotada somente com regulação secundária

A figura 5.1.3 mostra a contribuição de uma máquina, denominada de "A", dotada somente de regulação secundária. Na realidade, como o sistema elétrico tem várias máquinas atuando no controle de geração, algumas somente com regulação primária, a contribuição da máquina "A" no conjunto tem como objetivo minimizar a parcela individual das demais unidades participantes do controle secundário.

d) atuando tanto na regulação primária como na secundária (figura 5.1.4)

Num sistema de potência de grande porte, esta configuração não é comum para a maioria das unidades geradoras, não havendo necessidade de fazer com que todos os reguladores de velocidade sejam submetidos a atuações freqüentes. Em sistemas elétricos predominantemente térmicos, as unidades termonucleares participam ativamente no controle primário e secundário.

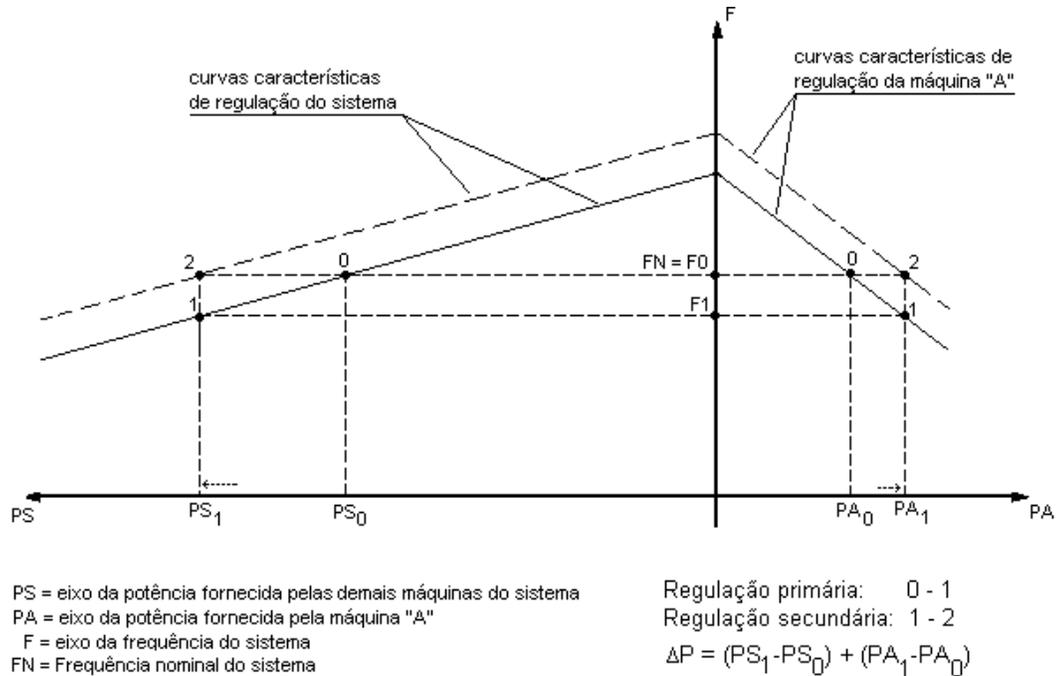


figura 5.1.4 – comportamento de unidade dotada de regulação primária e secundária

5.2 Configuração do CAG

No Brasil, a configuração do CAG é definida pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) através dos Procedimentos de Rede, Normas de Operação, Instruções de Operação e Referências Técnicas, sendo constituída das seguintes estruturas: [31] [49] [51]

- CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema);
- COSR e COS (Centros de Operação do Sistema Regional e Local);
- COL (Centro de Operação Local);
- Agentes de Geração;
- Agentes de Transmissão;
- Agentes de Distribuição;

Cada estrutura do CAG tem suas próprias ações de coordenação supervisão e controle definidas, cujo objetivo principal do conjunto é:

- Planejamento, cumprimento e revisão do Programa Diário de Operação (PDO);
- Planejamento e controle da alocação da Reserva de Potência Operativa;
- Manobras de rede para viabilização de reprogramação de geração;
- Manutenção da operação do CAG;
- Planejamento, cumprimento e revisão de ações para manutenção da frequência nominal em situações de indisponibilidade de elementos do sistema;

A figura 5.2.1 mostra as atuais áreas de controle de geração definidas pelo ONS.

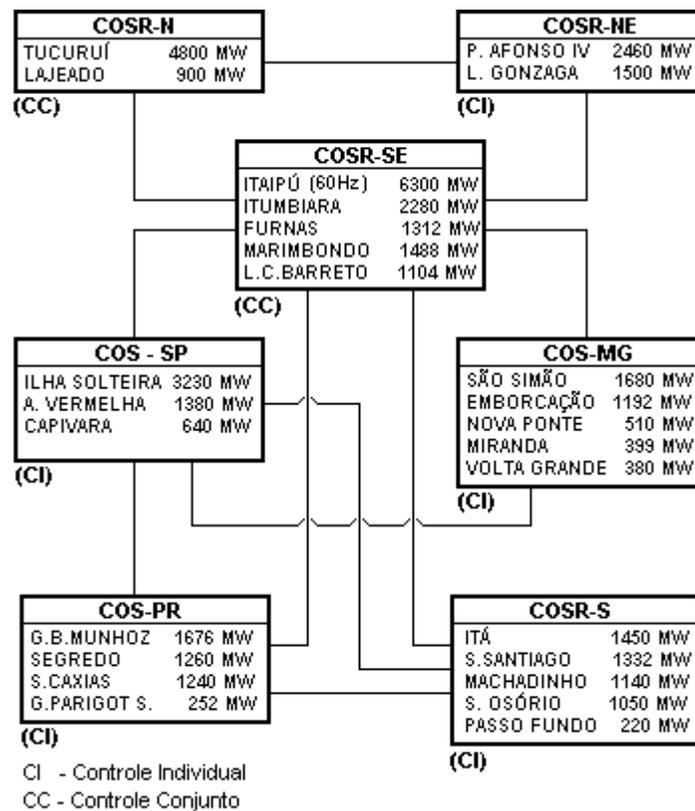


Figura 5.2.1 – estrutura de áreas de controle do SIN.[51] [88]

Cada área de controle deve:

- ter capacidade suficiente para atender suas variações de carga com a frequência normal e com previsão de reserva de geração e margem de regulação;
- operar de modo a evitar transferência de responsabilidade de regulação (mudanças na geração resultantes da variação de carga em uma área adjacente) para os sistemas vizinhos;
- continuamente equilibrar sua geração com a carga, de modo que o fluxo líquido (real) na interligação seja idêntico aos valores programados, mais ou menos dentro de sua responsabilidade de frequência (Bias).

As unidades térmicas, incluindo as termonucleares Angra 1 e 2 não participam do controle de geração, operando constantemente em carga base ou complementar devido à:

- matriz energética brasileira ter sua reserva operacional em sua maioria constituída por geração de origem hidráulica;
- maior simplicidade operacional das usinas hidrelétricas;
- maiores limitações operacionais das unidades térmicas;
- critérios de segurança e confiabilidade adotados nas unidades termonucleares;

Na Europa, a estrutura de controle de geração é feita pela Union for the Cooperation of Transmission of Electricity (UCTE), no qual os países integrantes são interconectados sincronizadamente (área 1 e 2). Uma parte do norte da África também encontra-se sincronizada com a área 1 da UCTE. A operação coordenada do sistema é feita pela European Transmission System Operators (ETSO). Geralmente, cada País faz parte de uma área de controle. Os Critérios Técnicos da UCTE estão definidos no Operation Handbook (OH). A figura 5.2.2 mostra a área geográfica que compreende a UCTE. [52] [53] [54] [55] [56]

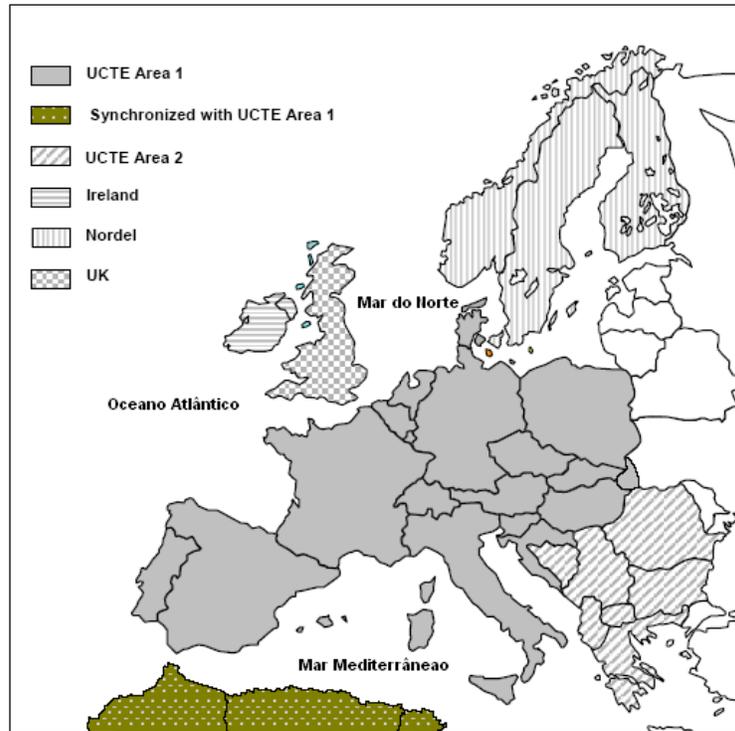


Figura 5.2.2 – mapa da área de atuação da UCTE.

Nos Estados Unidos, o North American Electric Reliability Council (NERC) é o órgão que congrega a coordenação de oito comitês regionais (figura 5.2.3), com 13 regiões de controle (figura 5.2.4) e um total de 133 áreas de controle. A seguir algumas das siglas dos comitês e regiões de controle. [57]

- NPCC Northeast Power Coordinating Network,
- RFC Reliability Firsty Cooperation,
- SERC Southeastern Electric Reliability Council,
- FRCC Florida Reliability Coordinating Council,
- SPP Southwest Power Pool Inc.,
- ERCOT Electric Reliability Council of Texas,
- WECC Western Electricity Coordinating Council,
- MRO Midwest Reliability Organization
- MAAC Mid-Atlantic Area Control,
- MAIN Mid-America Interconnected Network,
- ECAR East Control Area Reliability Coordination Agreement.

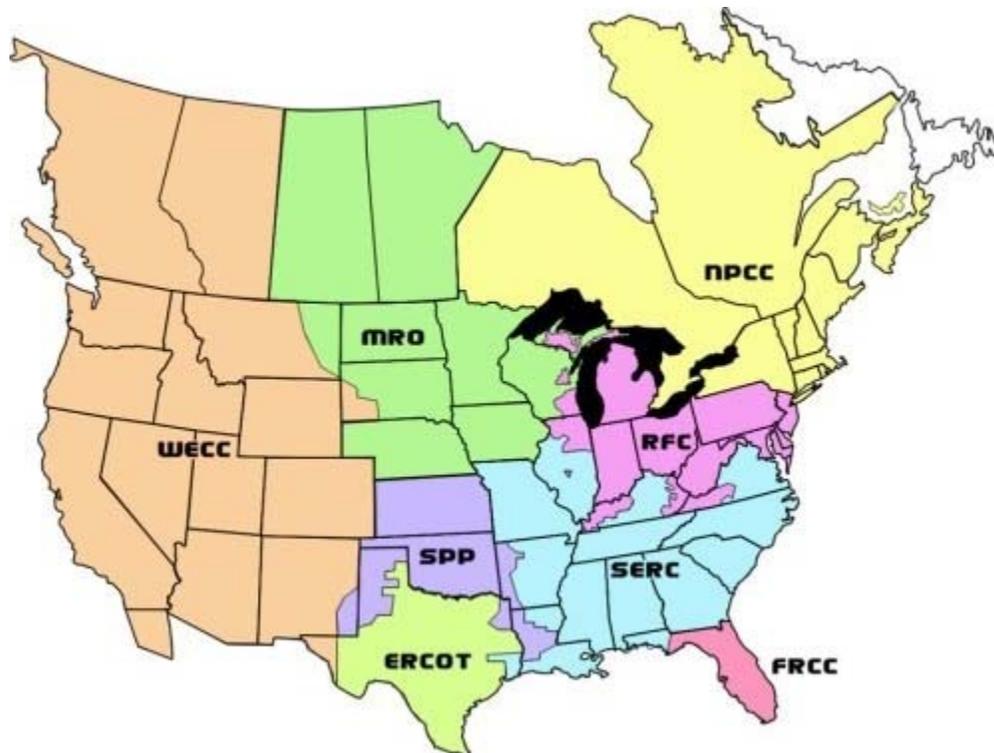


Figura 5.2.3 – mapa da área de atuação dos subcomitês do NERC

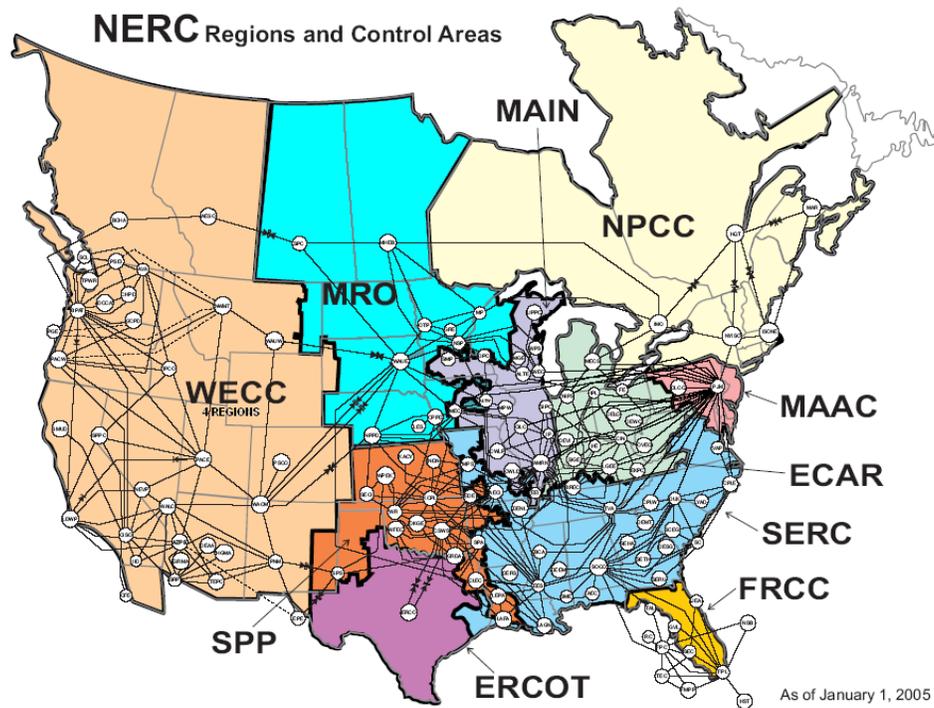


Figura 5.2.4 – mapa das regiões de controle do NERC

5.3 Critérios de Operação do CAG

É muito comum relacionar o CAG somente à regulação secundária, porém o CAG pode ser considerado como parte integrante de um sistema completo de gerenciamento da geração, compreendendo etapas de programação de reserva de potência, despachos e redespachos de geração, controles primário, secundário e até terciário, correção do erro de tempo etc. No Brasil, não há ações de caráter terciário que estejam associadas à otimização de custos operacionais.

Alguns dados sobre o CAG dos sistemas europeu e norte-americano serão apresentados, porém não serão utilizados como base para comparações de critérios com o sistema brasileiro com o objetivo de possíveis avaliações de performance, uma vez que os fatores de demanda e de carga dessas regiões são muito diferentes da realidade brasileira. A título de ilustração, a capacidade instalada na área compreendida pelo NERC é de 978,6 GW (2004), da UCTE é de 546,3 GW (julho 2004) e no Brasil de 82,1 GW (2004).

A Reserva de Potência Operativa (RPO) é por definição um valor de potência girante suficiente para evitar que haja desequilíbrio entre geração disponível e a carga, constituindo um dos objetivos do planejamento da operação. Este desequilíbrio pode acontecer pela ocorrência de perda ou redução de geração ou erro de previsão de carga. Para atender este objetivo foram adotados ao longo dos últimos anos duas metodologias: a determinística e a probabilística. [49] [58]

A metodologia determinística quantifica a reserva do sistema interligado em função da carga total do sistema e da potência da sua maior máquina geradora. A metodologia probabilística calcula o risco de não atendimento às cargas durante o período de ponta do sistema (2 horas) para níveis de reserva pré-determinados e então escolhe-se a reserva que atende o risco admitido.

O controle de despacho de geração deve sempre corrigir os valores de geração em função do Planejamento Diário de Operação (PDO), conforme tabela 5.3.1.

Unidades térmicas	Medição instantânea	+/- 10 % do programa ou +/- 50 MW do PDO	
	Medição integralizada	+/- 4 % do programa ou superior à 2 MW	
Unidades hidroelétricas	≤ 50 MW	Sem CAG	+/- 20 % PDO
	≥ 50 MW	Sem CAG	+/- 10 % PDO
		Com CAG	Alerta quando ocorrer esgotamento da reserva em sua área de controle

Tabela 5.3.1 – controle de despacho de geração

No Brasil, a faixa de operação normal de frequência é de 59,99 a 60,01 Hz e a modalidade de controle adotada é o intercâmbio e frequência constante - TLB (Tie Line Bias). A modalidade frequência constante (FF) somente é admitida em uma única área de controle. As variações de intercâmbio devem ser iniciadas em horários múltiplos de 30 minutos e executadas em rampas com duração de 10 minutos.

Na regulação primária, um ponto comum com a experiência externa, é quanto ao valor do estatismo dos reguladores de velocidade, fixado em 5 %. A regulação primária deve atuar para os seguintes desvios de frequência indicados na tabela 5.3.2. [49] [52] [53] [59]

Área/localidade	Frequência (Hz)	Frequência (pu)
Brasil (ONS)	+/- 0,040	+/- 0,067 %
EUA (NERC)	+/- 0,036	+/- 0,060 %
Europa (UCTE)	+/- 0,020	+/- 0,040 %

Tabela 5.3.2 – valores de banda morta de frequência para regulação primária

O capítulo 2 mostra que, no exterior as unidades termonucleares têm uma participação ativa na matriz energética. A opção comumente adotada no exterior para a participação das unidades termonucleares no CAG, principalmente na Europa, é a

variação de sua potência nominal na faixa de 60 à 100 % em rampas de 1 a 5 % por minuto em períodos máximos de 10 minutos.

As taxas típicas de variação de potência no controle secundário adotadas pela UCTE para as unidades térmicas são:

- 8 % por minuto para unidades à óleo ou gás,
- 2 a 4 % por minuto para unidades à carvão,
- 1 a 2 % por minuto para unidades à linhito,
- 1 a 5 % por minuto para unidades nucleares.

Para as unidades hidroelétricas a taxa de variação é de 1,5 a 2,5 % por segundo.

É importante salientar que as normas internacionais não permitem ao órgão coordenador do sistema elétrico atuar diretamente na taxa de variação de potência das unidades termonucleares, permanecendo esse ajuste restritamente sob responsabilidade do operador do reator nuclear. [7] [22]

O ajuste do BIAS é revisto periodicamente para garantir sempre o seu correto valor. Por exemplo, a entrada em operação de uma máquina de grande porte aumenta a inércia do sistema alterando o valor da Característica Natural de Área – CNA. Esses ajustes podem ser feitos de forma automática quando há recursos computacionais. O ajuste manual é feito quando variações na carga e/ou na capacidade geradora implicarem num valor de BIAS superior à 10 % do valor previamente ajustado

Na ocorrência de distúrbios, a frequência nunca deve ficar fora do intervalo de 66,0 e 56,5 Hz. Havendo disponibilidade de geração para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, a frequência deve retornar à faixa entre 59,5 à 60, 5 Hz num período máximo de 30 segundos. [50] [60] [61]

O CAG é desligado automaticamente sempre que a frequência apresenta desvios de +/- 0, 5 Hz. Nos Estados Unidos esse valor é de +/- 0,2 Hz.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, a frequência pode permanecer em determinados valores nos seguintes tempos máximos mostrados na tabela 5.3.3.

Frequência (Hz)	Tempo máximo (segundos)
> 62,0	30
> 63,5	10
< 58,5	10
< 57,5	5

Tabela 5.3.3 – tempos máximos estabelecidos para corte de carga ou geração

O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) faz parte de um sistema especial de proteção do sistema elétrico, determinando a retirada de cargas de uma área quando a frequência atinge um patamar pôr um certo tempo. As tabelas 5.3.4 e 5.3.5 mostram os valores adotados para as regiões Sudeste/Centro Oeste, Sul e Nordeste.

ESTÁGIOS	REGIÃO SUDESTE/CENTR OESTE		REGIÃO SUL	
	AJUSTE (Hz)	CARGA REJEITADA (%)	AJUSTE (Hz)	CARGA REJEITADA (%)
1	58,5	7	58,5	7,5
2	58,2	7	58,2	7,5
3	57,9	7	57,9	10
4	57,7	7	57,6	15
5	57,5	7	57,3	15

Tabela 5.3.4 – Esquema Regional típico de alívio de Carga – SE/CO/S [62]

ESTÁGIOS	REGIÃO NORDESTE				CARGA REJEITADA (%)
	EXCETO ÁREA OESTE			ÁREA OESTE	
	TAXA DE FREQUÊNCIA (Hz/s)	FREQUÊNCIA ABSOLUTA (Hz)		FREQUÊNCIA ABSOLUTA	
		Temporizado	Instantaneo		
1	0,7	58,3 (10 s)	56,5	57,8	5,5
2	1,0/1,1	58,0 (12 s)	56	57,1	7,5
3	1,6/1,7	58,0 (20 s)	55,8	56,5	11
4	2,2/2,3	-	55,5	55,5	8
5	3,2	-	55,2	55,2	8
TOTAL					40

Tabela 5.3.5 – Esquema Regional típico de alívio de Carga – NE [62]

Nos EUA, o ERAC atua com dois estágios: em 59,3 Hz, retirando 10 % da carga e 58,8 Hz com mais outros 15 % adicionais. Na Europa, o esquema geral é atuado com 49,0 Hz, iniciando a retirada de 10 a 20 % de carga, definido por região ou País.

A correção do erro do tempo é feita simultaneamente por todas as áreas de controle, iniciando sempre que o mesmo atingir 60 segundos de atraso ou adianto, utilizando um desvio de frequência de +/- 0,02 Hz, em horários programados, exceto em carga pesada.

5.4 - Fatores de Desempenho

O anexo “B” mostra em sua teoria alguns aspectos de avaliação de desempenho do CAG baseados no ECA (Erro de controle de área), no erro de tempo e no erro de controle do sistema (ECS). A seguir serão mostrados alguns indicadores de desempenho do sistema através da análise da variação de frequência, utilizados pelo ONS [63].

O indicador de Desempenho da Freqüência em Regime Permanente (DFP) avalia as variações de freqüência durante operação do sistema elétrico em regime permanente, conforme a equação 5.4.1.

$$DFP = (1 - (n / 144)) \times 100 \quad (\%) \quad (5.4.1)$$

Onde:

n = número de intervalos de 10 minutos, em base diária, em que a integral do módulo do desvio de freqüência (A) foi superior a 0,4 Hz.min,

onde ,

$$A = \int |\Delta f(t)| \cdot dt \quad (\text{Hz.min})$$

- A = Integral do módulo do desvio da freqüência a cada 10 minutos
- Δf = Desvio da freqüência = $f - f_0$
- f = Freqüência medida (Hz)
- f_0 = Freqüência nominal 60,00 Hz
- t = Tempo (minutos)

O indicador DFP representa o percentual de intervalos de 10 minutos durante o dia em que a integral do módulo do Desvio da Freqüência do sistema foi inferior a 0,4 Hz.min.. A faixa de $\pm 0,04$ Hz em relação à freqüência nominal utilizada como valor limite para obtenção deste indicador é compatível com a banda morta do Controle Automático de Geração.

A meta é que o sistema não apresente mais que oito valores da integral do desvio de freqüência superior a 0,4 Hz.min a cada dia. Em condições normais de variação de carga, em regime permanente, os desvios da freqüência instantânea (valores absolutos sem integralização) em relação ao valor nominal não poderão exceder a +/- 0,1 Hz.

As variações de freqüência durante distúrbios serão expurgadas para cálculo do indicador DFP. A integral do módulo do desvio de freqüência calculado nos dez minutos que coincidirem com o início do distúrbio não será considerada para cálculo se o valor obtido for superior a 1,0 Hz.min. Neste caso o número de intervalos de dez

minutos utilizado na formulação indicada será substituído por 144 subtraído do número de intervalos em que tenha ocorrido distúrbios no dia, que satisfaçam as condições anteriores.

Outro fator importante é o Indicador de Desempenho da Frequência Durante Distúrbios (DFD), que avalia as variações de frequência durante distúrbios no sistema elétrico. Tal indicador é estabelecido através dos valores absolutos da frequência sem integralização, para cada distúrbio. Esses valores de frequência absoluta serão comparados com os padrões de frequência estabelecidos para distúrbios, tendo como base os Procedimentos de Rede do ONS [63] [87].

A meta para o indicador DFD é uma avaliação qualitativa do desempenho da frequência durante distúrbios, contabilizados no período de 1 ano, conforme tabela 5.4.1 a seguir:

Faixa de Frequência	Tempo máximo acumulado anualmente de exposição a desvios de frequência (segundos)
$f > 66,0 \text{ Hz}$	0
$63,5 \text{ Hz} < f \leq 66,0 \text{ Hz}$	30,0
$62,0 \text{ Hz} < f \leq 63,5 \text{ Hz}$	150,0
$60,5 \text{ Hz} < f \leq 62,0 \text{ Hz}$	270,0
$58,5 \text{ Hz} \leq f < 59,5 \text{ Hz}$	390,0
$57,5 \text{ Hz} \leq f < 58,5 \text{ Hz}$	45,0
$56,5 \text{ Hz} \leq f < 57,5 \text{ Hz}$	15,0
$f < 56,5 \text{ Hz}$	0

Tabela 5.4.1 - Padrões para avaliação qualitativa do DFD [63]

A conclusão para o DFD resume-se em verificar se os resultados estão dentro das metas estabelecidas ou se foram extrapolados

6 SIMULAÇÕES

6.1 Introdução

No Brasil, a variação de geração térmica, por razões elétricas e em tempo real, somente pode ser adotada depois de esgotados todos os recursos operativos disponíveis, atingidos os parâmetros mínimos definidos ou carregamentos máximos em linhas e equipamentos [51] [60] [61]. Essa situação, devido as necessidades operacionais, não é a mesma no exterior, principalmente na Europa, onde as unidades termonucleares contribuem significativamente no controle de geração.[52]

Mesmo não sendo atualmente uma real necessidade operacional do sistema elétrico, este capítulo tem como objetivo avaliar os possíveis potenciais de contribuição das unidades termonucleares Angra 1 e 2 e num cenário de médio prazo, a introdução de Angra 3, na resposta de longo termo, em diferentes pontos de operação (P.O) para determinadas perturbações ou contingências. Ao explorar o tema, não se pretende aprofundar a análise no sentido de vir a poder elaborar uma proposta efetiva para alteração do sistema atual, o que iria requerer estudos mais abrangentes sobre o assunto.

6.2 Características do sistema interligado

A seguir, são relatadas algumas características referentes ao porte do sistema elétrico atual com o objetivo de fornecer uma idéia comparativa do complexo termonuclear de Angra.

O Sistema Interligado Nacional é responsável pelo atendimento de cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica. Ao final de 2004, a capacidade instalada no SIN alcançou a potência total de 82.109 MW, dos quais 67.344 MW em usinas hidrelétricas (incluindo 6.300 correspondentes a 50% da capacidade instalada de Itapu destinada ao mercado brasileiro) e 14.765 MW em usinas térmicas (incluindo os 2.007 MW de potência instalada de origem nuclear). A capacidade de produção total disponível correspondeu a 88.388 MW, devido à agregação de 2.192 MW de disponibilidade de importação da Argentina e 4.087 MW de Itaipú, contratados à ANDE/Paraguai.[1]

A rede básica de transmissão, compreendendo as tensões de 230 KV a 750 KV, atingiu em dezembro de 2004 uma extensão de 80.022 km, englobando 815 circuitos de transmissão e uma capacidade de transformação de 178.447 MVA, com 321 subestações e um controle automático de geração (CAG) constituído por sete áreas, conforme mostrado no capítulo 5.

A delimitação física da área Rio de Janeiro/Espírito Santo no sistema de 500/345 KV está indicada na figura 6.2.1, no qual os pontos assinalados referem-se aos locais de medição de fluxo ativo RJ (FRJ) [61]. Os números inseridos em retângulos referem-se a identificação das barras desta área junto ao algoritmo de cálculo de fluxo de potência.

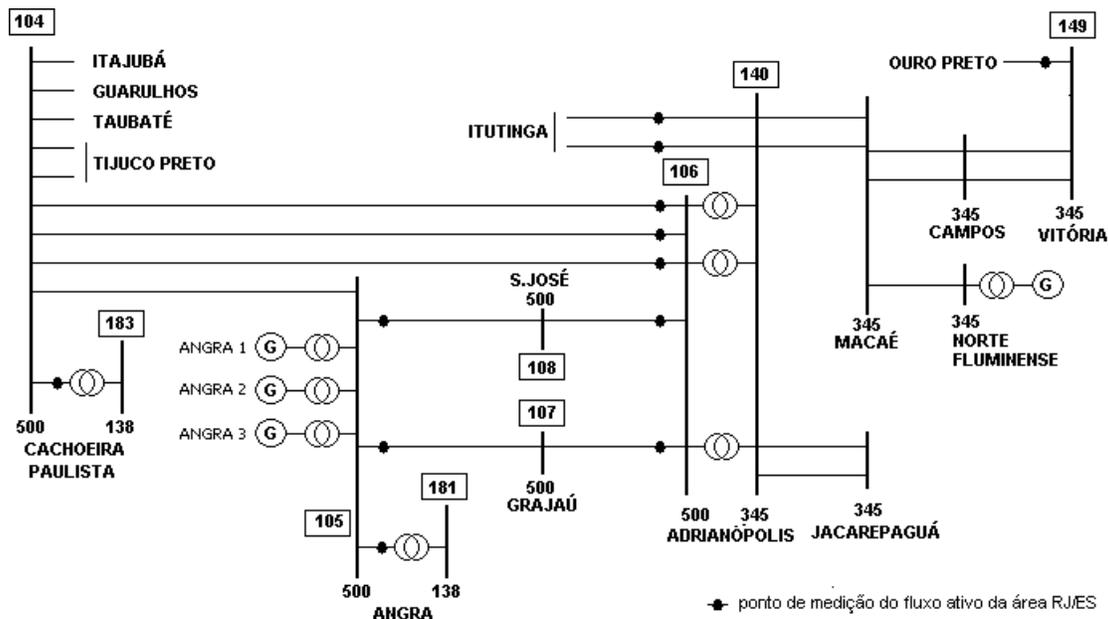


Figura 6.2.1 – diagrama simplificado da área RJ/ES – 500/345 KV

6.3 Critérios adotados

Uma vez que as condições de operação da área RJ/ES são significativamente influenciadas pelas condições de carga e geração das demais áreas, principalmente da área São Paulo e em menor escala na área Minas Gerais, e que essa influência é minimizada estando em operação a UTN Angra 2, o objetivo principal é a avaliação

dos reflexos do comportamento estático e dinâmico do SIN diante dos diferentes pontos de operação e da resposta da regulação primária de frequência das unidades termonucleares.

Foram adotados os seguintes critérios:

- mantidos os mesmos modelos matemáticos (CDU's) adotados pelo ONS para as unidades termonucleares, utilizados em estudos de transitórios eletromecânicos, que são análogos aos modelos apresentados no item 4.4, figura 4.4.6 e item 6.3, figura B.3.1.
- as modificações implementadas nos reguladores de velocidade das unidades termonucleares se limitaram aos ajustes de insensibilidade aos desvios de velocidade (banda morta), atualmente em $- 9999 (- \infty)$ e $+ 0,0044$ pu para os valores de $- 0,0004$ e $+0,0004$ pu respectivamente. Mesmo sendo um fator importante, não foram introduzidos na modelagem atual os limites referentes as taxas de variação de potência, cujas explicações encontram-se no contexto do relato dos resultados. Também não foi introduzida a modelagem para regulação secundária; [64]
- os níveis de carga da região Sudeste/Centro-Oeste são os correspondentes ao mês de fevereiro 2005;
- as contingências duplas apresentadas em linhas de transmissão referem-se à circuitos que utilizam a mesma torre ou faixa de servidão [65];
- a eliminação de faltas em Linhas de Transmissão, principalmente em circuitos duplos são seguidas do isolamento dos mesmos [65];
- o tempos de eliminação de falta e/ou isolamento do circuito afetado é de 100 ms para níveis de 345 e 500 KV e 80 ms para 750 KV [65] [66] [67];
- a remoção de geração de uma barra pode ser total ou parcial [65];
- foram utilizados como base nas unidades de Angra os pontos de operação 60, 70 e 80 %, correspondendo aos patamares de operação discriminados na tabela 6.3.1:

	60 %	70 %	80 %
Angra 1	390 MW	455 MW	520 MW
Angra 2 e 3	810 MW	945 MW	1080 MW

Tabela 6.3.1 – patamares de geração das UTN's para diversos pontos de operação (P.O)

6.4 Simulações realizadas

As simulações são divididas em duas etapas complementares. A primeira tem como objetivo a obtenção de casos convergidos de fluxo de potência com as unidades term nucleares operando em pontos de operação diferenciados. A segunda etapa refere-se a análise dos efeitos das perturbações no sistema elétrico tendo como base os casos de fluxo de potência obtidos.

6.4.1 Fluxo de potência

Foram simulados os seguintes cenários com o sistema completo, sem indisponibilidades, para carga leve e média:

- Angra 1 e 2 gerando nos pontos de operação 60 , 70 e 80 %;
- Angra 1 e 2 e 3 gerando nos pontos de operação 60, 70 e 80 %;

Também foram realizados simulações de fluxo de potência tendo as seguintes indisponibilidades:

- somente o circuito 2 da LT 500KV Cachoeira Paulista-Adrianópolis desligado,
- os circuitos 2 das LT's 500KV Cachoeira Paulista - Adrianópolis e Tijuco Preto - Cachoeira Paulista desligados simultaneamente,
- somente o circuito 1 da LT 500 KV Cachoeira Paulista - Adrianópolis, isolado para manutenção, com o objetivo de base para a simulação do evento 2 citado na tabela 6.4.2.1

6.4.2 Comportamento eletromecânico

Foram verificados o comportamento de transitórios eletromecânicos para situações de perda de geração e de faltas com e sem contingências, listadas na tabela 6.4.2.1 abaixo;

evento	descrição
1	perda de 3 unidades da UHE Furnas, sem outras indisponibilidades, ocasionando uma perda de geração de 520 MW,
2	perda de 3 unidades da UHE Furnas, ocasionando uma perda de geração de 520 MW, tendo como indisponibilidade inicial o isolamento para manutenção do circuito 1 da LT 500 KV Cachoeira Paulista-Adrianópolis,
3	perda de 2 unidades da UHE Itaipú, sem outras indisponibilidades, ocasionando uma perda de geração de 1400 MW,
4	perda de 5 unidades da UHE Tucuruí (barra 6419), sem outras indisponibilidades, ocasionando uma perda de geração de 1664 MW,
5	perda da UTN Angra 2, sem outras indisponibilidades, ocasionando uma perda de geração de 810 à 1080 MW, dependendo de seu ponto de operação,
6	falta trifásica simultânea nos circuitos 1 e 2 das LT's 345 KV Itutinga-Adrianópolis com interrupção do defeito através do isolamento de ambos os circuitos,
7	falta trifásica no circuito 1 da LT 500 KV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista, com interrupção do defeito através do isolamento do circuito,
8	falta trifásica no circuito 1 da LT 500 KV Cachoeira Paulista – Adrianópolis com interrupção do defeito através do isolamento do circuito e abertura dos demais (circuitos 2 e 3)
9	perda de 2 unidades da UHE Itaipú e em seguida a perda de 2 unidades da UHE Tucuruí, sem outras indisponibilidades, ocasionando uma perda de geração de 2065,6 MW,

Tabela 6.4.2.1 –relação de eventos simulados

6.5 Análise de resultados (aspectos relevantes)

Nos subítens seguintes são citados os aspectos mais significativos relacionados à manobrabilidade das UTN's que contribuem na performance do sistema elétrico.

6.5.1 Efeitos da modulação de geração em regime permanente

Naturalmente, a variação dos patamares de geração local na área RJ/ES provoca a alterações no carregamento das linhas de transmissão que trazem energia de geração remota, principalmente nos períodos de carga leve e mínima. Como consequência, mudanças razoáveis nos níveis de tensão são previstas.

Para essas circunstâncias, os recursos normalmente utilizados para a redução da tensão nas barras compõem-se na introdução de reatores de barra, chaveamentos de linhas ou modificação dos patamares de geração local. No caso em estudo, são previstos os chaveamentos de circuitos de 500 KV, com a mesma prioridade prevista nas instruções de operação do ONS [50] [60] [61]. Os circuitos manobráveis com o objetivo de reduzir ao máximo os níveis de tensão dos setores de 345 e 500 KV são:

- circuito 2 da LT 500 KV Cachoeira Paulista – Adrianópolis;
- circuito 2 da LT 500 KV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista;
- circuito 3 da LT 500 KV Cachoeira Paulista – Adrianópolis;

Para a verificação da efetividade desta técnica, foram estabelecidos casos de fluxos de potência com as UTN operando nos pontos de operação estabelecidos na tabela 6.3.1, utilizando como um dos critérios o controle da tensão nas barras de geração Angra 1, 2 e 3, em 0,90 pu, de modo a garantir o perfeito funcionamento do serviço auxiliar das unidades term nucleares. Foram selecionadas as barras que compõem a medição do fluxo ativo RJ (FRJ) para as devidas comparações das tensões, cujos valores encontram-se nas tabelas 6.5.1.1 à 6.5.1.6.

barra	localização	Tensão (pu)		
		P.O = 80 %	P.O = 70 %	P.O = 60 %
104	Cachoeira Paulista – 500 KV	1,055	1,053	1,049
105	Angra – 500 KV	1,010	1,010	1,009
106	Adrianópolis – 500 KV	1,041	1,040	1,038
107	Grajaú – 500 KV	1,047	1,046	1,045
108	São José – 500 KV	1,035	1,034	1,032
140	Adrianópolis 345 KV	1,015	1,013	1,011
149	Vitória – 345 KV	1,037	1,036	1,036
181	Angra – 138 KV	1,037	1,037	1,037
183	Cachoeira Paulista – 138 KV	1,030	1,030	1,030

Tabela 6.5.1.1 – tensões área RJ/ES carga leve operando normalmente sem indisponibilidades para pontos de operação 60 à 80 % em Angra 1 + Angra 2

barra	localização	Tensão (pu)		
		P.O = 80 %	P.O = 70 %	P.O = 60 %
104	Cachoeira Paulista – 500 KV	1,048	1,045	1,041
105	Angra – 500 KV	1,005	1,005	1,004
106	Adrianópolis – 500 KV	1,030	1,028	1,027
107	Grajaú – 500 KV	1,041	1,040	1,039
108	São José – 500 KV	1,024	1,023	1,022
140	Adrianópolis 345 KV	1,006	1,004	1,003
149	Vitória – 345 KV	1,035	1,035	1,034
181	Angra – 138 KV	1,036	1,036	1,036
183	Cachoeira Paulista – 138 KV	1,030	1,030	1,029

Tabela 6.5.1.2 – tensões área RJ/ES - carga leve, pontos de operação das UTN's de 60 à 80% com LT 500KV-C2 Cachoeira Paulista-Adrianópolis desligado.

barra	localização	Tensão (pu)		
		P.O = 80 %	P.O = 70 %	P.O = 60 %
104	Cachoeira Paulista – 500 KV	1,037	1,033	1,029
105	Angra – 500 KV	1,001	1,000	0,999
106	Adrianópolis – 500 KV	1,024	1,022	1,020
107	Grajaú – 500 KV	1,038	1,037	1,035
108	São José – 500 KV	1,019	1,017	1,016
140	Adrianópolis 345 KV	1,001	0,999	0,997
149	Vitória – 345 KV	1,034	1,034	1,033
181	Angra – 138 KV	1,033	1,033	1,032
183	Cachoeira Paulista – 138 KV	1,030	1,030	1,030

Tabela 6.5.1.3 – tensões da área RJ/ES - carga leve, pontos de operação das UTN's 60 à 80 % com LT 500KV- C2 Cach. Paulista-Adrianópolis e C2 Tijuco Preto - Cach. Paulista desligados,

Mantendo as unidades Angra 1 e 2 com geração de base na faixa de operação 80 %, as tabelas 6.5.1.1 à 6.5.1.3 apontam na direção da desenergização do circuito 2 da linha de transmissão 500 KV - Cachoeira Paulista - Adrianópolis, para que o nível de tensão em todas as barras da área RJ/ES enquadrem-se no patamar igual ou abaixo de 1,05 pu.

Com a alteração dos patamares de geração das UTN's Angra 1 e 2 de 80 para 60 %, redução semelhante de tensão é obtida sem a necessidade de fazer manobra em qualquer circuito do sistema, mantendo todas as linhas de transmissão energizadas.

Este último cenário pode refletir numa situação mais favorável no que refere-se ao nível de confiabilidade operacional do sistema.

A título de exercício, foi executada a mesma simulação com a implementação de Angra 3 sem alterações no sistema, mantendo os mesmos pontos de operação, cujos resultados estão apresentados nas tabelas 6.5.1.4 à 6.5.1.6.

barra	localização	Tensão (pu)		
		P.O = 80 %	P.O = 70 %	P.O = 60 %
104	Cachoeira Paulista – 500 KV	1,063	1,062	1,060
105	Angra – 500 KV	1,004	1,007	1,009
106	Adrianópolis – 500 KV	1,044	1,044	1,043
107	Grajaú – 500 KV	1,047	1,048	1,048
108	São José – 500 KV	1,034	1,036	1,036
140	Adrianópolis 345 KV	1,017	1,018	1,007
149	Vitória – 345 KV	1,039	1,038	1,038
181	Angra – 138 KV	1,034	1,037	1,037
183	Cachoeira Paulista – 138 KV	1,030	1,030	1,030

Tabela 6.5.1.4 – tensões área RJ/ES carga leve operando normalmente sem indisponibilidades para pontos de operação 60 à 80 % em Angra 1 + Angra 2 + Angra 3

barra	localização	Tensão (pu)		
		P.O = 80 %	P.O = 70 %	P.O = 60 %
104	Cachoeira Paulista – 500 KV	1,056	1,055	1,052
105	Angra – 500 KV	0,999	1,002	1,004
106	Adrianópolis – 500 KV	1,032	1,032	1,032
107	Grajaú – 500 KV	1,041	1,042	1,042
108	São José – 500 KV	1,023	1,025	1,025
140	Adrianópolis 345 KV	1,008	1,008	1,008
149	Vitória – 345 KV	1,037	1,037	1,036
181	Angra – 138 KV	1,030	1,033	1,035
183	Cachoeira Paulista – 138 KV	1,030	1,030	1,030

Tabela 6.5.1.5 – tensões área RJ/ES - carga leve, P.O. das UTN's de 60 à 80% (com Angra 3) com LT 500KV-C2 Cachoeira Paulista-Adrianópolis desligado.

barra	localização	Tensão (pu)		
		P.O = 80 %	P.O = 70 %	P.O = 60 %
104	Cachoeira Paulista – 500 KV	1,046	1,044	1,042
105	Angra – 500 KV	0,995	0,998	1,000
106	Adrianópolis – 500 KV	1,026	1,027	1,026
107	Grajaú – 500 KV	1,038	1,038	1,038
108	São José – 500 KV	1,018	1,019	1,020
140	Adrianópolis 345 KV	1,003	1,003	1,003
149	Vitória – 345 KV	1,036	1,036	1,035
181	Angra – 138 KV	1,027	1,030	1,032
183	Cachoeira Paulista – 138 KV	1,030	1,030	1,030

Tabela 6.5.1.6 – tensões área RJ/ES - carga leve, P.O. das UTN's 60 à 80 % (com Angra 3) com LT's 500KV-C2 Cach. Paulista - Adrianópolis e Tijuco Preto - Cach. Paulista desligados,

Os resultados obtidos eram esperados, uma vez que, qualquer acréscimo de geração local ou aumento da capacidade de transmissão, eleva os níveis de tensão devido a redução do carregamento das linhas de transmissão que transportam energia proveniente de geração remota.

Não havendo alterações no sistema elétrico, constata-se que, com as UTN's Angra 1, 2 e 3 operando como geração de base (fixa) em 80 %, a redução de tensão poderá ser obtida através da abertura de dois circuitos, um no trecho Cachoeira Paulista - Adrianópolis e outro no trecho Tijuco Preto - Cachoeira Paulista. Com a alteração do patamar de geração das UTN's para a faixa de operação 60 %, a simples abertura do circuito 2 da linha Cachoeira Paulista – Adrianópolis mantém o nível de tensão em apenas 0,002 pu acima do limite estabelecido de 1,05 pu. Neste caso, a modulação da geração das usinas de Angra mantém um número maior de linhas de transmissão em operação, podendo também refletir positivamente no nível de confiabilidade do sistema.

Naturalmente a modulação das UTN's versus chaveamento de transmissão implicam na análise e discussão de aspectos relacionados à custos operacionais (rendimento, condicionamento de combustível nuclear), rentabilidade (faturamento) e confiabilidade, que não fazem parte do escopo deste trabalho.

6.5.2 Efeito da regulação no controle de frequência

Qualquer desequilíbrio entre carga e geração ocasiona variações de frequência, que normalmente são transitórias devido à regulação do sistema primário e secundário (CAG), através da variação da potência mecânica das turbinas das unidades envolvidas nesse controle.

Nesta simulação, permitir às UTN's atuarem na regulação primária, haverá uma contribuição para o valor final da frequência. Dois fatores considerados significativos são a minimização do desvio dinâmico de frequência [52] (afundamento da frequência) e o tempo de restabelecimento ao patamar de 59,9 Hz, cujo valor é o considerado como dentro da faixa normal de operação em regime permanente.

Nas unidades termonucleares, tecnicamente são consideradas aceitáveis variações instantâneas de potência de até 10 % de sua potência nominal ou rampas com uma taxa de 5 %/min para variações maiores [22] [42] [43] [44] [68]. As respostas ajustadas para as simulações e apresentadas na tabela 6.5.2.1 são consideradas permissíveis, porém sugere-se a elaboração de estudos posteriores nestes modelos, de forma a estabelecer com maior precisão os limites máximos e as taxas de variação de potência, dentre outros, considerando de forma mais realística à resposta do reator nuclear, as instalações de geração de vapor e a regulação primária.

A resposta de potência mecânica da turbina referente ao evento 1 está mostrada nas figuras 6.5.2.1 e 6.5.2.2. Esse comportamento pode ser considerado como padrão tanto para Angra 1 como para Angra 2, cujos valores máximo e final em cada evento estão na tabela 6.5.2.1.

evento	Angra 1 e 2 (P.O. = 60 %)		Angra 1 e 2 (P.O. = 60 %)		Angra 1, 2 e 3 (P.O. = 60 %)		Angra 1, 2 e 3 (P.O. = 80 %)	
	Pico	Final	Pico	Final	Pico	Final	Pico	Final
1	1,76	0,30	1,86	0,41	1,77	0,42	1,81	0,457
2	1,72	0,33	1,76	0,36	1,73	0,39	1,81	0,44
3	7,32	2,67	7,22	2,69	7,00	2,70	6,96	2,73
4	6,99	2,77	6,97	2,81	6,67	2,79	6,63	2,81
5	-	-	-	-	2,62	0,75	3,98	1,38
6	0,02	-	0,03	-	0,12	-	0,16	-
7	0,52	-	0,89	-	0,66	-	1,25	-
8	0,77	-	1,11	-	0,81	-	1,64	-
9	10,37	4,13	10,22	4,15	9,85	4,15	9,78	4,17

Tabela 6.5.2.1 – Valores de pico e final da potência mecânica da turbina de Angra 2 e 3

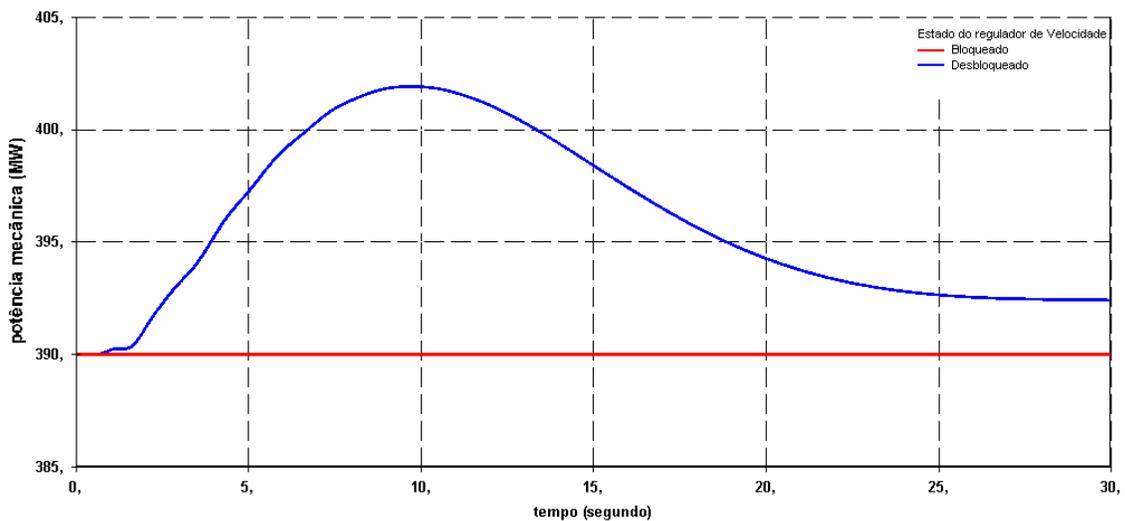


Figura 6.5.2.1 – evento 1 - potência mecânica da turbina de Angra 1 para o P.O 60 %

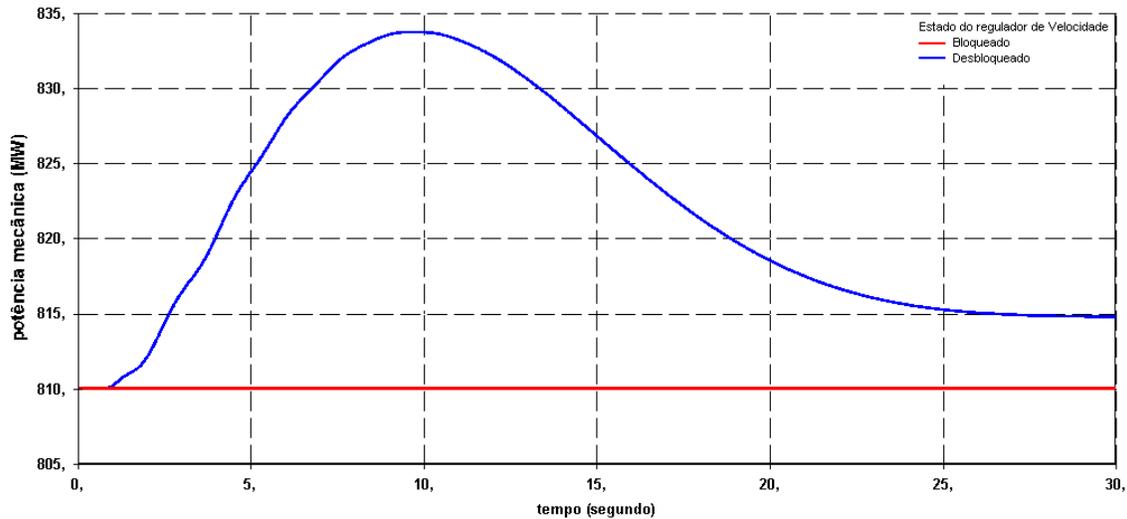


Figura 6.5.2.2 – evento 1 - potência mecânica da turbina de Angra 2 para o P.O 60 %

No evento 9, a simulação exigiu um valor de potência de saída de 10 %, considerado como patamar máximo de variação instantânea para o reator.

A contribuição das UTN's na regulação primária, no que tange ao valor final de frequência, é de 0,0009 Hz para o evento 1 (déficit de geração de 520 MW) e de 0,0085 Hz para o evento 9 (déficit de 2.065 MW). Essa contribuição apesar de modesta, é muito importante devido a outros aspectos que serão descritos a seguir.

A tabela 6.5.2.2 mostra os desvios dinâmicos de frequência atingidos nos diversos eventos simulados, em função dos pontos de operação e das condições de regulação das UTN's.

Observa-se que o valor do desvio dinâmico da frequência é atenuado quando as UTN's participam na regulação primária com patamares de geração mais elevados. Esse benefício é mais significativo com a participação de Angra 3.

evento	configuração	PO	Sem regulação	Com regulação	diferença
1	UTN's Angra 1 e 2	60 %	59,893	59,896	- 0,003
		80 %	59,887	59,891	- 0,004
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60%	59,889	59,895	- 0,006
		80 %	59,885	59,892	- 0,007
2	UTN's Angra 1 e 2	60 %	59,894	59,897	- 0,003
		80 %	59,892	59,895	- 0,003
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	59,890	59,896	- 0,006
		80 %	59,886	59,893	- 0,007
3	UTN's Angra 1 e 2	60 %	59,635	59,652	- 0,017
		80 %	59,638	59,655	- 0,017
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	59,638	59,668	- 0,030
		80 %	59,638	59,668	- 0,030
4	UTN's Angra 1 e 2	60 %	59,653	59,665	- 0,012
		80 %	59,649	59,662	- 0,013
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	59,651	59,673	- 0,022
		80 %	59,649	59,673	- 0,022
5	UTN's Angra 1 e 2	60 %	59,876	59,877	- 0,001
		80 %	59,815	59,817	- 0,002
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	59,853	59,859	- 0,006
		80 %	59,790	59,799	- 0,009
8	UTN's Angra 1 e 2	60 %	59,996	59,997	- 0,001
		80 %	59,983	59,984	- 0,001
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	59,993	59,993	0,000
		80 %	59,971	59,975	- 0,004
9	UTN's Angra 1 e 2	60 %	59,488	59,511	- 0,023
		80 %	59,489	59,514	- 0,025
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	59,487	59,528	-0,041
		80 %	59,487	59,530	- 0,043

Tabela 6.5.2.2 – variação máxima do valor da frequência (Hz) para diversos eventos simulados
(Referência: Barra Adrianópolis – 500 KV)

No evento 9, cujo desequilíbrio de geração é de 2065,6 MW, a frequência final estabeleceu-se invariavelmente em 59,845 Hz, porém o fato mais relevante está relacionado ao desligamento automático do CAG, estabelecido pelo ONS em 59,5 Hz. Todas as simulações nesse evento, conforme tabela 6.5.2.2, indicam que sem a participação das Usinas de Angra na regulação, a frequência atinge valores abaixo de 59,5 Hz, o que acarreta no desligamento automático do CAG. Tal situação não ocorre quando as UTN's estão em regulação, uma vez que a frequência ficaria acima do valor estabelecido para este desligamento.

Nas perturbações causadas por faltas em circuitos, como era esperado, não há nenhum efeito significativo da regulação de frequência, devido a estes eventos serem transitórios muito rápidos em relação à resposta de variação da potência mecânica da turbina.

O tempo de resposta do retorno da frequência aos patamares normais de operação, estabelecidos entre 59,9 e 60,1 Hz, mostrado na tabela 6.5.2.3 é outro aspecto positivo a ser observado.

O exemplo visto na figura 6.5.2.3 mostra a variação da frequência quando na ocasião da perda de 2 unidades de Itaipú (evento 3), gerando um déficit de 1400 MW. Neste caso, o valor final da frequência ficou ligeiramente abaixo de 59,9 Hz, porém, a diferença no tempo de recuperação do sistema é bastante significativa. (1,135 s)

No evento 9, apesar da frequência final ter permanecido abaixo de 59,9 Hz, o tempo de resposta do sistema com a regulação das UTN's chegou a atingir uma redução de 1,42 segundo. Esta característica aponta no sentido de que a regulação pode evitar em determinadas situações, a atuação desnecessária de alguma proteção temporizada de subfrequência.

evento	configuração	PO	Sem regulação	Com regulação	diferença
1	UTN's Angra 1 e 2	60 %	8,680	7,870	0,810
		80 %	9,120	8,460	0,660
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60%	9,070	7,810	1,310
		80 %	9,360	8,110	1,250
2	UTN's Angra 1 e 2	60 %	8,435	7,500	0,935
		80 %	8,650	7,890	0,760
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	8,820	7,510	1,310
		80 %	9,125	8,110	1,285
3	UTN's Angra 1 e 2	60 %	16,215	15,565	0,650
		80 %	16,190	15,545	0,645
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	16,290	15,165	1,125
		80 %	16,310	15,175	1,135
4	UTN's Angra 1 e 2	60 %	18,290	17,685	0,0605
		80 %	18,175	17,565	0,610
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	18,275	17,080	1,195
		80 %	18,275	17,085	1,195
5	UTN's Angra 1 e 2	60 %	11,235	11,045	0,190
		80 %	13,745	13,555	0,190
	UTN's Angra 1, 2 e 3	60 %	11,895	11,300	0,595
		80 %	14,030	13,395	0,635

Tabela 6.5.2.3 – tempo de resposta da frequência para normalização em 59,9 Hz (s)

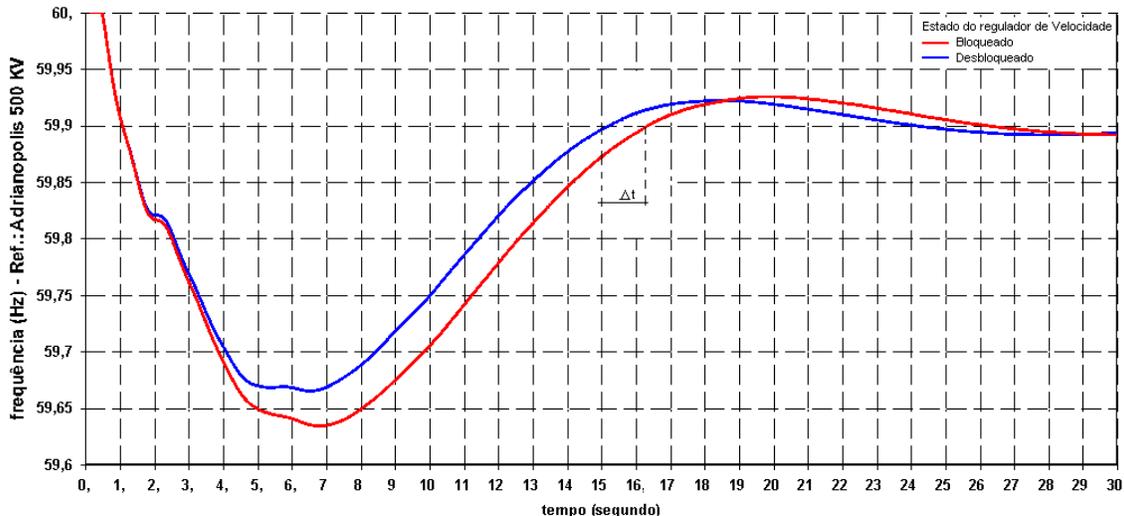


Figura 6.5.2.3 – evento 3 - variação de frequência na barra Adrianópolis 500 KV com as UTN’s Angra 1, 2 e 3 em 80 %

Em grandes distúrbios do sistema, um detalhe relevante é o tempo de operação das turbinas fora de suas faixas normais de operação, que é cumulativo ao longo de sua vida útil. A figura 6.5.2.4 [69] [70] [71] [72] [73], indica que para operação em frequências abaixo de 58,5 Hz, o tempo total acumulado não deve ser superior à 10 minutos, para valores inferiores a 59,5 Hz esse tempo é de 50 minutos.

No evento 9, o resultado apresentado indica que a atuação da regulação das UTN’s evita que a frequência do sistema atingisse o valor de 59,5 Hz, fazendo com que as turbinas não operem na faixa de restrição e portanto não contribuindo para redução de sua vida útil.

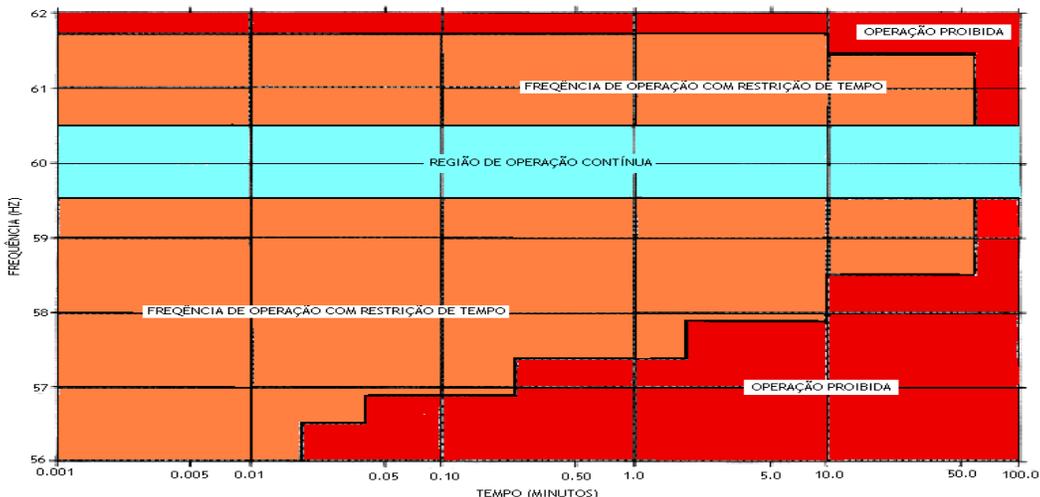


figura 6.5.2.4 – exemplo de faixas de operação de turbina à vapor com restrições. [70] [71]

O critério apresentado refere-se à proteção da turbina, determinando o tempo cumulativo máximos em que a mesma deve operar, porém há outros critérios e proteções complementares. Um deles é o adotado pela NPCC para o ajuste temporizado da atuação da proteção do gerador elétrico por subfreqüência, mostrado na figura 6.5.2.5.

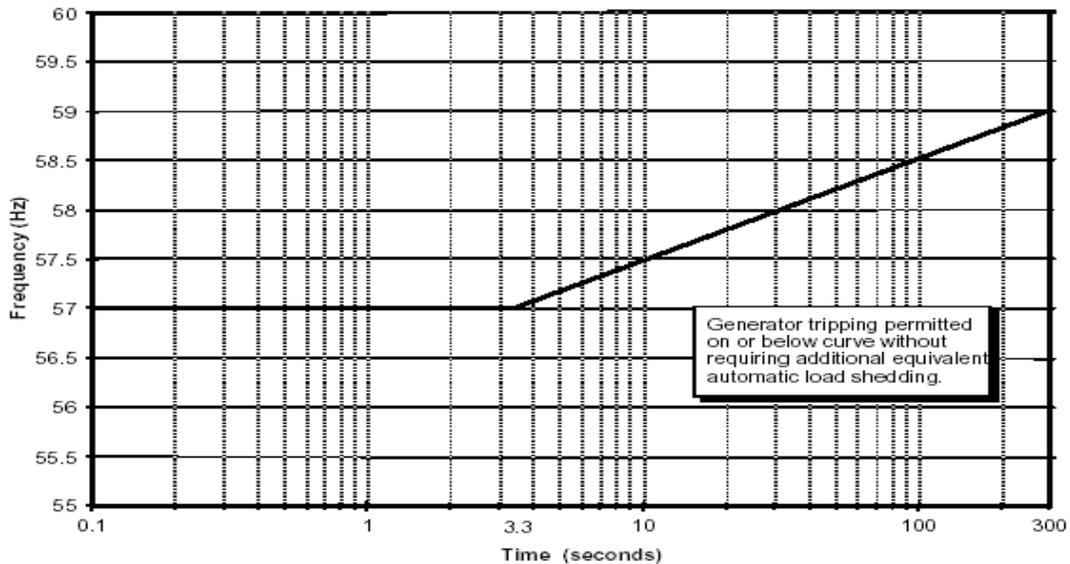


figura 6.5.2.5 –curva de proteção do gerador elétrico por subfreqüência [59] [70]

6.5.3 Efeito da regulação na tensão

Este item tem por objetivo salientar a existência de uma pequena contribuição na tensão das barras do sistema RJ/ES quando as UTN's estão em regulação primária. Isso deve-se as características de comportamento semelhantes as existentes na modulação de geração das unidades Angra 1 e 2. Desta forma, a regulação das UTN's apresenta alguma relevância quando ocorre desvios de carga e geração, porém em muito menor grau do que na modulação.

A título de ilustração, as figuras 6.5.3.1 e 6.5.3.2 mostram o comportamento da tensão na barra de Adrianópolis 500 KV quando da ocorrência dos eventos 3 e 9. As variações apresentadas foram de 0,00100 e 0,00167 pu. Respectivamente.

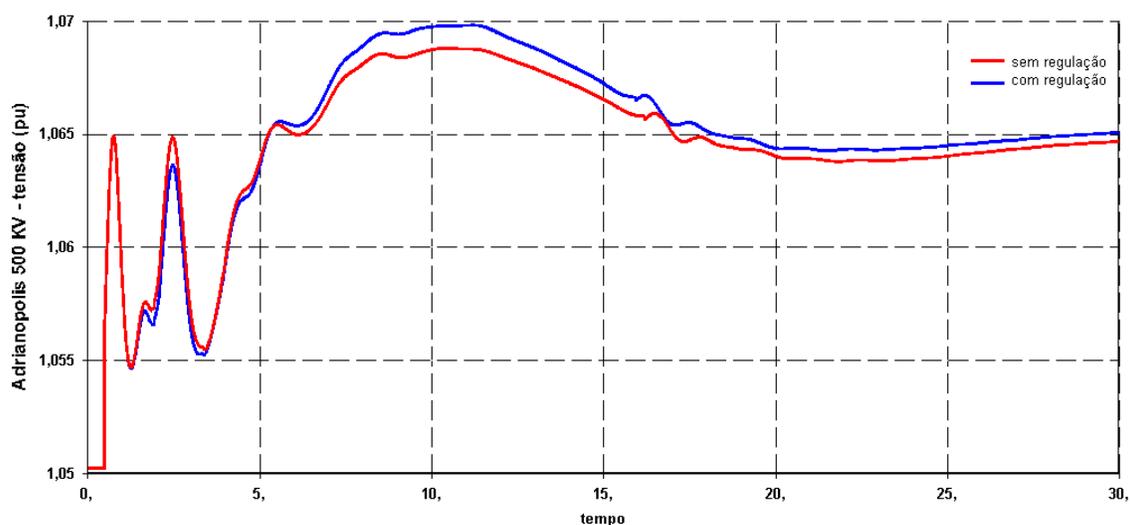


figura 6.5.3.1 – evento 3 - tensão na barra Adrianópolis 500 KV – Angra 1 e 2 P.O. = 80 %

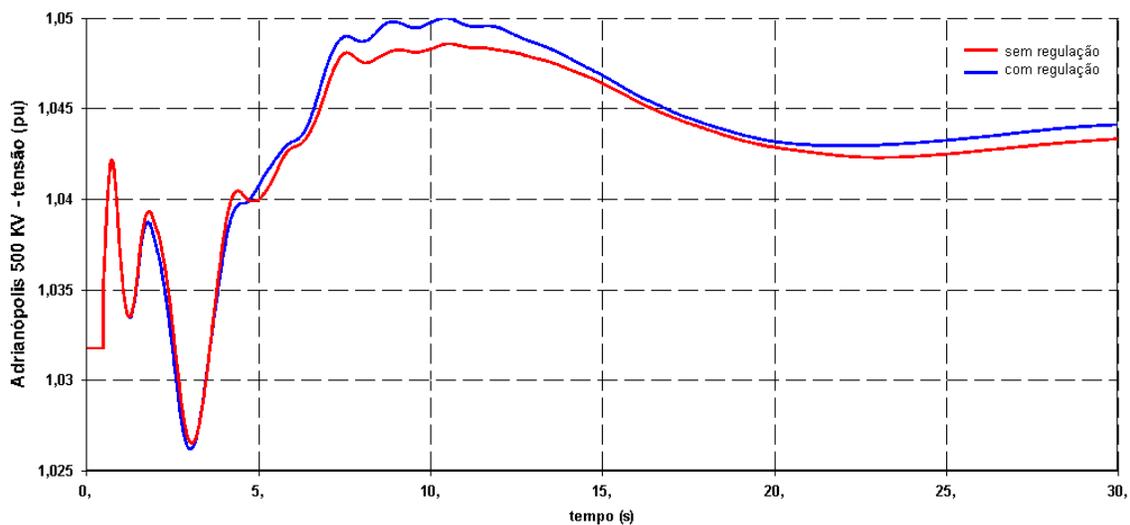


Figura 6.5.3.2 – evento 9 - tensão na barra Adrianópolis 500 KV – Angra 1, 2 e 3 P.O. = 60 %

6.5.4 Potencial de melhoria da estabilidade

Com base nos casos convergidos de fluxos de potência do SIN para os diversos pontos de operação das UTN's, as tabelas 6.5.4.1 e 6.5.4.2 e a figura 6.5.4.1 mostram os valores dos ângulos dos eixos "Q" de algumas unidades.

Barra	identificação	ANGRA 1 e 2		ANGRA 1, 2 e 3	
		60 %	80 %	60 %	80 %
0010	Angra 1	- 22,7396	- 8,0741	- 19,2127	- 5,1092
0011	Angra 2	- 23,3956	- 8,7713	- 13,8465	+ 1,1882
0012	L.C. Barreto	- 7,1252	- 5,4428	- 4,7692	- 3,5337
0016	Furnas	- 28,8903	- 27,4258	- 26,6213	- 25,3901
0020	Marimbondo	- 15,9334	- 15,5690	- 14,9696	- 14,9242
1107	Itaipú	+ 27,6766	+ 27,0671	+ 28,7521	+ 28,6143
0904	Itá	+ 14,3728	+ 14,0012	+ 15,4285	+ 15,3146
6419	Tucuruí	+ 49,6773	+ 49,3293	+ 50,0371	+ 49,5298
5022	Paulo Afonso	- 12,6110	- 12,9478	- 12,2388	- 12,7367
5061	Xingó	- 8,2583	- 8,59526	- 7,8862	- 8,3842

Tabela 6.5.4.1 –ângulo eixo "Q" (°) – carga média - referência Centro de massa

Com o aumento da geração das UTN's, os ângulos das máquinas ficam mais próximos da referência (Centro de Massa - 0°). Esta característica é mais significativa com a entrada da unidade Angra 3.

A aproximação dos ângulos de todas as unidades à referência indica que estes também estão mais próximos entre si, o que permite concluir que o aumento de geração na área vem a contribuir para uma melhoria do desempenho dinâmico do sistema (maiores torques de sincronização entre máquinas) e portanto, considera-se que o sistema elétrico está mais rígido com relação ao aspecto de estabilidade.

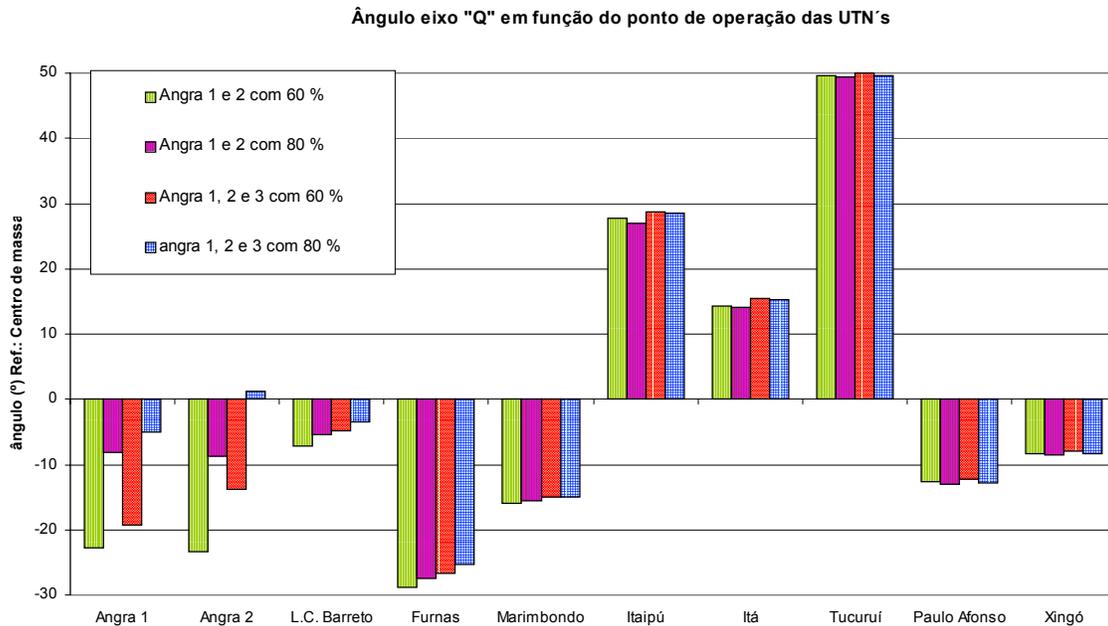


figura 6.5.4.1 – eixo “Q” (°) para diversos P.O das UTN’s - carga média – ref. Centro de massa

As unidades Xingó e Paulo Afonso (área Nordeste) apresentam um pequeno afastamento em relação ao centro de massa, porém a tabela 6.5.4.2 mostra uma tendência de aproximação destas unidades à Tucuruí, indicando que a estabilidade relativa da região Nordeste em relação ao Sul/Sudeste não sofre efeitos com o aumento da geração das UTN’s de Angra, não havendo reflexos na estabilidade desta área (N/NE).

Barra	identificação	ANGRA 1 e 2		ANGRA 1, 2 e 3	
		60 %	80 %	60 %	80 %
5022	Paulo Afonso	- 62,2883	- 62,2772	- 62,2759	- 62,2665
5061	Xingó	- 57,9356	- 57,9246	- 57,9234	- 57,9140

Tabela 6.5.4.2 –ângulo eixo “Q” (°) – carga média - referência Tucuruí

A figura 6.5.4.2 mostra o comportamento angular das unidades Tucuruí e Ilha Solteira em relação ao centro de massa, indicando o quanto a participação da geração das UTN’s contribui para a aproximação do angulo de Ilha Solteira em relação ao centro de massa.

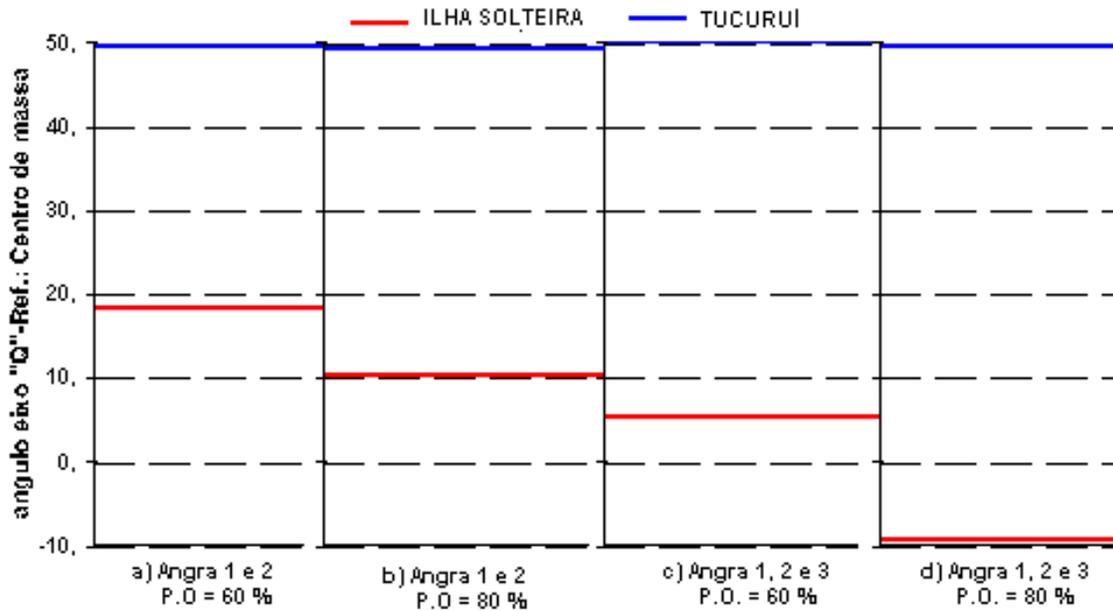


figura 6.5.4.2 – ângulo eixo “Q” (°)- Tucuruí e Ilha Solteira–carga média–ref.: Centro de massa

Com as UTN's participando na regulação primária, mais um aspecto observado é a variação do valor final dos ângulos das máquinas após um evento, mostrado nas tabelas 6.5.4.3 à 6.5.4.6, referente aos eventos 4 e 3, típicos de perda de geração. Para os outros eventos semelhantes o resultado é análogo.

identificação	ANGRA 1 e 2 – 60 %		ANGRA 1 e 2 – 80 %	
	Sem regulação	Com regulação	Sem regulação	Com regulação
Angra 1	- 44,0985	- 42,0600	- 21,2937	- 19,7389
Angra 2	- 44,2650	- 42,2520	- 21,4581	- 19,8141
L.C. Barreto	- 29,0196	- 28,8241	- 19,1143	- 18,9206
Furnas	- 50,3374	- 50,1596	- 40,6347	- 40,4748
Marimbondo	- 39,2640	- 39,1171	- 30,5932	- 30,4436
Itaipú	+ 10,4784	+ 10,5137	+ 17,8260	+ 17,8706
Itá	- 2,0414	- 1,9824	+ 5,5692	+ 5,6379
Tucuruí	0 (*1)	0 (*1)	0 (*1)	0 (*1)
Paulo Afonso	- 59,6108	- 59,5974	- 51,6452	- 52,0297
Xingó	- 55,3449	- 55,7010	- 47,7618	- 47,3862

Tabela 6.5.4.3 –evento 4 - ângulo eixo “Q” pós evento (°) – carga média – ref. Ilha Solteira

identificação	ANGRA 1, 2 e 3 - 60 %		ANGRA 1, 2 e 3 - 80 %	
	Sem regulação	Com regulação	Sem regulação	Com regulação
Angra 1	- 27,2757	- 25,1099	+ 1,2412	+ 2,8098
Angra 2	- 21,2172	- 18,7674	+ 8,2638	+ 10,3089
L.C. Barreto	- 13,6366	- 13,3189	+ 1,9993	+ 2,2850
Furnas	- 34,9882	- 34,7232	- 19,3384	- 19,1022
Marimbondo	- 25,1165	- 24,8790	- 10,5865	- 10,3489
Itaipú	+ 24,4915	+ 24,5673	+ 38,6047	+ 38,6050
Itá	+ 11,9705	+ 12,9698	+ 26,1246	+ 26,2537
Tucuruí	0 (*1)	0 (*1)	0 (*1)	0 (*1)
Paulo Afonso	- 46,0134	- 46,6846	- 31,9895	- 32,6542
Xingó	- 41,7737	- 42,4261	- 27,7267	- 27,7088

Tabela 6.5.4.4 –evento 4 - ângulo eixo “Q” pós evento (°) – carga média – ref. Ilha Solteira

identificação	ANGRA 1 e 2 – 60 %		ANGRA 1 e 2 – 80 %	
	Sem regulação	Com regulação	Sem regulação	Com regulação
Angra 1	- 39,2082	- 37,3013	- 16,6290	- 15,2618
Angra 2	- 42,828	- 40,9001	- 20,1199	- 18,5823
L.C. Barreto	- 25,1864	- 24,9678	- 15,3132	- 15,1134
Furnas	- 46,6755	- 46,5158	- 37,0502	- 36,9019
Marimbondo	- 33,8845	- 33,7457	- 25,4181	- 25,2411
Itaipú	- 6,4380	- 6,3506	+ 1,8411	+ 1,9295
Itá	- 10,4351	- 10,3408	- 2,3177	- 2,2247
Tucuruí	+ 47,0410	+ 46,0420	+ 54,6447	+ 54,2098
Paulo Afonso	- 17,1470	- 17,1338	- 9,5619	- 10,0510
Xingó	- 12,8372	- 13,3110	- 5,2508	+ 5,2250

Tabela 6.5.4.5 –evento 3 - ângulo eixo “Q” pós evento (°) – carga média – ref. Ilha Solteira

(*1) O valor obtido deve-se ao fato da perda de geração na barra ser total.

identificação	ANGRA 1, 2 e 3 - 60 %		ANGRA 1, 2 e 3 - 80 %	
	Sem regulação	Com regulação	Sem regulação	Com regulação
Angra 1	- 23,6370	- 21,5930	+ 4,6660	+ 6,0846
Angra 2	- 21,5732	- 19,2083	+ 7,6922	+ 9,6679
L.C. Barreto	- 9,6147	- 9,2722	+ 6,0611	+ 6,3947
Furnas	- 31,2827	- 31,0265	- 15,6423	- 15,3998
Marimbondo	- 19,8556	- 19,5594	- 5,4381	- 5,1289
Itaipú	+ 8,1042	+ 8,2522	+ 22,7770	+ 22,9314
Itá	+ 3,8744	+ 4,0351	+ 18,3296	+ 18,4989
Tucuruí	+ 60,3877	+ 59,6074	+ 74,1828	+ 73,3809
Paulo Afonso	- 3,81146	- 4,6857	+ 14,3046	+ 13,4252
Xingó	+ 0,4990	- 0,5028	+ 9,9928	+ 9,0958

Tabela 6.5.4.6 –evento 3 - ângulo eixo “Q” pós evento (°) – carga média – ref. Ilha Solteira

O aumento do ponto de operação das UTN’s Angra 1 e 2 contribui para a melhoria da condição angular das máquinas e que esta relaciona-se diretamente com a margem de estabilidade do sistema. A participação destas unidades na regulação primária de frequência fornece uma contribuição adicional. A tudo isso, verifica-se também que a introdução de Angra 3 operando da mesma forma que as demais UTN’s melhora ainda mais os resultados obtidos com apenas duas usinas.

Até o momento, os dados analisados levaram em conta o evento antes do distúrbio e após seu equilíbrio. Daqui para a frente, a ênfase é averiguar o comportamento momentâneo após o distúrbio, com o objetivo de verificar o amortecimento dos impactos nas máquinas, especialmente a UTN Angra 2, por ser a maior máquina do sistema e de sua maior proximidade da região de interesse.

Primeiramente, a excursão do ângulo do eixo “Q” da máquina é feita de forma comparativa somente em função do ponto de operação da usina (60 ou 80 %), conforme mostrada nas figuras 6.5.4.3 à 6.5.4.5.

Através da observação das figuras 6.5.4.3 à 6.5.4.5, verifica-se que o aumento do ponto de operação de 60 para 80 % não ocasiona mudanças significativas no comportamento transitório e portanto não apontando prejuízos à estabilidade do sistema.

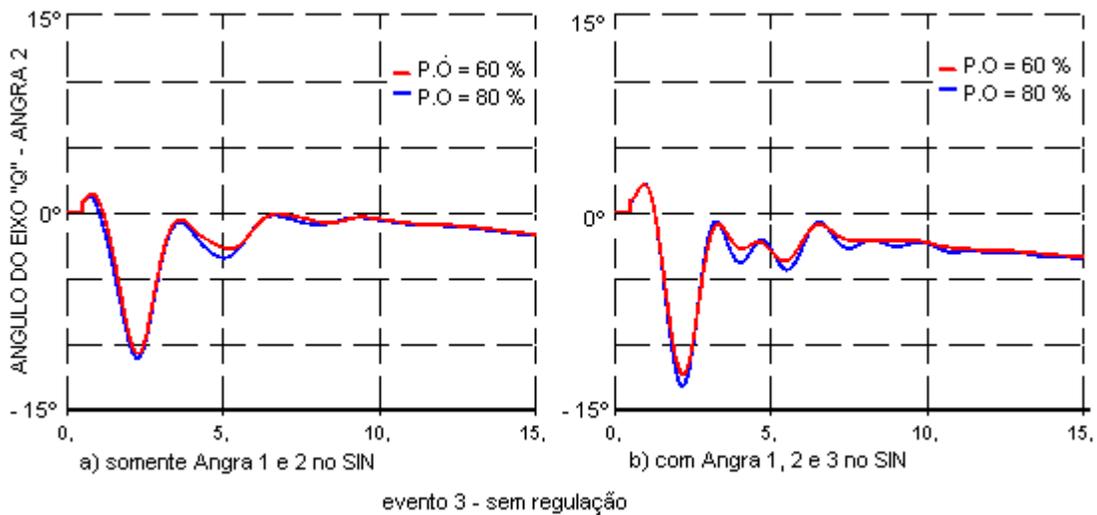


figura 6.5.4.3 - evento 3 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O - sem regulação

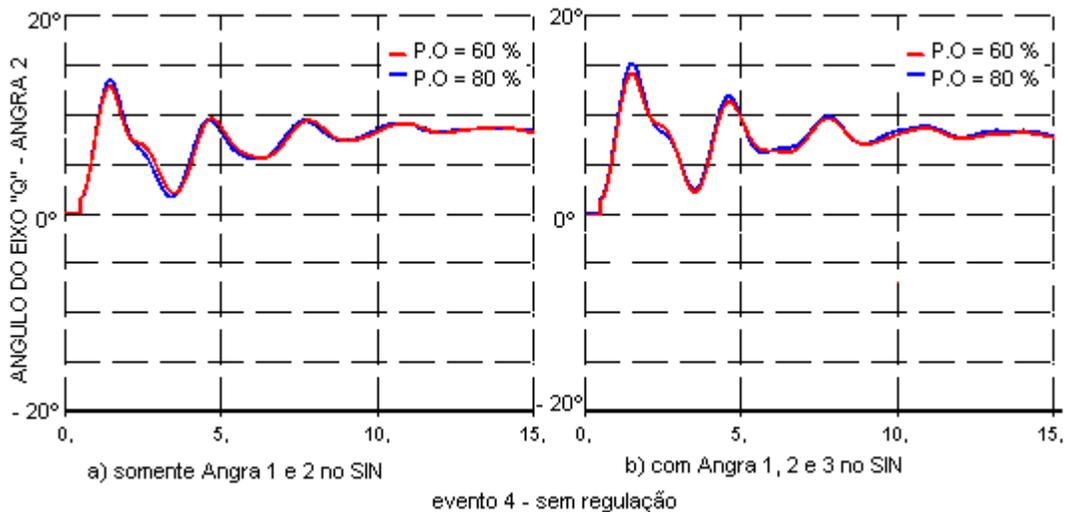


figura 6.5.4.4 - evento 4 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O - sem regulação

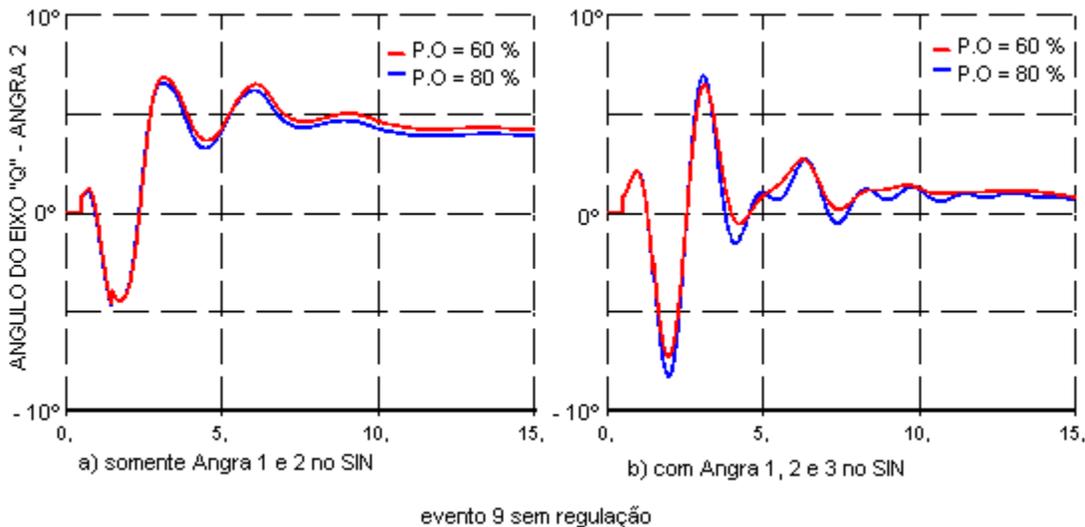


figura 6.5.4.5 - evento 9 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O - sem regulação

A elevação da geração local com a introdução da unidade Angra 3 torna o sistema ainda mais rígido, isto significa que a contribuição do coeficiente de sincronização é mais significativo do que o aumento de inércia. Portanto, é natural uma verificação do aumento da frequência de oscilação do ângulo "Q", mostrada na figura 6.5.4.6, que pode ser amortecida através do ajuste do PSS da unidade Angra 3, porém, esse estudo não faz parte do objetivo deste trabalho.

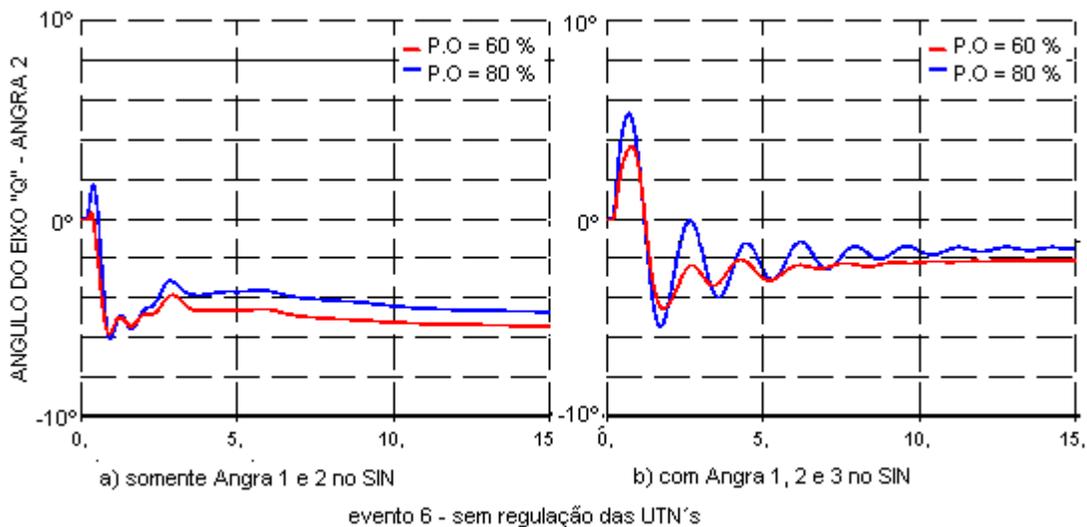


figura 6.5.4.6 - evento 6 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função do P.O - sem regulação

As mesmas averiguações serão efetuadas utilizando-se como referência a regulação primária, com o objetivo de verificar de que forma a variação da potência mecânica influi no comportamento do ângulo do rotor da máquina.

Primeiramente, a título de ilustração, a figura 6.5.4.7 mostra de forma comparativa o comportamento da potência elétrica da UTN Angra 2 para o evento 3, em função da condição do estado de regulação primária da máquina. Como esperado, verifica-se claramente que o aumento da potência mecânica da turbina modificou a resposta da potência elétrica decorrido aproximadamente 1 segundo após o evento.

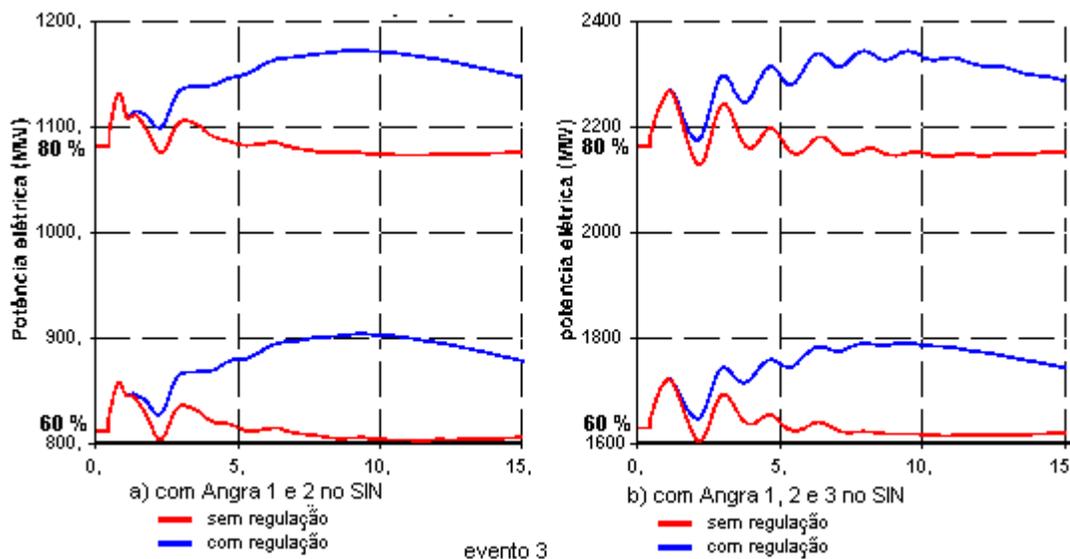


figura 6.5.4.7.a/b - evento 3 - variação da potência elétrica de Angra 2 em função da regulação

O comportamento da variação angular da UTN Angra 2 para o evento 3 está mostrada nas figuras 6.5.4.8 e 6.5.4.9.

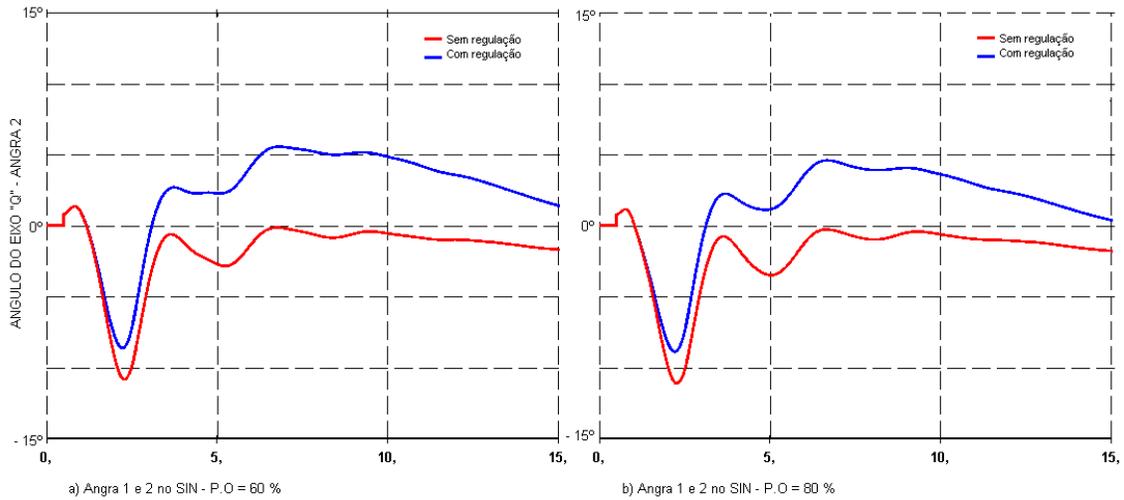


figura 6.5.4.8.a/b - evento 3 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação

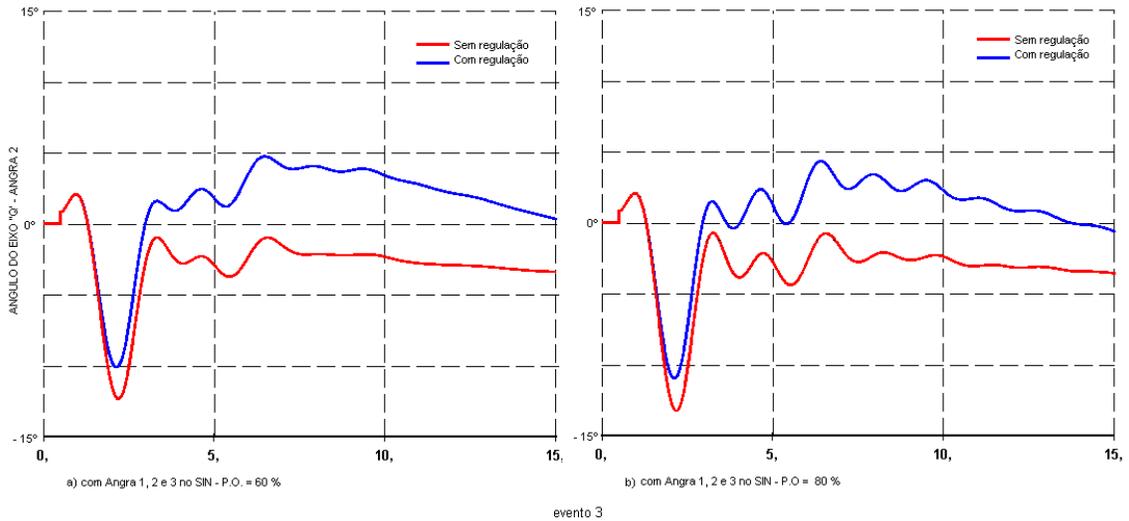


figura 6.5.4.9.a/b - evento 3 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação

A atuação da regulação primária das UTN's contribui para melhorar marginalmente o amortecimento do ângulo da máquina na primeira oscilação e faz com que o mesmo desloque-se no sentido positivo (fato mostrado nas tabela 6.5.4.3 a 6.5.4.6), não afetando a estabilidade transitória.

A título de ilustração, o comportamento angular da UTN Angra 2 para o evento 9, considerado o mais severo, está apresentado nas figuras 6.5.4.10 e 6.5.4.11.

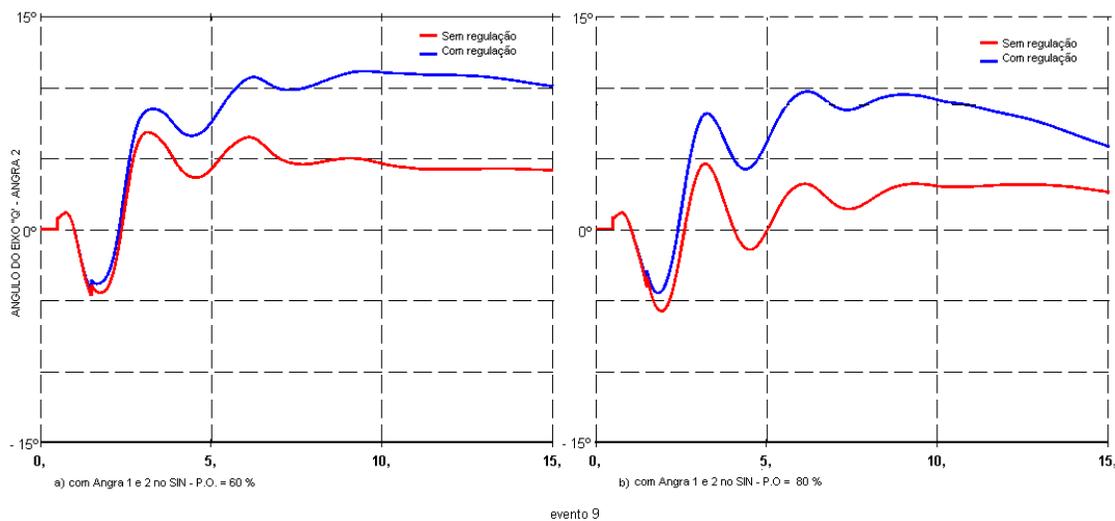


figura 6.5.4.10.a/b - evento 9 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação

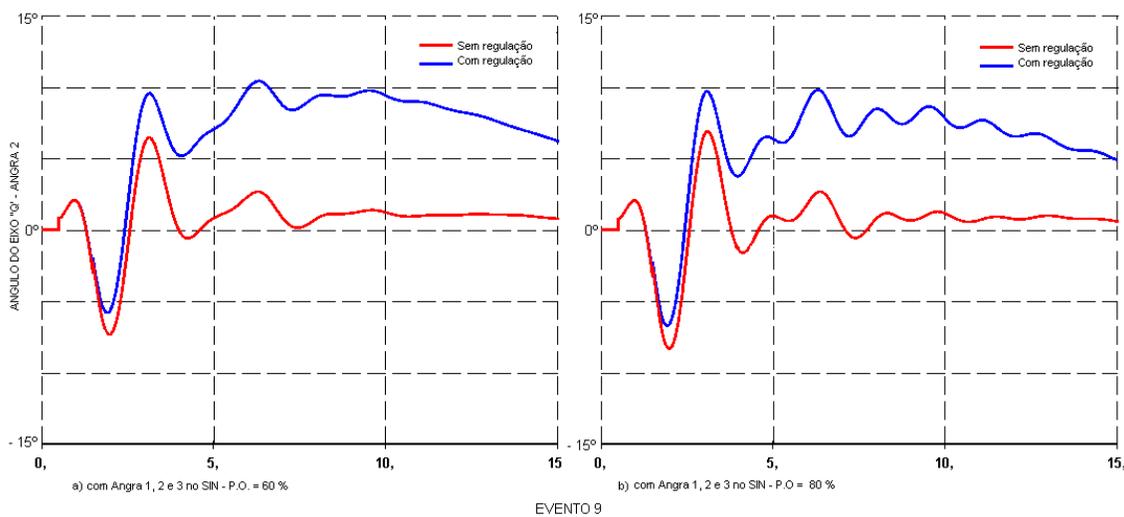


figura 6.5.4.11.a/b - evento 9 - variação do eixo "Q" de Angra 2 em função da regulação

6.6 Conclusão dos resultados obtidos

Os resultados apresentados nas simulações apontam para a existência de contribuições positivas das unidades termonucleares Angra 1, 2, reforçados adicionalmente com Angra 3, para a área Rio de Janeiro/Espírito Santo, através da modulação de geração e da regulação primária de frequência.

A modulação consiste na alteração do despacho de geração para patamares específicos entre os períodos de carga mínima/leve e média/pesada. As simulações desenvolvidas indicam que uma alteração de 20 % na geração das UTN's Angra 1 e 2 (3), reprogramando seu despacho de 80 para 60 % para atendimento aos horários de carga mínima/leve, poderá contribuir para evitar níveis de tensão mais elevados em determinados pontos do sistema elétrico, sem haver a necessidade de recorrer ao chaveamento de transmissão com o desligamento de alguns circuitos.

Da mesma forma, o despacho das UTN's em patamares mais elevados de geração nos horários de maior demanda contribuem para melhorar a condição potência-ângulo entre as máquinas da região, indicando uma maior rigidez do sistema para pequenas perturbações.

A participação das UTN's na regulação primária de frequência indicou que poderá contribuir para a redução do tempo de restabelecimento do sistema e em alguns casos, impedir que a frequência atinja valores que possam ocasionar o desligamento do CAG. Outra contribuição é a minimização do tempo de operação das turbinas das unidades térmicas em faixas de velocidade com restrições de tempo, sem causar prejuízos à estabilidade do sistema.

Durante as simulações nas quais as UTN's participam da regulação primária, foram verificadas que as variações de potência mecânica da turbina não apresentaram valores elevados, mesmo em casos mais severos, mantendo-se em patamares de até 10 % da potência nominal, faixa essa normalmente utilizada para manobra dos reatores nucleares.

Os resultados apresentados podem ser considerados como definitivos, porém outros aspectos de caráter operacional, econômicos, segurança e de confiabilidade, não discutidos no escopo deste trabalho devem ser avaliados e levados em consideração para uma conclusão tecnicamente mais abrangente.

7 CONCLUSÃO

Os capítulos dois ao quatro mostraram as principais características tecnológicas que envolvem as unidades termonucleares do tipo PWR. Uma particularidade deste tipo de instalação é sua elevada potência de saída, geralmente da ordem de 600 ou 1300 MW elétricos, que associada à uma logística de transporte de combustível nuclear e de sobressalentes, conferem a estas unidades a possibilidade de sua instalação em pontos mais estratégicos do sistema elétrico, principalmente nas proximidades dos grandes centros de carga. As unidades termonucleares Angra 1 e 2 não fugiram desta regra, próximas o suficiente dos principais centros de consumo (Rio de Janeiro e São Paulo), tem um papel de relevada importância na área Rio de Janeiro e Espírito Santo, devido à insuficiência de geração local, contribuindo para reduzir a influência das condições de carga e geração das áreas vizinhas.

As peculiaridades geográficas e climáticas da Europa, EUA e Japão, principais consumidores mundiais de energia, requerem a utilização prioritária de geração térmica. Devido a uma maior flexibilidade na instalação das centrais termelétricas, os sistemas elétricos dos países mais desenvolvidos apresentam uma distribuição relativamente uniforme, com um parque gerador mais próximo dos centros de carga. Na matriz energética desses países, a energia nuclear é uma realidade presente, contribuindo desde 15 até 80 % da geração de energia elétrica. Esse cenário implica na necessidade das unidades termonucleares participarem ativamente no controle de geração, uma vez que não há muitas opções disponíveis para isso. Desta forma, são atribuídas também às unidades termonucleares a função de participar na modulação da geração e na regulação primária e secundária de frequência. Esta situação acarreta num maior planejamento operacional relacionado à administração das taxas de variação e limitações de potência, impostas pela física e controle dos reatores nucleares. De forma individualizada, deve ser observado o ciclo do combustível de cada instalação, uma vez que este fator determina a parcela de contribuição e período de indisponibilidade para recarga de cada unidade.

No Brasil, um País com fartos recursos energéticos, principalmente hídricos, tem um sistema elétrico que caracteriza-se cada vez mais por ter uma geração relativamente distante dos centros de carga. Essa singularidade fica mais acentuada a medida que

os novos aproveitamentos energéticos estão se direcionando para as regiões Norte e Centro-Oeste.

A classificação das unidades termonucleares Angra 1 e 2 como inflexíveis, atuando na base, deveu-se principalmente à aspectos operacionais e de segurança, definidos na ocasião de suas implementações, e a farta disponibilidade de unidades hidráulicas para efetuarem os controles de geração necessários.

Este trabalho tem como objetivo contribuir para uma iniciação ao assunto da manobrabilidade das unidades termonucleares, mostrando as principais configurações e particularidades destas instalações, seu comportamento e benefícios obtidos com sua modulação e regulação primária de frequência para um sistema elétrico caracterizado por ter uma geração predominantemente hidráulica cada vez mais distante e um complexo termonuclear de porte razoável, com expectativas de ampliação, localizado nas proximidades dos principais centros de carga.

As simulações elaboradas no capítulo 6 identificaram as potencialidades de benefícios adicionais que a flexibilização da geração das UTN's Angra 1 e 2, e também Angra 3, podem proporcionar ao SIN, principalmente na área Rio de Janeiro e Espírito, tendo como base inicial o ponto de operação fixado em 80 %, correspondendo à 1600 MW e com a entrada de Angra 3, são acrescidos mais 1080 MW.

A análise dos casos convergidos de fluxo de potência indicaram que a modulação programada de geração, reduzindo em 20 % o ponto de operação das UTN's no período de carga leve contribui para diminuir algumas elevações de tensões existentes nas barras de 500 e 345 KV, minimizando ou eliminando, dependendo do caso, a necessidade de utilização de recursos de chaveamento da transmissão.

Os resultados dos casos de fluxo de potência também indicaram que, devido ao posicionamento das unidades termonucleares nas proximidades dos centros de carga, o aumento do ponto de operação destas unidades contribui na melhoria potencial da estabilidade do sistema, aproximando os ângulos entre máquinas, fazendo com que as mesmas, eletromecanicamente, fiquem mais rigidamente acopladas face à pequenas perturbações.

A análise do comportamento eletromecânico dos eventos gerados nas simulações de perda de geração indicaram que a regulação primária das unidades termonucleares podem contribuir de forma significativa para:

- melhorar o tempo de resposta do retorno da frequência aos patamares normais de operação, concorrendo para evitar possíveis atuações da proteção temporizada de subfrequência (ERAC);
- reduzir o valor do desvio dinâmico da frequência, aumentando a vida útil das turbinas térmicas com a minimização do tempo de operação destas em faixas de velocidade sujeitas à restrições;
- contribuir marginalmente para a redução da amplitude do ângulo das máquinas na primeira oscilação;

Para os eventos simulados, atentou-se ao comportamento da potência mecânica das turbinas das unidades termonucleares, cujas taxas de variação de potência obtidas e limites estabelecidos são aceitáveis para esse tipo de instalação, em particular com o reator nuclear.

Os resultados apresentados indicam que os benefícios decorrentes da flexibilização da geração das unidades termonucleares são marginais, porém as particularidades operacionais de nosso sistema elétrico, os aspectos de caráter econômico, as filosofias de segurança e de confiabilidade devem ser avaliadas e levadas em consideração para uma conclusão mais consolidada sobre o assunto.

Particularmente, acredito que o momento seja muito apropriado para uma reflexão sobre a participação a curto, médio e longo prazo da geração térmica, principalmente a termonuclear, na matriz energética brasileira, uma vez que:

- os novos empreendimentos hidrelétricos estão cada vez mais distantes e com níveis de exigências ambientais cada vez maiores;
- os regimes hídricos das principais bacias fluviais tem apresentado irregularidades singulares, em função da falta de políticas continuadas de

preservação dos mananciais e das mudanças climáticas recentes ocorridas em todo o planeta;

- o fornecimento e utilização do gás natural ainda apresentam fatores de incertezas razoáveis;

- o desenvolvimento tecnológico nacional na área de combustível nuclear, obtido ao longo dos últimos anos, indica uma direção para um maior aproveitamento de nossas reservas de elementos físséis; garantindo uma auto-suficiência para nossas unidades termonucleares;

- os níveis de segurança e confiabilidade obtidos em todas as unidades termonucleares ocidentais, as expectativas reais de utilização do combustível nuclear já “queimado” e a contribuição ambiental na não emissão de gases para a atmosfera são fatores positivos no sentido de direcionar cada vez mais a opção nuclear como uma das mais viáveis tecnologias sob aspectos econômicos e ecológicos.

Para o prosseguimento deste tema, são apresentadas a seguir algumas recomendações de trabalhos, com as seguintes abordagens:

- revisão de alguns diagramas de blocos do circuito secundário das unidades PWR no que possa interferir no comportamento da unidade no sistema elétrico, incluindo os geradores de vapor, reflexos do comportamento do circuito primário devido às especificações, particularidades e limitações do reator nuclear, incorporando estas informações na modelagem dos reguladores de velocidade,

- verificação do comportamento das unidades termonucleares na regulação secundária de frequência e a avaliação dos benefícios a serem obtidos desta operação;

- análise de custos operacionais da manobrabilidade das unidades termonucleares, através da análise sobre o condicionamento do combustível nuclear, rendimento térmico, vida útil de equipamentos e componentes;

- estudos analítico e estatístico das margens de melhoria da confiabilidade proporcionada pela manobrabilidade das unidades termonucleares em relação ao cenário atual.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS, Histórico da Geração, Geração de Energia, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006, http://ons.org.br/historico/Geracao/historico/geracao_energia.aspx.
- [2] AIEA, Agency International Energy Atomic, 2004, Power Reactor Information – PRIS, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>.
- [3] AIEA, Agency International Energy Atomic, 2004 Country Nuclear Power Profiles, Departmente of Nuclear, Energy Division of Nuclear Power, Nuclear Power Engineering Section, http://www.pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2004/CNPP_webpage/pages/countryprofiles.html.
- [4] ALONSO, A., El Futuro de la Energia Nuclear, Revista Seguridad Nuclear, n.º 36, pp. 22-32, Espanã, 2005.
- [5] ONS, Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2004, Relatório Técnico, RE 3/036/2004, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.
- [6] FINK, D. G., Standard Handbook for Electrical Engineers, McGraw-Hill, New York, NY, USA, 1987.
- [7] ELETRONUCLEAR, Apostila do Curso de Sistemas Básicos de Usinas Nucleares – SBUN, Angra dos Reis, RJ, Brasil, 2001
- [8] DE CARVALHO, E.C.D., Simulador Digital de Princípios Básicos de uma Planta Nuclear PWR, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de janeiro, RJ, Brasil, 2003.
- [9] ISHIGURO, Y., A Energia Nuclear para o Brasil, Makron Books, São Paulo, Brasil, 2002.
- [10] AREVA CUSTOMER MAGAZINE, Finland Chooses EPR, Advanced Nuclear Power, nº 10, pp. 13-17, May 2004.

- [11] EDF, Flamanville 3 EPR: The first of EDF's New Generation, Modern Power Systems, pp. 46-47, UK, Apr. 2005
- [12] DODDS, P., Developing new reactors: Learning the lessons of the past, Nuclear Energy, n.º 6, pp-331-336, Dec 2004
- [13] ROGRIGUES, G., BACQUE, F., Evolution of Sodium Technology R&D Actions Supporting French Liquid-Metal Fast Breeder Reactors, Nuclear Technology, Vol. 150, pp.3-15, Apr 2005
- [14] TEIXEIRA, G., O novo Ciclo da Energia Nuclear, Revista Brasil Nuclear, n.º 23, pp. 10-15, abr-set. 2001.
- [15] GÜLDNER, R., Potential off Light Water Reactors for Future Power Plants, World Nuclear Association Annual Symposium, London, Set 2003.
- [16] JR, R. C. TWILLEY, EPR Development an Evolutionary Design Process, Nuclear News, pp. 26-30, Apr. 2004
- [17] MATZNER, D., WALLACE, E., PBMR Moves Forward, With Higher Power and Horizontal Turbine, Modern Power Systems, pp. 11-19, Fev 2005.
- [18] PALMER, D. J., KUMAR S., The Helium Reactor and Fuel Cell Combined Cycle, Nuclear Future, Vol. 1, nº 02, pp. 57-60,
- [19] Pebble Bed Modular Reactor (Pty) Ltd, Centurion, Republic South Africa, <https://www.pnbr.com>.
- [20] LÓPEZ, J., ALONSO, A., Visión General de Los Reactores de IV Generation, Revista SNE, pp.17-25, España, Set 2005.
- [21] ARANHA, F., IRIS - O Futuro é Agora, Revista Brasil Nuclear, n.º23, pp. 16-17, abr-set 2001.

- [22] LORA, E. D. S., NASCIMENTO, M.A. R., Geração Termelétrica - Planejamento, Projeto e Operação, Volumes 1 e 2, Editora Interciência, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.
- [23] VASQUES, J., R., Máquinas Motrizes Geradores de Energia Elétrica, Ediciones CEAC, Barcelona, España, 1974.
- [24] CREEK, F. R. L., The Design of 985 MW, Two-pole 3000 rev/min Turbine Generators for Daya Bay Nuclear power Station, Power Engineering Journal, pp129-139, May 1990.
- [25] GOTT, B. E. B., Advances in Turbogenerator Technology, IEEE Electrical Insulation Magazine, 1990, pp 28-38.
- [26] VANDERVORT, C. L., KUDLACIK, E. L., GE Generator Technology Update, GE Power Systems, GER-4203, Schenectady, NY, USA, Apr. 2001.
- [27] GE Power Systems, Generator for Turbines, http://www.gepower.com/prod_serv/products/generators/en/index.htm
- [28] ALSTOM, Turbogenerators From 40MW to 1700MW, http://www.power.alstom.com/home/equipment___systems/generators/turbogenerators/7425.EN.php?languageId=EN&dir=/home/equipment___systems/generators/turbogenerators/
- [29] VERRIER, M., THIÉRY, m., MARTINET, G., New development in the Design of Generators for Nuclear Plants with reliability Target, CIGRÉ 2004, a1-105, 2004
- [30] MARINHO, J. M. T., Aplicação de Controle Fuzzy nos Sistemas de Excitação de Geradores Síncronos, Tese de M.Sc, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1998.
- [31] GUIMARÃES, C. H. C., Simulação Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Fenômenos de Longa Duração, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 2003.

- [32] IEEE, Standard Criteria for Independence of Class 1E Equipment and Circuits, STD 384, New York, NY, USA, 1992.
- [33] IEEE, Standard Criteria for Class 1E Power Systems for Nuclear Power Generating Stations, STD 308, New York, NY, USA, 2001.
- [34] IEEE, Standard Criteria for Safety for Nuclear Power Generating Stations, STD 603, New York, NY, USA, 1998.
- [35] IEEE, Standard Criteria for Security Systems for Nuclear Power Generating Stations, STD 692, New York, NY, USA, 1997.
- [36] IEEE, Standard Criteria for the Protection of Class 1E Power Systems and Equipment in Nuclear Generating Stations, STD 741, New York, NY, USA, 1997
- [37] ANSI/IEEE, Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations, STD C37.2, New York, NY, USA, 1996.
- [38] INOUE, T., ICHIKAWA, T., KUNDUR, P., HIRSCH, P., Nuclear Plant Models for Medium-to Long-Term Power System Stability Studies, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, n° 1, pp. 141-148, Feb 1995.
- [39] ICHIKAWA, T., INOUE, T., Light Water Reactor Plant Modeling for Power System Dynamics Simulation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, n.º 2, pp. 463-471, May 1988.
- [40] SHINAISHIN, M.A., SORIAL, N. N., Order Reduction of a Complete PWR-Plant Model and Optimal Designs of an Overall Plant Observer, IEEE Transactions on Nuclear Science, Vol. 36, n.º 1 pp. 1311-1316, Feb 1989.
- [41] XUEHAO, H., XUECHENG, Z., Pressurized Water Reactor Nuclear Power Plant (NPP) Modelling and the Midterm Dynamic Simulation After NPP Has Been Introduced into Power System, IEEE TENCON'93, pp.367-370, Beijing, 1993.

- [42] U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Standard Specifications Westinghouse Plants, NUREG 1431/1992, VOL1.
- [43] U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Standard Specifications Westinghouse Plants, NUREG 1431/1992, VOL2.
- [44] U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Standard Specifications Westinghouse Plants, NUREG 1431/1992, VOL3.
- [45] KUNDUR, P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, New York, NY, USA, 1994.
- [46] DE MELLO, F. P., Dinâmica e Controle da Geração, Edições UFSM, Santa Maria, RS, Brasil, 1983.
- [47] FILHO, Xisto Vieira, Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração, Editora Campus, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 1984.
- [48] PEDROSO, A. S., Anotações de aula da Disciplina COE 806 – Controle da Geração, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.
- [49] ONS, Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal, Procedimentos de Rede, Submódulo 10.8, Revisão 2, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Dez 2003.
- [50] ONS, Controle de Frequência Quando de Déficit de Geração no Sistema, Instrução de Operação Módulo 1.2 IOG-011, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, jan 2002.
- [51] ONS, Controle da Geração em Condição Normal, Instrução de Operação IO-CG.BR.01, Revisão 4, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Jul 2004.
- [52] UCTE, Policy 1 - Load-Frequency Control and Performance, Version 2.1, Brussels, Belgium, Jun. 2004.

- [53] UCTE, Appendix 1 - Load-Frequency Control and Performance, Version 1.8, Brussels, Belgium. Mar. 2004.
- [54] UCTE, Appendix 1A - The Area Control Error (ACE), Brussels, Belgium, Dec 1996.
- [55] UCTE, Appendix 1C - Frequency Response Requirement, Version 1, Brussels, Belgium, March 2002.
- [56] UCTE, Appendix 1D - Time Error Correction Procedures, Version 2, Brussels, Belgium, Feb. 2002.
- [57] NERC, Organization and Procedures Manual for NERC Standing Committees, Princeton, New Jersey, USA, 2004.
- [58] NPCC (Northeast power Coordinating Council), Market Manual 7: System Operations, Part 7.6: Glossary, IMO (Independent ElectricityMarket Operator), IMP-GOT-0002, Issue 6.0, New York, NY, USA, Dec 2004.
- [59] NPCC, Emergency Operation Criteria, Document A-3, New York, NY, USA, 2004.
- [60] ONS, Operação em Contingência na Área 500/345 KV Rio de Janeiro e Espírito Santo, Instrução de Operação IO-OC.SE.5RJ, Revisão 10, maio 2005.
- [61] ONS, Operação Normal da Área 500/345 KV Rio de Janeiro e Espírito Santo, Instrução de Operação IO-ON.SE.5RJ, Revisão 10, maio 2005.
- [62] ONS, Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, Leitura de 15/12/2004, Relatório Técnico RE-3/101/2005, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005

- [63] ONS, Gerência dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.8, Revisão 0, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, jul 2003.
- [64] CEPEL, Manual do Usuário do Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM, Versão 09-12/02, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.
- [65] ONS, Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3, Revisão 0, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Mar 2003.
- [66] ONS, Reatores Equivalentes nas Barras do SIN para Simulação de Curto-Circuito Monofásico em Estudos de Estabilidade - Dezembro 2005/2007, Relatório Técnico RE 3/32/2005, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [67] ONS, Estudos de Curto Circuito Período 2004-2007, Relatório Técnico RE 3-289-2004, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.
- [68] PRINCE, B., Operational Aspects of Generation Cycling, IEEE transactions on Power Systems, Vol. 5, n.º 4, pp. 1194-1203, Nov. 1990.
- [69] IEEE, Recommended Practice for Functional and Performance Characteristics of Control Systems for Steam Turbine-Generator Units, STD 122-1991, New York, NY, USA, 1992
- [70] ANSI/IEEE, Guide For Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants, STD C37.106-2003, New York, NY, USA, Feb 2004.
- [71] PECINGER, C. J., Summary of the "Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating plants" ANSI/IEEE C37.106-198X, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, n.º 1, pp. 153-158, 1988.
- [72] IEEE, Guide for the Application of Turbine Governing Systems, STD 1207, New York, NY, USA, 2004.

- [73] U.S NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Operating Experiences Feedback Report Turbine-generator Overspeed Protection Systems, NUREG 1275/1994, VOL11.
- [74] PEDROSO, A. S., Anotações de Aula da Disciplina COE 753 – Modelos Matemáticos para Máquinas Elétricas, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.
- [75] DE MELLO, F. P., Dinâmica das Máquinas Elétricas I, Edições UFSM, Santa Maria, RS, Brasil, 1983.
- [76] JORDÃO, Rubens Guedes, Máquinas Síncronas, Livros Técnicos e Científicos Editora/EDUSP, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 1980.
- [77] FITZGERALD, A. E., CHARLES, K., KUSKO, A., Máquinas Elétricas, McGraw-Hill, Recife, PE, Brasil, 1975.
- [78] IEEE, Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses, STD 1110, New York, NY, USA, 2002.
- [79] IEEE, Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines, STD 421.1, New York, NY, USA, 1986.
- [80] IEEE, Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, STD 421.5, New York, NY, USA, 1992.
- [81] ALBUJA, F. E. N., Controle Carga-Freqüência, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1984
- [82] ONS, Referência Técnica – Conceitos Básicos para Controle de Geração – RT-CG-.BR.02, Revisão 3, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [83] ONS, Definições e Glossário, Procedimentos de Rede, Submódulo 20.1, Revisão 0, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Mar 2002.

- [84] BRANDI, E. M., Desempenho Dinâmico e Adaptação de Controles Automáticos de Geração, Tese de M.Sc., Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1998.

- [85] BRANDI, E. M., JARDIM, J. L. A., Proposta de uma Nova Metodologia de Ajuste de Controles Automáticos de Geração, XV SNPTEE, Foz de Iguaçu, PR, Brazil, 1999.

- [86] IEEE, Recommended Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems, STD 94, New York, NY, 1991.

- [87] ONS, Padrões de Desempenho da Rede Básica, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.2, Revisão 2, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Dez 2002.

- [88] ONS, Áreas do Controle Automático de Geração do Sistema Interligado, Referência Técnica RT-CG.BR.04, Revisão 7, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Ago 2005.

- [89] ONS, Procedimentos para Determinação das Ampliações e Reforços na Rede Básica, Procedimentos de Rede, Submódulo 4.5, Revisão 0, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Out 2000.

- [90] KIMBARK, E.W., Power System Stability, Vol. 1, John Wiley & Sons Inc, New York, NY, USA, 1948.

- [91] OGATA, K., Engenharia de Controle Moderno, Livros Técnicos e Científicos Ltda, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1998.

- [92] GRAINGER, J. J., Power System Analysis, McGraw-Hill, New York, NY, USA, 1994.

APÊNDICE “A” - GERADOR ELÉTRICO E SISTEMA DE EXCITAÇÃO

Este anexo tem a pretensão de apenas apresentar alguns dados básicos referentes à modelagem do gerador elétrico e de seu sistema de excitação e controle associados, uma vez que tal assunto é bastante difundido em bibliografias especializadas. [22] [23] [74] [75] [76] [77]

Numa máquina síncrona, a dificuldade resultante da multiplicidade de circuitos magneticamente acoplados e das peculiaridades desses mesmos circuitos, conduz a sistemas de equações diferenciais simultâneas, de solução excessivamente trabalhosa. Para reduzir essa dificuldade recorre-se ao método de transformação linear de variáveis, pela qual as correntes de fase da máquina são substituídas por duas componentes de corrente: a de eixo direto e de quadratura. Substituições análogas são feitas para as tensões e fluxos concatenados.

A representação de uma máquina síncrona tem a convenção apresentada na figura A.1, onde são mostrados os eixos diretos, de quadratura e o eixo de referência que utiliza a fase "a" como referência.

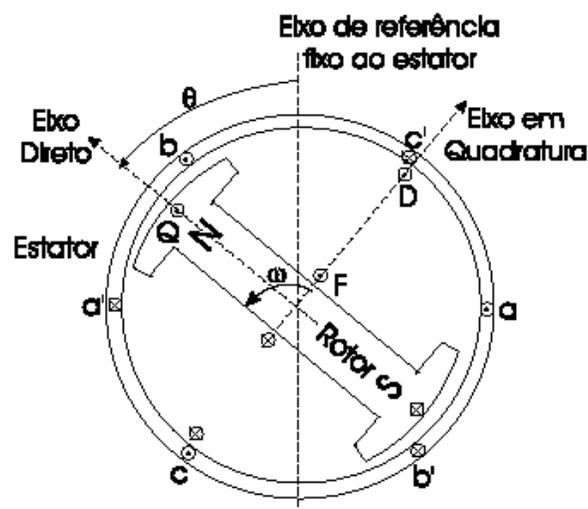


figura A.1 - representação física básica da máquina síncrona

Em condições de regime permanente, observando-se pelo lado do estator, o diagrama da figura A.2 representa os vetores estacionários no tempo e no espaço, isto é, as distribuições espaciais de corrente, campos e tensões mantem-se estáticas, os enrolamentos amortecedores permanecem em repouso (isentos de correntes elétricas) e a corrente de campo é ditada pela tensão da excitatriz e pela resistência do circuito de excitação.

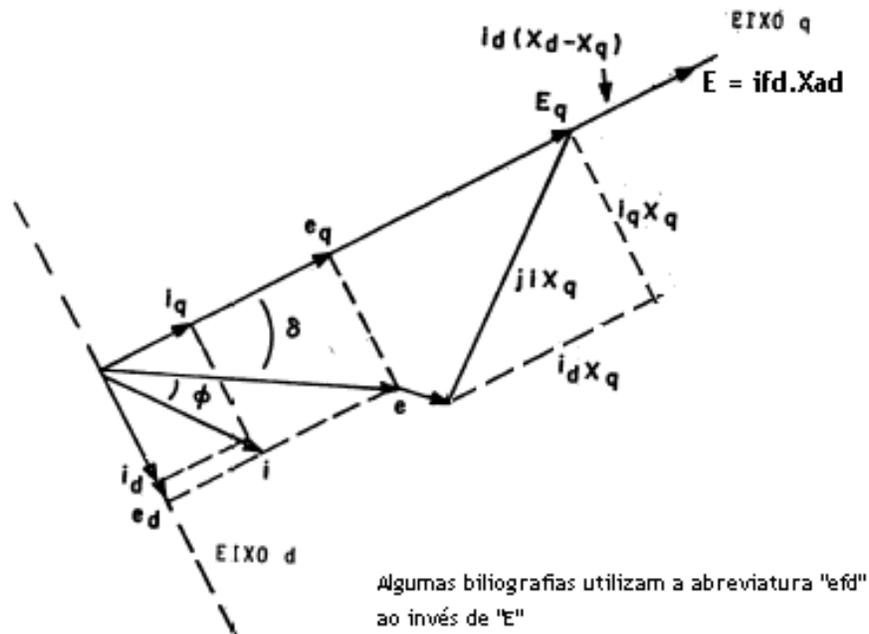


figura A.2 - representação vetorial das principais grandezas de uma máquina síncrona

onde;

e = tensão de fase da armadura;

e_d, e_q = componentes de eixo direto e quadratura da tensão de fase da armadura;

E_q = tensão de campo sem a contribuição dos efeitos de fluxo do entreferro;

E = força magneto motriz (FMM) interna do campo (= e_{fd});

I = corrente de fase da armadura;

i_d, i_q = componentes do eixo direto e quadratura da corrente de fase da armadura;

i_{fd} = corrente de campo;

X_d, X_q = reatâncias do eixo direto e quadratura da armadura;

X_{ad} = reatância mútua estator/rotor do eixo d;

ϕ = ângulo do fator de potência;

δ = ângulo de carga;

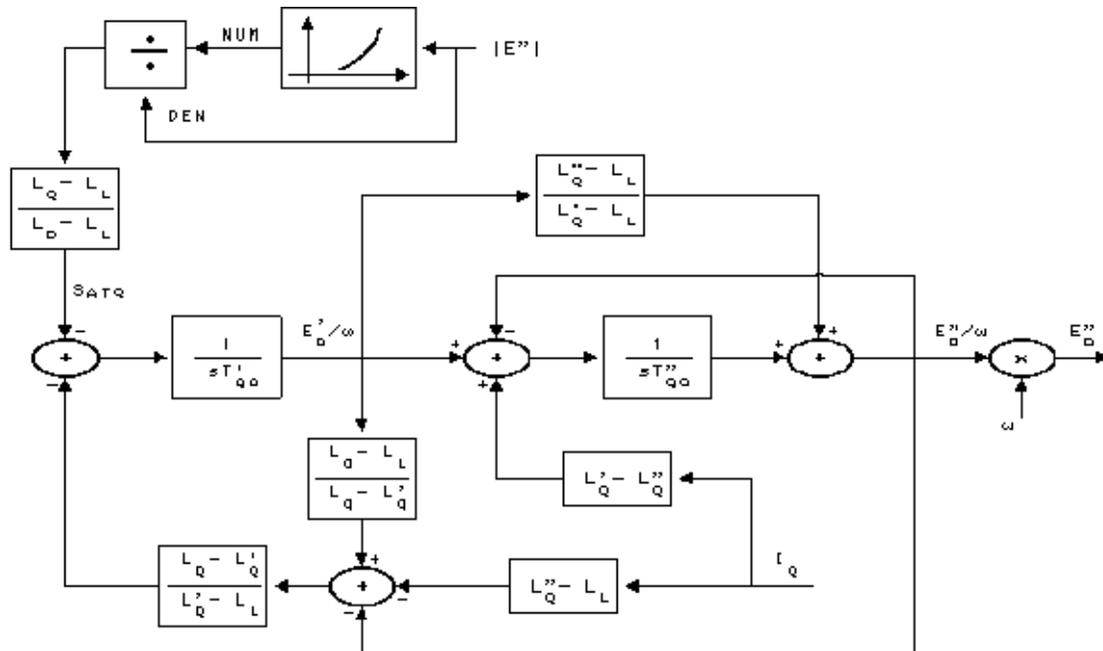


figura A.4 – máquina síncrona - modelagem do eixo em quadratura [64] [75] [78]

Onde, os principais parâmetros são:

- L_d = Indutância síncrona de eixo direto (%);
- L_q = Indutância síncrona de eixo em quadratura, (%);
- $L'd$ = Indutância transitória de eixo direto, em (%);
- $L''d$ = Indutância subtransitória de eixo direto, em (%);
- L_l = Indutância de dispersão da armadura, em (%);
- $T'do$ = Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, (s);
- $T''do$ = Constante de tempo subtransitória - eixo direto em circuito aberto, (s);
- $T''qo$ = Constante de tempo subtransitória - eixo quadratura em circuito aberto, (s);
- E_{fd} = Tensão de campo da máquina, (pu);
- E_q = Tensão proporcional à corrente de campo da máquina, (pu);
- $E'd$ = Tensão transitória da máquina projetada no eixo d, (pu);
- $E'q$ = Tensão transitória da máquina projetada no eixo q, (pu);
- $E''d$ = Tensão subtransitória da máquina projetada no eixo d, (pu);
- $E''q$ = Tensão subtransitória da máquina projetada no eixo q, (pu);
- $|E''|$ = Módulo da tensão subtransitória da máquina, (pu);

I_d = Corrente da armadura da máquina projetada no eixo d, (pu);

I_q = Corrente da armadura da máquina projetada no eixo q, (pu);

I_{fd} = Corrente de campo da máquina, (pu);

Sat = Saturação da máquina, (pu);

A função básica do sistema de excitação é alimentar em corrente contínua o enrolamento de campo das máquinas síncronas. Adicionalmente, o sistema de excitação deve desempenhar funções de controle e proteção essenciais para o funcionamento adequado da máquina através da tensão de campo e dos fluxos de reativos, assegurando que os limites de operação da máquina síncrona e de seu sistema de excitação não sejam violados.

Os sistemas de excitação são muito importantes ao bom desempenho do sistema de potência, tendo um importante papel na estabilidade do sistema elétrico, devendo ser capazes de responder rapidamente as perturbações na tensão terminal do gerador e de modular a tensão de campo para amortecer as oscilações eletromecânicas existentes.

Um sistema de excitação bem ajustado deve satisfazer a três requisitos de desempenho:

- proporcionar boa regulação de tensão em regime permanente;
- apresentar bom desempenho transitório para grandes perturbações;
- apresentar bom desempenho transitório para pequenas perturbações.

Os sistemas de excitação modernos são do tipo estático, capazes de responder de forma praticamente instantânea, com um alto teto para saturação. Entretanto, uma rápida variação na corrente e no fluxo magnético do campo da máquina não é possível devido à natural constante de tempo $T'do$, com valores entre 4 e 9 segundos. Tal fato introduz uma característica de atraso na função de transferência da máquina e constitui o ponto importante do problema de controle da excitação dos geradores síncronos, que não será detalhado neste trabalho por não fazer parte de seu escopo.

[30] [31]

O princípio de operação dos sistemas de excitação atuais é a combinação de uma alta resposta inicial e o uso efetivo de sinais adicionais estabilizadores. Além da tensão terminal, a velocidade do rotor, freqüência ou potência elétrica são as variáveis normalmente utilizadas atualmente no controle da excitação.

Os principais blocos componentes de um sistema de excitação estão mostrados na figura A.5.

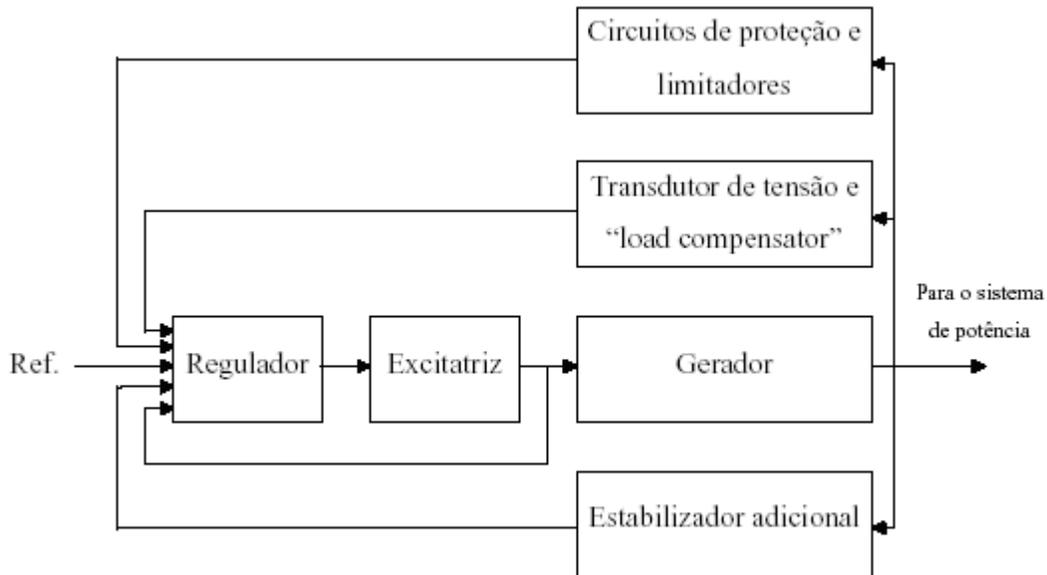


figura A.5 – diagrama de blocos de um sistema de excitação [79] [80]

Nos sistemas do tipo estático, a excitatriz é constituída de retificadores controlados ou não controlados, que podem ser alimentados a partir da barra terminal do gerador, de uma barra auxiliar, ou ainda de enrolamentos auxiliares do próprio gerador. Um transformador é empregado para converter a tensão (e também a corrente nos sistemas compostos) para um nível adequado.

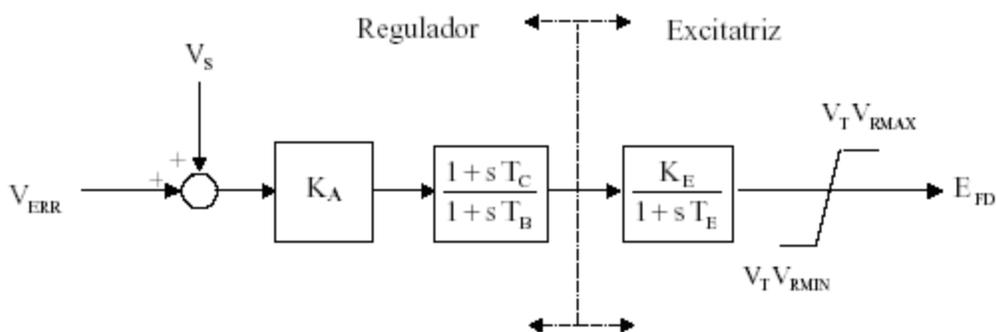


figura A.6 – diagrama de blocos de um regulador e excitatriz

A entrada VERR corresponde ao sinal de erro entre a tensão de referência e a tensão que se deseja controlar. A entrada VS corresponde ao sinal adicional estabilizante, proveniente do bloco do estabilizador suplementar (PSS). A variável de saída EFD é a tensão aplicada ao campo do gerador, podendo atingir valores negativos na maioria dos equipamentos existentes.

Os limites superior e inferior do limitador de tensão de saída EFD são funções da tensão terminal VT (exceto quando o sistema é alimentado a partir de um barramento auxiliar), e da corrente de campo IFD.

O regulador processa e amplifica o sinal de entrada, gerando o sinal que irá controlar a excitatriz. Além da função de regulação de tensão propriamente dita (AVR), inclui a função de estabilização do sistema de excitação, que pode ser feita por meio de uma realimentação taquimétrica ou por compensação “lead-lag”. O parâmetro “KA” modela o ganho total do canal direto, constituído quase que totalmente pelo ganho do regulador automático de tensão.

O transdutor de Tensão Terminal mede a tensão terminal do gerador, retifica e filtra o seu valor a um nível CC que será comparado com uma tensão de referência. Opcionalmente, através do dispositivo de compensação de carga (“load compensator”), pode ser calculada a tensão em um ponto eletricamente afastado dos terminais do gerador, cujo valor será efetivamente empregado para regulação.

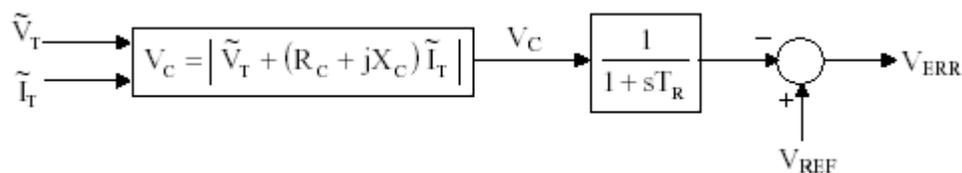


figura A.7 – diagrama de blocos do transdutor de tensão e do compensador de carga

Quando a compensação não é explorada ($RC = XC = 0$), o diagrama se reduz a um circuito sensor e um comparador. A tensão terminal é medida, retificada e filtrada a um valor CC. A constante de tempo TR modela o processo de retificação e filtragem, tendo um valor muito pequeno (da ordem de 20 ms) que na maioria dos casos pode ser ignorado, eliminando-se o bloco correspondente. Quando uma compensação é

desejada, devem ser utilizados valores de RC e XC correspondentes à impedância que se deseja compensar, no sistema de bases adotado para o gerador. Duas formas de compensação podem ser empregadas. Valores positivos para RC e XC correspondem à escolha de um ponto de regulação interno ao gerador. Este artifício é normalmente empregado quando dois ou mais geradores são conectados a uma mesma barra, compartilhando um mesmo transformador elevador. Cria-se desta forma uma impedância artificial de acoplamento entre as unidades que permitirá o correto compartilhamento de potência reativa entre as unidades geradoras. Quando as unidades geradoras são conectadas ao sistema de transmissão através de transformadores individuais, é conveniente regular a tensão em um ponto além dos terminais da máquina, empregando no modelo valores negativos para RC e XC. Desta forma, a impedância efetiva do ponto de regulação para o sistema, vista pelo regulador de tensão, será reduzida. Usualmente, o valor compensado é de 2/3 da reatância do transformador elevador (“line droop compensator”).

O Estabilizador Adicional (PSS) fornece o sinal adicional ao regulador de tensão que irá amortecer as oscilações do sistema de potência. Os sinais de entrada comumente usados são os desvios de velocidade mecânica, de frequência elétrica, de potência elétrica ou de potência acelerante. Como são requeridos os desvios destas variáveis em relação ao ponto de equilíbrio, se faz necessário o uso de filtros “wash-out” que também incorpora o ganho “KS” da malha, evitando que componentes contínuos no sinal de entrada provoquem desvios de tensão terminal. A constante de tempo Tw do filtro não é crítica e pode estar na faixa de 1 a 20 segundos. A principal consideração é que ela deve ser grande o bastante para não distorcer os sinais de entrada na faixa de frequências das oscilações eletromecânicas, mas não tão elevada para não provocar desvios indesejados de tensão terminal do gerador durante os fenômenos de dinâmica mais lenta [45], como por exemplo o de tomada de carga.

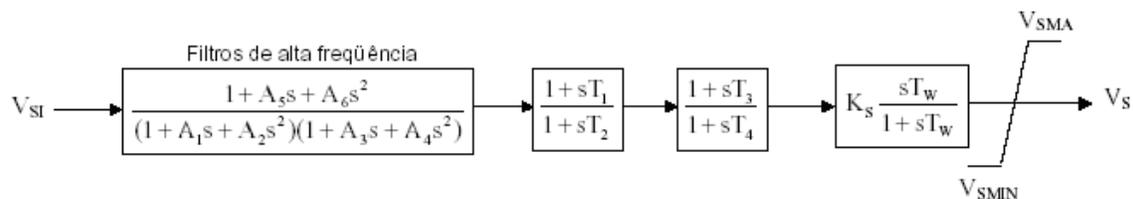


figura A.8 – diagrama de blocos do estabilizador adicional (PSS)

Os filtros de alta frequência minimizam a interação de modos torsionais do eixo do gerador na malha de controle, principalmente quando se utiliza velocidade mecânica como sinal de entrada em unidades geradoras termelétricas. A modelagem visa tão somente levar em conta a contribuição de fase destes filtros nas frequências de oscilações eletromecânicas. Nas unidades hidráulicas este efeito é menos pronunciado, podendo o bloco ser ignorado.

A tensão de saída V_S é o sinal estabilizante que adicionado ao erro de tensão V_{ERR} no diagrama da figura A.6 deve ser limitada para evitar que esforços elevados de controle provoquem desvios inaceitáveis de tensão.

Nos sistemas de excitação de grandes máquinas há uma variedade de funções de controle e proteção que garantem a operação do gerador dentro de seus limites tais como o limitador de corrente de campo, limitador de máxima excitação, limitador de tensão terminal, dentre outros que não serão apresentados neste trabalho.

APÊNDICE “B” – TEORIA BÁSICA DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

B.1 Introdução

Este anexo tem como objetivo descrever as bases do sistema automático de geração que tem como meta restabelecer os valores nominais de frequência e fluxo de potência de intercâmbio entre áreas logo após a ocorrência de um desequilíbrio de carga e geração num sistema elétrico interligado. Sua atuação é de natureza secundária, através do ajuste da referência da geração ativa das unidades geradoras participantes deste controle.

Inicialmente, quando há um desequilíbrio entre carga e geração, a regulação primária ocorre através dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, estabelecendo um novo equilíbrio, ajustando as turbinas para um outro valor de potência e rotação (frequência). Esse equilíbrio é provisório até a atuação do controle secundário.

B.2 Regulação Própria e Modelagem do Sistema

A análise inicial aborda a situação de um sistema elétrico em estado de equilíbrio num determinado instante (t_1) e logo em seguida (t_2) ocorre um aumento de carga que ocasiona um déficit momentâneo de geração. Inicialmente, esse aumento de carga é suprido através da energia cinética das massas girantes, ocasionando uma redução da velocidade de rotação das máquinas e conseqüentemente, da frequência elétrica.

A carga elétrica, de um modo geral, varia em maior ou menor grau com a frequência e portanto uma redução da frequência implica numa redução de carga. Isto explica o fato do sistema elétrico conseguir buscar um ponto de equilíbrio mesmo que não houvesse nenhuma atuação de controle. Essa propriedade denomina-se regulação própria do sistema, normalmente expressa por "D", sendo chamado de coeficiente de amortecimento.

A figura B.2.1 mostra a variação linear da carga com a frequência, normalmente representado na modelagem de estudos de controle de geração.

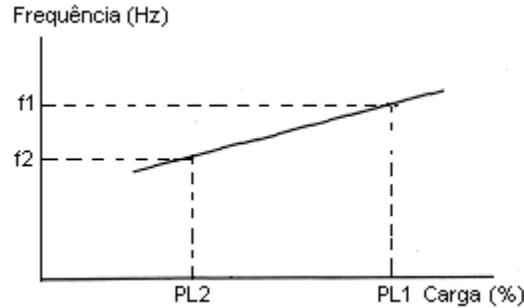


figura B.2.1 – variação linear da carga com a freqüência

Essa característica de amortecimento (inclinação da curva) é definida como:

$$D = [PL1 - PL2] / [f1 - f2] \quad \text{MW/Hz} \quad (\text{B.2.1})$$

O coeficiente de amortecimento "D" não é constante, apresentando valores diferenciados para cada ponto de operação do sistema, por exemplo carga pesada ou carga leve, uma vez que o tipo de carga conectada ao longo de um período de tempo é variável. Geralmente os valores dos coeficientes de amortecimento são baixos, da ordem de 1 %, e portanto variações significativas de carga podem gerar grandes variações de freqüência fazendo com que o sistema de potência atinja níveis operacionais inaceitáveis.

Por esta razão, as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação automática de velocidade, que atuam no sentido de elevar ou reduzir a potência da unidade (controle primário).

O modelo matemático para a regulação própria do sistema está mostrado na figura B.2.2. [45] [47] [48] [81]

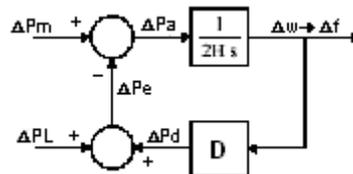


figura B.2.2 – diagrama de blocos da regulação própria do sistema

Em pu, um valor de $D = 2$ significa que uma variação de 1% na freqüência causará uma alteração de 2% no valor da carga

onde:

- $D = \Delta P_d / \Delta f =$ coeficiente de amortecimento,
- $\Delta P_d =$ variação da carga do sistema em função da freqüência,
- $\Delta w (\Delta f) =$ variação de velocidade do rotor (variação de freqüência),
- $\Delta P_L =$ variação de carga do sistema (na freqüência nominal),
- $\Delta P_e =$ variação da potência (torque) elétrico,
- $\Delta P_m =$ variação da potência (torque) mecânico (turbina),

$$\Delta P_e = \Delta P_L (1 + D \Delta f) \quad (B.2.2)$$

Uma vez que um sistema de potência é composto por várias unidades geradoras, outro conceito importante a ser inserido no diagrama de blocos da figura B.2.2 é o coeficiente de torque sincronizante que corresponde a troca de potência entre máquinas.

Sua definição está baseada na expressão de potência da figura B.2.3:

$$P_{12} = [(E_1.E_2) / X_{12}] \text{sen } \delta_{12} \quad (B.2.3)$$

Para pequenas variações em torno de um ponto de operação, a equação B.2.3 pode ser linearizada e expressa na forma de pequenas variações

$$\Delta P_{12} = [(E_1.E_2) / X_{12}] \text{cos } \delta_{12} \cdot \Delta \delta_{12} \quad (B.2.4)$$

O coeficiente $[(E_1.E_2) / X_{12}] \text{cos } \delta_{12}$ da curva mostrada na figura B.2.3 pode ser considerado como a inclinação $\Delta P_{12} / \Delta \delta$ da curva ângulo-potência em torno do ponto de operação. A variação do ângulo é obtida pela integração da variação da freqüência entre as máquinas

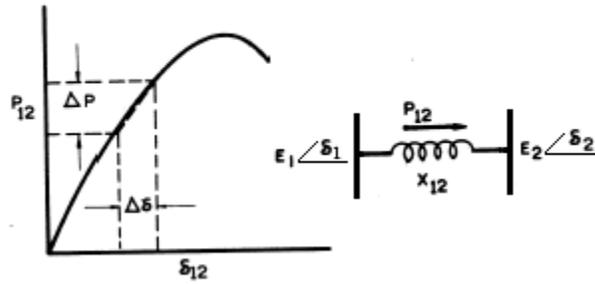


figura B.2.3 – curva ângulo-potência

Então o coeficiente de torque sincronizante é definido como:

$$T = \left[\frac{E_1 - E_2}{X_{12}} \right] \cos \sigma_{12} \quad (\text{B.2.5})$$

As figuras B.2.4 e B.2.5 mostram o diagrama de blocos de um sistema composto de duas máquinas. O modelo é o mesmo quando se tratar de expandi-lo para diversas máquinas ou diversas áreas, devendo seus valores unitários substituídos por seus equivalentes.

O intercâmbio de potência entre máquinas/áreas, denominado ΔP_{TL} age como uma carga para um grupo de máquinas e como uma geração para o outro grupo, por esse motivo há indicação adequada dos sinais nos somadores de potência.

Sua definição é:

$$\Delta P_{TL12} = [T (\Delta f_1 - \Delta f_2)] / s \quad (\text{B.2.6})$$

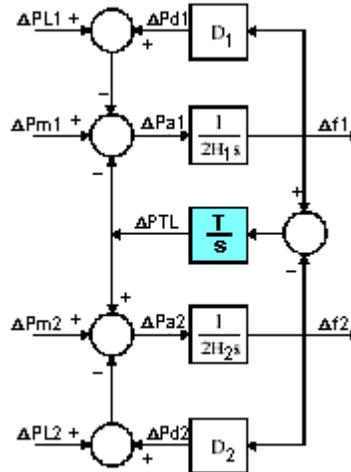


figura B.2.4 – diagrama de blocos de sistema composto por duas áreas

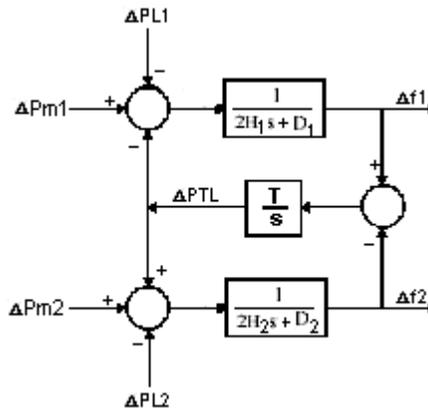


figura B.2.5 – diagrama simplificado da figura B.2.4

Através da figura B.2.4, adotando-se como iguais os parâmetros de inércia e amortecimento de ambas as áreas e atribuindo uma variação de carga na área 1 ($\Delta PL1$) na forma de degrau, tem-se:

$$\frac{\Delta f1}{\Delta PL1} = - \frac{Meqs^2 + Deqs + T}{(Meqs + Deq)(Meqs^2 + Deqs + 2T)} \quad (B.2.7)$$

onde,

$$M_{eq} = 2H_{eq},$$

$$H_{eq} = H_1 + H_2 = \text{inércia equivalente do sistema},$$

$$D_{eq} = D_1 + D_2 = \text{amortecimento equivalente do sistema}.$$

Pelo teorema do valor final ($t = \infty$),

$$\Delta f_1 = -\Delta PL_1 \left(\frac{T}{2 \cdot D_{eq} \cdot T} \right) = -\frac{\Delta PL_1}{2D_{eq}} \quad (\text{B.2.8})$$

A função de transferência da figura B.2.4 para um degrau unitário de variação de carga na área 1 é:

$$\Delta f_1(s) = -\frac{M_{eq}s^2 + D_{eq}s + T}{sM_{eq}^2 \left(s + \frac{D_{eq}}{M_{eq}} \right) \left(s^2 + \frac{D_{eq}}{M_{eq}}s + \frac{2T}{M_{eq}} \right)} \quad (\text{B.2.9})$$

Geralmente $(D_{eq}/M_{eq}) \ll 2T/M_{eq}$ e portanto a expressão B.2.9 pode ser expressa da seguinte forma:

$$\Delta f_1(s) = -\frac{M_{eq}s^2 + D_{eq}s + T}{sM_{eq}^2 \left(s + \frac{D_{eq}}{M_{eq}} \right) \left(s + \frac{D_{eq}}{M_{eq}} \right)^2 + \frac{2T}{M_{eq}}} \quad (\text{B.2.10})$$

A resposta típica do sistema no tempo face a uma variação de carga é:

$$\Delta f_1(t) = K_1 + K_2 e^{-\left(\frac{D_{eq}}{M_{eq}}\right)t} + K_3 e^{-\left(\frac{D_{eq}}{2M_{eq}}\right)t} \text{sen} \left(\sqrt{\frac{2T}{M_{eq}}} t + \theta \right) \quad (\text{B.2.11})$$

O comportamento típico da variação da freqüência e da potência de sincronização está mostrado na figura B.2.6, onde pode ser observado: [46]

- O desvio final de freqüência entre ambas as áreas se estabiliza em $\Delta PL/Deq$;
- As oscilações de freqüência e de potência sincronizante correspondem a uma freqüência de $\sqrt{2T/Meq}$; geralmente em torno de 0,2 à 2,0 Hertz;
- quanto menor for a reatância entre máquinas ou entre sistemas, maior será a potência de sincronização e também a freqüência de oscilação;
- os enrolamentos amortecedores e as perdas magnéticas nas máquinas contribuem para o amortecimento das oscilações

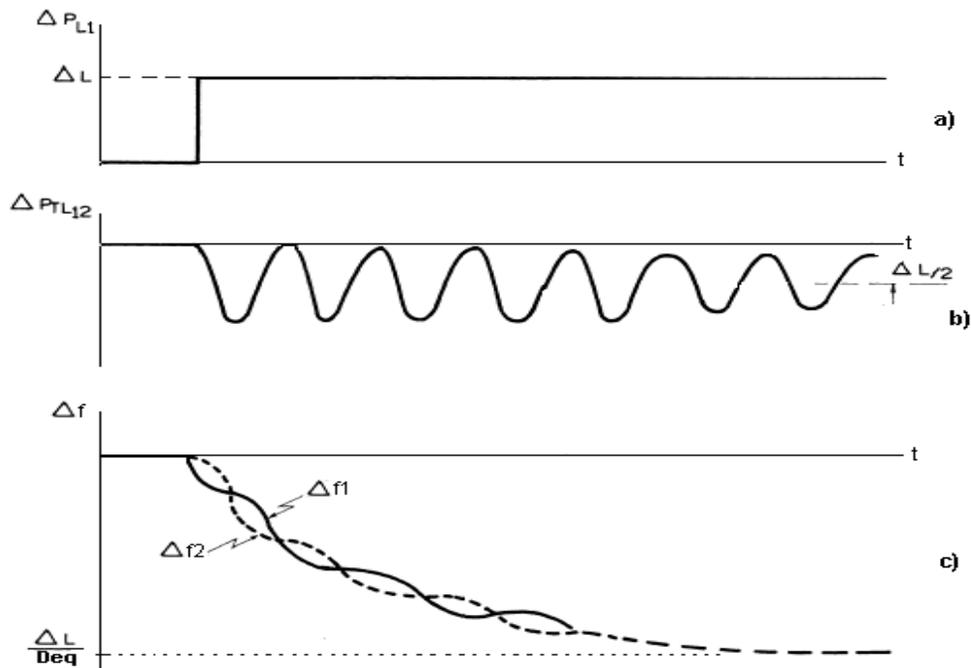


figura B.2.6 – comportamento típico da variação da freqüência e da potência de sincronização

Quando as áreas de controle apresentam inércias e amortecimentos diferenciados, as variações de frequência e potência sincronizante em cada área são distribuídas em função dessas características.

Para a análise da variação carga-freqüência de uma determinada área pertencente a um grande sistema, pode-se considerar esse sistema como uma barra infinita e dessa forma, sua variação de freqüência é considerada igual a zero ($\Delta f_2 = 0$), conforme mostrado na figura B.2.7

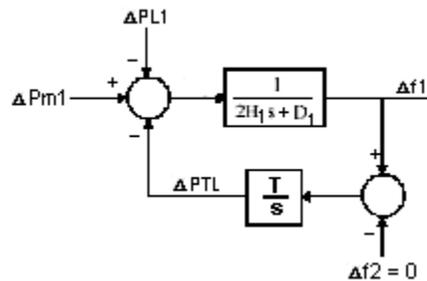


figura B.2.7 – representação básica de uma área de controle

B.3 Regulação Primária

No item anterior foi analisado o comportamento do sistema elétrico frente a uma variação instantânea de carga supondo que as unidades geradoras não pudessem participar na recomposição da freqüência (regulador de velocidade bloqueado) através do aumento da geração de potência ativa.

A regulação primária, exercida pelos reguladores de velocidade das turbinas, fazem com que o estado de equilíbrio seja atingido de forma mais rápida e mais próxima da freqüência nominal do sistema, efetuando a abertura ou o fechamento da válvula de admissão de fluido (água ou vapor) para a turbina.

O diagrama de blocos da atuação da regulação primária de geração para uma área isolada (denominada 1) está mostrado na figura B.3.1. O bloco com a função de transferência $1 / (1 + sT_{S1})$ corresponde ao conjunto de conversão termodinâmica de uma unidade termelétrica, mostrado na figura 4.4.9 do item 4.4.

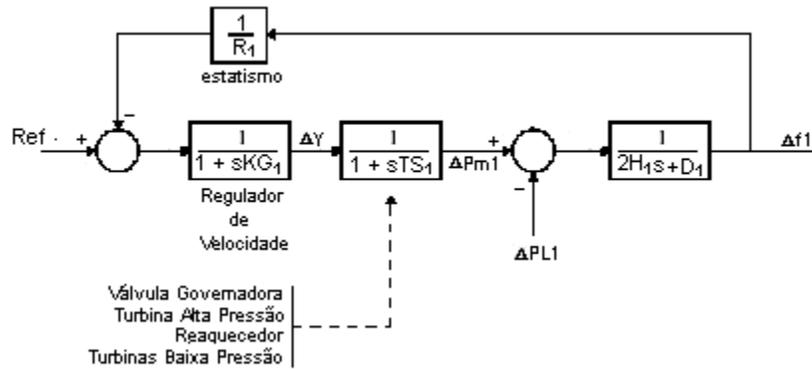


figura B.3.1 – diagrama de blocos da regulação primária

Simplificando o diagrama de blocos e utilizando o teorema do valor final ($t = \infty$), verifica-se que o a frequência para o novo ponto de equilíbrio é dado por:

$$\Delta f1 = -\Delta PL1 / [1/R1 + D1] \quad (B.3.1)$$

O inverso do fator de regulação de velocidade ($1/R$) é denominado estatismo e este é fixado pelo ONS em 5 %, porém uma análise matemática da curva de variação da frequência versus potência gerada (figura B.3.2) indica:

$$P1 - P2 = - 1/R [f1 - f2] \quad (B.3.2)$$

$$P1 - P2 + 1/R [f1 - f2] = 0 \quad (B.3.3)$$

$$1/R = [P2 - P1] / [f1 - f2] \quad (B.3.4)$$

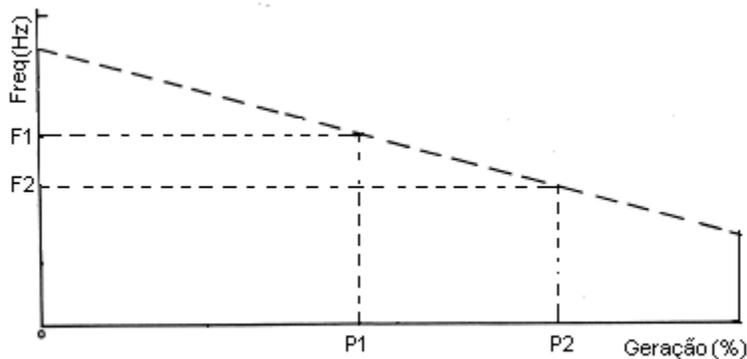


figura B.3.2 – curva de variação da frequência X geração para regulação primária

Logo $1/R$ tem como unidade MW/Hz e portanto é um parâmetro de energia, também chamado de energia de regulação da máquina.

Quando se analisa a variação de carga versus frequência, a curva da figura B.3.2 referente a regulação de velocidade não leva em consideração a variação da carga devido à variação de frequência. Introduzindo essa influência (figura B.2.1), a geração necessária P_2 da curva B.3.2 passa a ser P_2' , como mostrada nas figuras B.3.3 e B.3.4

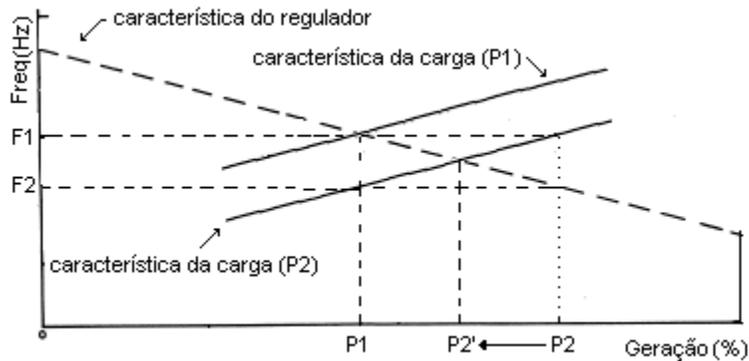


figura B.3.3 – efeito da carga com a variação da frequência

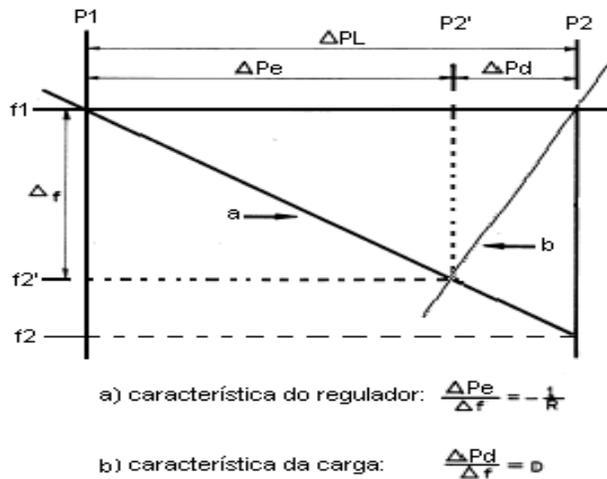


figura B.3.4 – influência da característica da carga no valor da frequência final

O denominador da equação B.3.1 define a característica de variação da frequência em função da regulação da velocidade e da carga elétrica sendo denominado "característica natural da área de controle", apresentado na equação B.3.5, conceito esse a ser analisado com mais detalhes no item B.3.4 que aborda sobre regulação secundária.

Portanto,

$$\beta = D + 1/R \quad \text{MW/Hz} \quad (\text{B.3.5})$$

Utilizando o mesmo princípio da figura B.3.1, a figura B.3.5 mostra o diagrama de blocos de uma área isolada com três máquinas. Considera-se uma área de controle de geração uma parte do sistema elétrico com suas unidades geradores interligadas operando sincronizadamente de forma que os desvios de frequência são praticamente idênticos, isto é $\Delta f_1 = \Delta f_2 = \Delta f_3$. Neste caso o valor da frequência para o novo ponto de equilíbrio do sistema quando submetido a uma variação de carga PL está relacionado ao estatismo equivalente.

$$\Delta f = \Delta PL / [1/R_1 + 1/R_2 + 1/R_3 + D] \quad (\text{B.3.6})$$

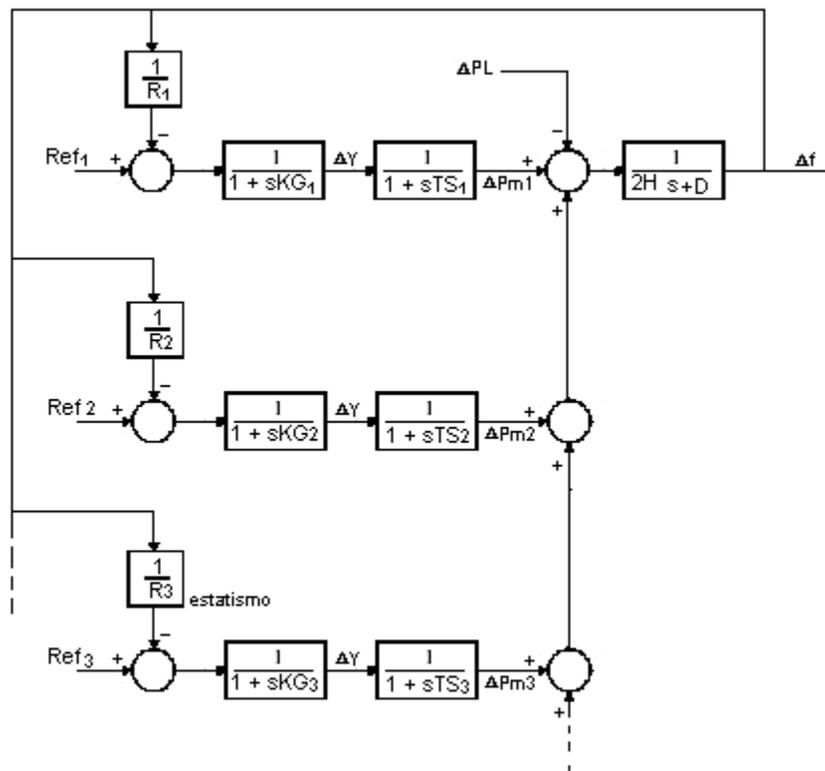


figura B.3.5 – representação de área isolada com três unidades geradoras

A regulação de velocidade de cada unidade é ajustada em função de seu valor programado de geração, conforme mostrada na figura B.3.6. Desta forma fica assegurada a repartição do aumento de carga de uma área de forma proporcional entre as unidades geradores participantes da regulação primária.

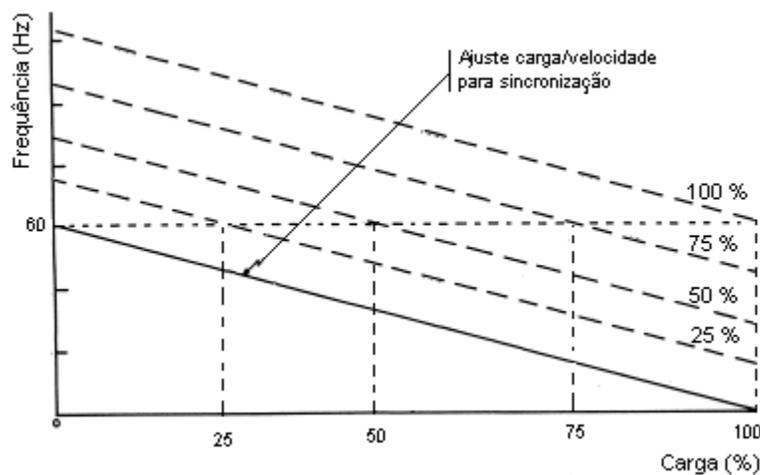


figura B.3.6 – regulação de velocidade para vários ajustes de carga

Na recomposição do balanço de geração, a resposta de cada unidade geradora depende das características do regulador de velocidade, da turbina, da dinâmica de geração de calor versus variação de pressão de vapor nas unidades térmicas e da dinâmica de vazão versus pressão de água nas unidades hidráulicas. Isto é, cada tipo de unidade geradora tem sua resposta típica.

Dentre as unidades térmicas, as diferenças de respostas estão associadas à dinâmica do combustível utilizado (óleo, gás, carvão, fissão nuclear etc) e do processo termodinâmico (vapor saturado ou reaquecido, ciclo combinado ou simples etc) que definem as características do conjunto turbo-gerador. A figura B.3.7 mostra as respostas típicas para alguns tipos de unidades geradoras

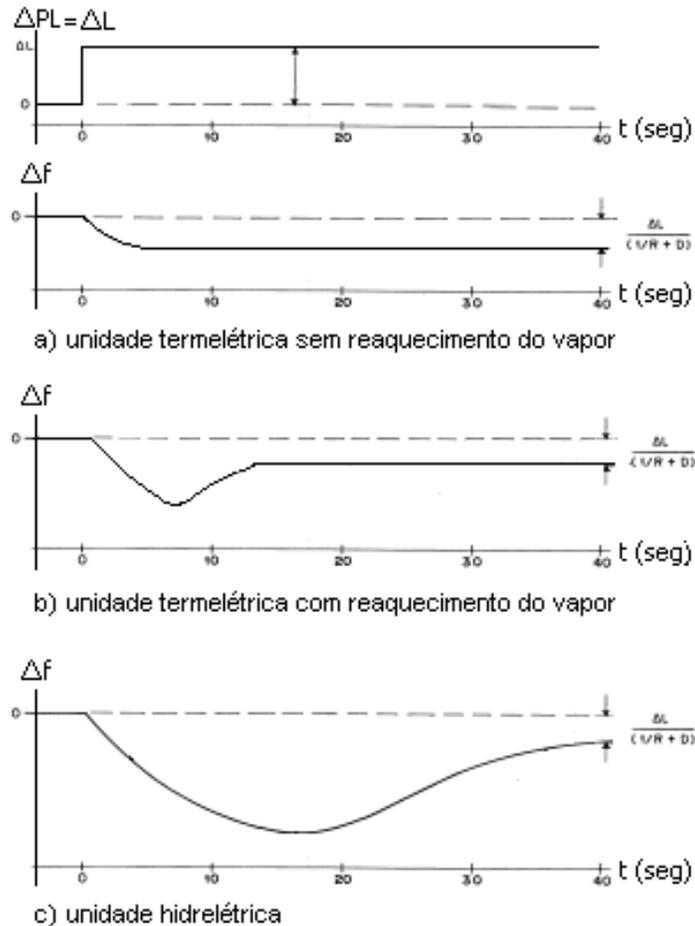


figura B.3.7 – resposta típica de unidades de geração elétrica

Para áreas interligadas, representada na figura B.3.8, a diferença em relação a um sistema isolado é que a frequência de cada área pode apresentar diferenças transitórias entre si, mas ao longo do tempo, seu valor médio deverá ser idêntico, isto é, o desvio de frequência em estado de equilíbrio deverá ser o mesmo para todas as áreas interligadas, independente de qual área ocorreu a alteração de carga.

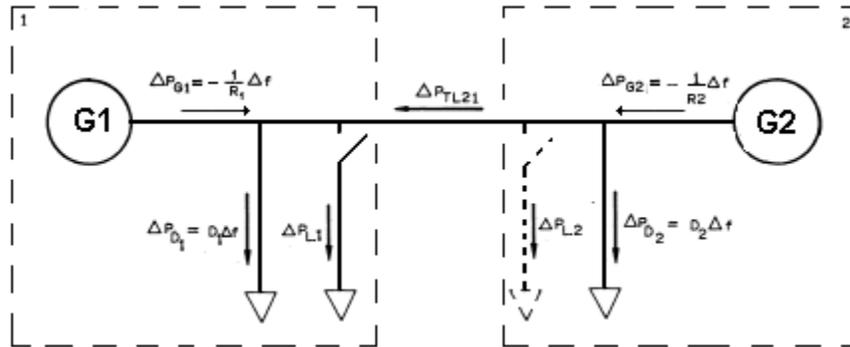


figura B.3.8 – representação de duas áreas interligadas

A figura B.3.9 mostra o diagrama de blocos equivalente de duas áreas interligadas, ambas com apenas regulação primária.

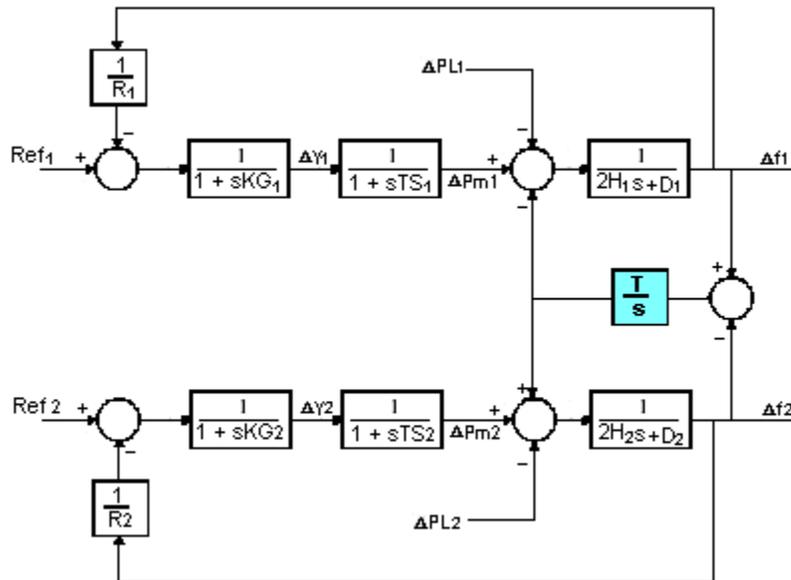


figura B.3.9 – diagrama equivalente de duas áreas interligadas

Reduzindo o diagrama de blocos da figura B.3.9 na forma indicada na figura B.3.10, pode-se escrever as seguintes equações:

$$\Delta PL1(s) - \Delta PTL12(s) = \Delta F1(s) / G1(s); \quad (B.3.7)$$

$$\Delta PL2(s) - \Delta PTL21(s) = \Delta F2(s) / G2(s); \quad (B.3.8)$$

$$[\Delta F1(s) - \Delta F2(s)] (2\pi T/s) = \Delta PTL12(s); \quad (B.3.9)$$

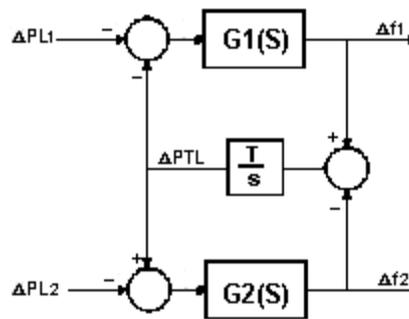


figura B.3.10 – diagrama de blocos reduzido de duas áreas interligadas

Aplicando degraus de variação de carga $\Delta PL1/s$ e $\Delta PL2/s$, pode-se obter os valores de $\Delta F1(s)$, $\Delta F2(s)$ e $\Delta T12(s)$ e através da transformada inversa de Laplace tem-se $\Delta F1(t)$, $\Delta F2(t)$ e $\Delta T12(t)$.

A obtenção dos valores de freqüência após o sistema ter atingido o equilíbrio podem ser calculados através das equações de movimento:

$$\Delta PG1(t) - \Delta PL1(t) = \frac{2H1}{f_0} \cdot \frac{d}{dt} [\Delta f1(t) + D1\Delta f1(t) + \Delta PTL12]; \quad (B.3.10)$$

$$\Delta PG2(t) - \Delta PL2(t) = \frac{2H2}{f_0} \cdot \frac{d}{dt} [\Delta f2(t) + D2\Delta f2(t) + \Delta PTL21]; \quad (B.3.11)$$

Após o sistema ter atingido o equilíbrio ($\Delta f_1 = \Delta f_2$);

$$\Delta PG_1(t) - \Delta PL_1(t) = D_1 \Delta f_{fp}(t) + \Delta PTL_{12}; \quad (B.3.12)$$

$$\Delta PG_2(t) - \Delta PL_2(t) = D_2 \Delta f_{fp}(t) - \Delta PTL_{12}; \quad (B.3.13)$$

onde,

$$\Delta f_{fp} = f_1(t) - f(\text{equilíbrio}) = f_2(t) - f(\text{equilíbrio}), \quad (B.3.14)$$

Uma vez que,

$$\Delta PG_1(t) = - (1/R_1) \Delta f_{fp}; \quad (B.3.15)$$

$$\Delta PG_2(t) = - (1/R_2) \Delta f_{fp}; \quad (B.3.16)$$

Introduzindo (B.3.15) e (B.3.16) nas equações (B.3.12) e (B.3.13);

$$-\Delta PL_1(t) - \Delta PL_2(t) = \Delta f_{fp} (D_1 + 1/R_1 + D_2 + 1/R_2); \quad (B.3.17)$$

$$-\Delta PL_1(t) - \Delta PL_2(t) = \Delta f_{fp} [\beta_1 + \beta_2]; \quad (B.3.18)$$

$$\Delta f_{fp} = - (\Delta PL_1 + \Delta PL_2) / (\beta_1 + \beta_2); \quad (B.3.19)$$

Substituindo B.3.15, B.3.19 em B.3.12 tem-se:

$$\Delta PTL_{12} = [(\beta_1 \Delta PL_2) - (\beta_2 \Delta PL_1)] / (\beta_1 + \beta_2), \quad (B.3.20)$$

Havendo mais de duas áreas de controle, a forma de equacionamento é:

$$\Delta PG_1 - \Delta PL_1 = D_1 \Delta f_{fp} + \Delta PTL_1; \quad (B.3.21)$$

$$\Delta PG_2 - \Delta PL_2 = D_2 \Delta f_{fp} + \Delta PTL_2; \quad (B.3.22)$$

$$\Delta PG_3 - \Delta PL_3 = D_3 \Delta f_{fp} + \Delta PTL_3; \quad (B.3.23)$$

onde:

ΔP_{LT1} , ΔP_{LT2} e ΔP_{LT3} são os valores das variações de intercâmbios líquidos totais de cara área.

Utilizando o conceito das equações (B.3.15) e (B.3.16) através da substituição nas equações B.3.21 à B.3.23 tem-se:

$$- (1/R_1) \Delta f_{rp} - \Delta P_{L1} = D_1 \Delta f_{rp} + \Delta P_{TL1}; \quad (B.3.24)$$

$$- (1/R_2) \Delta f_{rp} - \Delta P_{L2} = D_2 \Delta f_{rp} + \Delta P_{TL2}; \quad (B.3.25)$$

$$- (1/R_3) \Delta f_{rp} - \Delta P_{L3} = D_3 \Delta f_{rp} + \Delta P_{TL3}; \quad (B.3.26)$$

Somando todos os membros das equações B.3.24 à B.3.26:

$$- [(1/R_1 + 1/R_2 + 1/R_3) + (D_1 + D_2 + D_3)] \Delta f_{rp} = \Sigma [\Delta P_{L} + \Delta P_{TL}]; \quad (B.3.27)$$

uma vez que o somatório de $[1/R + D]$ é a Característica Natural do Sistema a ser denominada β_s e, que a soma dos intercâmbios líquidos entre áreas é sempre nulo tem-se:

$$\Delta f_{rp} = - [\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} + \Delta P_{L3}] / \beta_s \quad (B.3.28)$$

$$\Delta f_{rp} = - \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \Delta P_{Li}}{\beta_s} \quad (B.3.29)$$

Para calcular os intercâmbios globais da área de controle 1, volta-se a equação (B.3.24), onde

$$-\Delta P_{L1} = \beta_1 \Delta f_{rp} + \Delta P_{TL1} \quad (B.3.30),$$

$$\Delta P_{TL1} = - \beta_1 \Delta f_{rp} - \Delta P_{L1} \quad (B.3.31)$$

aplicando a equação (B.3.29) em (B.3.31) obtém-se:

$$\Delta P_{TL1} = [(B1 \Sigma \Delta P_{Li}) - \beta_s \Delta P_{Li}] / \beta_s \quad (B.3.32)$$

Por analogia;

$$\Delta P_{TL2} = [(\beta_2 \Sigma \Delta P_{Li}) - \beta_s \Delta P_{Li}] / \beta_s \quad (B.3.33)$$

$$\Delta P_{TL3} = [(\beta_3 \Sigma \Delta P_{Li}) - \beta_s \Delta P_{Li}] / \beta_s \quad (B.3.34)$$

As seguintes conclusões podem ser obtidas sobre a regulação primária:

- O acréscimo ou redução de geração (PG) de um sistema interligado somente com regulação primária será a mesma para um determinado aumento ou redução de carga (PL), independente da área onde ocorreu essa variação, uma vez que a geração é função do valor final da frequência (equações B.3.15 e B.3.16);
- a parcela de participação da geração (ΔPG) de uma área será função do seu estatismo.

B.4 Regulação Secundária

A regulação secundária tem por objetivo fazer com que a freqüência do sistema e os intercâmbios de área restabeleçam seus valores nominais após a atuação da regulação primária. Alguns autores também denominam esse processo de controle suplementar, controle secundário ou controle automático de geração (CAG).

Uma vez atingido o regime permanente, é indispensável que a freqüência seja corrigida para seu valor nominal (60 Hz). Caso isso não ocorra, um segundo distúrbio no equilíbrio de geração e carga poderá levar o sistema a se ajustar num valor de freqüência operacionalmente inaceitável. Além do citado, a necessidade de manter-se a freqüência em seu valor nominal também deve-se aos seguintes aspectos, dentre outros:

- as turbinas das unidades geradores são projetadas para operarem em sua rotação nominal. As unidades térmicas tem uma faixa de limites muito estreito de sub/sobrevelocidade; [70] [71]
- a operação de motores síncronos, ainda utilizados em alguns processos industriais requerem uma velocidade precisa e portanto dependem da precisão da freqüência da rede;
- equipamentos eletrônicos em geral são sensíveis às variações de freqüência;
- utilização de relógios eletrônicos em sistemas e processos industriais que ainda utilizam a freqüência da rede como padrão.

Como já visto no item anterior, após um aumento de carga ou corte de geração, a freqüência se estabiliza após a atuação da regulação primária em um valor que é função da característica natural da área de controle

$$\Delta f_{rp} = - \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \Delta PL_i}{\beta_s} \quad (B.3.29)$$

onde:

$$\beta_s = \sum_{i=1}^{i=n} \left[D_i + \frac{1}{R_i} \right] \quad \text{MW/Hz} \quad (B.3.5)$$

Um modo de fazer com que o desvio final de freqüência seja igual a zero é através de um controle integral, semelhante ao utilizado nos reguladores de velocidade isócronos. Para isto ser obtido, esse controle deverá ser inserido de forma a alterar o valor da referência de freqüência, conforme mostrado na figura B.4.1

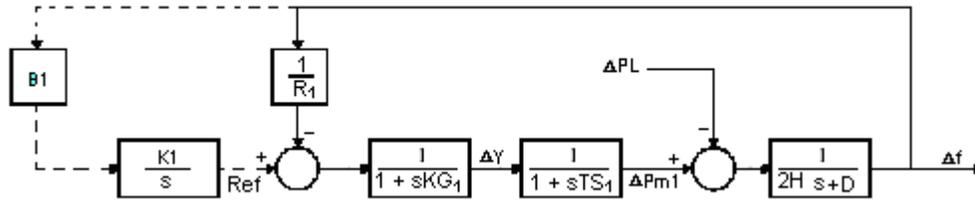


figura B.4.1 – implantação do controle integral na referência de freqüência

O comportamento típico da freqüência em uma área isolada está mostrado na figura B.4.2, onde estão visualizadas as vantagens do controle suplementar em relação à regulação primária.

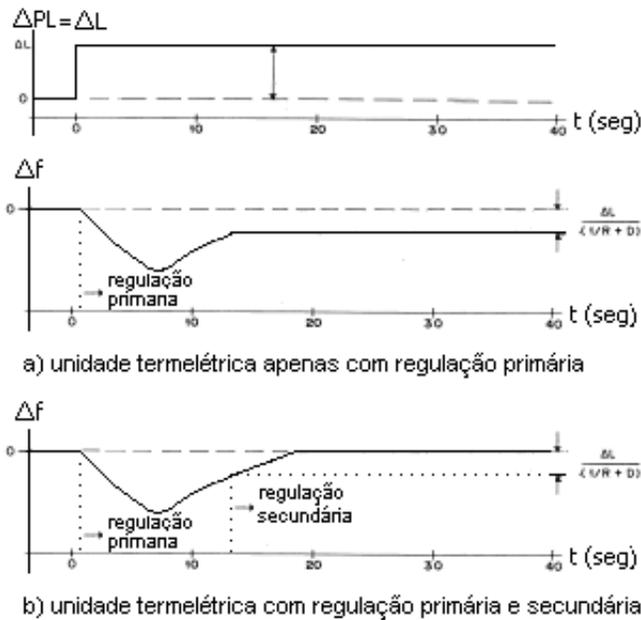


figura B.4.2 – resposta comparativa da freqüência para regulação primária e secundária

A figura B.4.3 mostra o diagrama de blocos para uma mesma área de controle com várias máquinas.

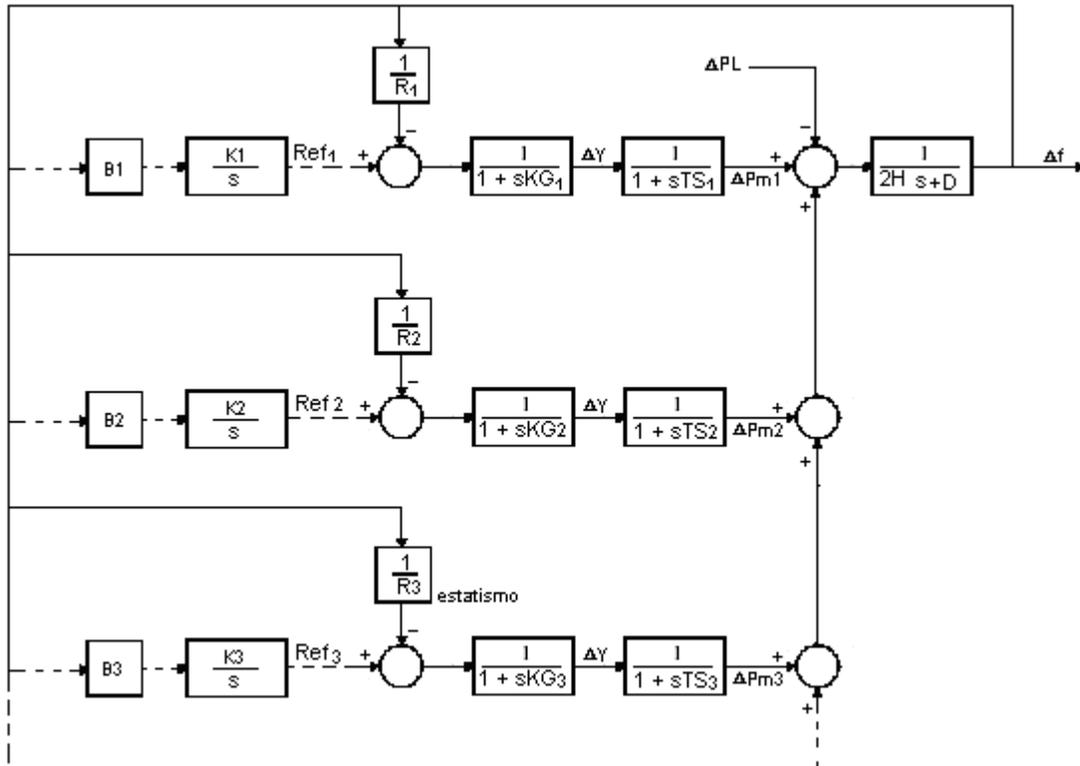


figura B.4.3 – representação do CAG numa mesma área com várias unidades geradoras

Uma vez que a ação do controle automático de geração deva atender a condição de $\Delta f = 0$ e $\Delta PTL = 0$, em regime permanente, deve-se introduzir na análise de sistemas de potência interligados o conceito de erro de controle de área (ECA), definido matematicamente nas equações B.4.1, B.4.2 e B.4.3, sendo mostrado no diagrama de blocos da figura B.4.8.

$$ECA1 = B1.\Delta f1 + \Delta PTL12, \quad (B.4.1)$$

$$ECA2 = B2.\Delta f2 + \Delta PTL21, \quad (B.4.2)$$

$$ECA = ECA1 + ECA2 \quad (B.4.3)$$

onde,

$$\Delta PTL12 = - \Delta PTL21 \quad (B.4.4)$$

B1 e B2 são denominados “Bias” das áreas 1 e 2 respectivamente.

Normalmente adota-se que B seja ajustado no valor igual as características naturais de regulação ($1/R_i + D_i$)

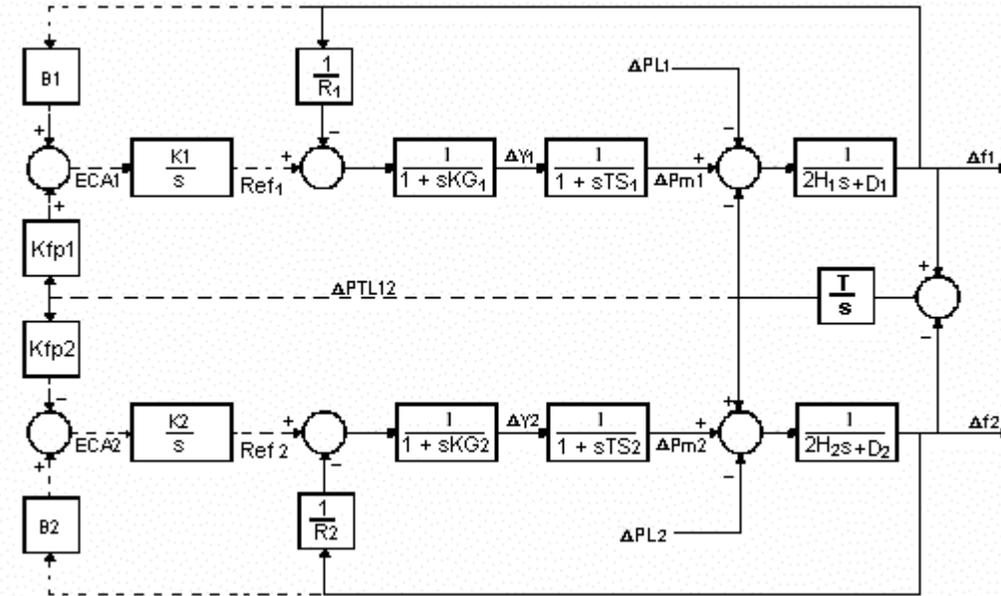


figura B.4.4 – representação do CAG para duas áreas interligadas

Na condição de equilíbrio tem-se $ECA1 = ECA2 = 0$ e portanto, com base nas equações B.4.1 e B.4.2 tem-se:

$$\Delta f = \Delta PTL_{12} / \beta_2 = - \Delta PTL_{12} / \beta_1 , \quad (B.4.5)$$

correspondendo a duas retas que somente atendem à função objetivo ($\Delta f = \Delta PTL = 0$) quando se interceptam na origem dos eixos ΔPTL versus Δf (figura B.4.5).

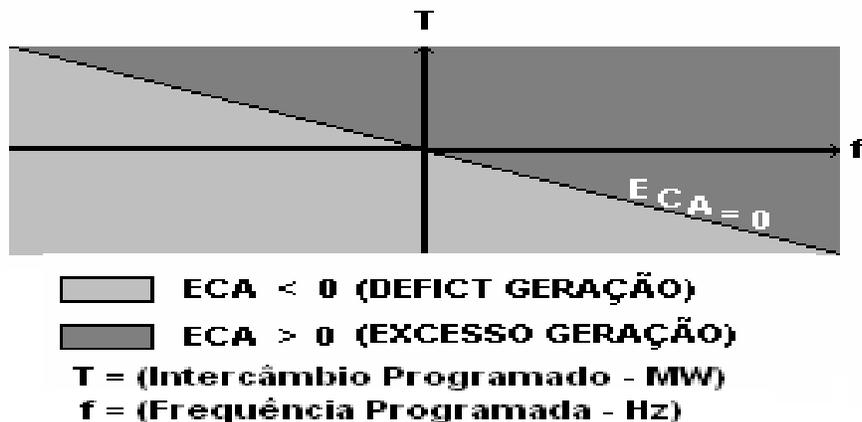


figura B.4.5 – representação gráfica do Erro de controle de Área

Então, conclui-se que o ECA significa fisicamente o estado de déficit (quando negativo) ou excesso (quando positivo) de geração de uma determinada área. No caso de déficit de uma área, haverá um intercâmbio (importação) de geração da(s) área(s) adjacente(s) com o objetivo de restaurar a frequência nominal do sistema. Caso contrário, o intercâmbio é no sentido de exportar uma parte da geração para a(s) área(s) com déficit.

Com base nas equações que constituem o ECA, definem-se as seguintes modalidades de operação do controle da geração: [47] [81] [82] [83]

- controle de intercâmbio e frequência (TLB - "Tie Line Bias Control")

É a modalidade de operação normal do sistema, onde cada área de controle deve absorver suas próprias variações de carga. Neste caso, os valores dos Bias a serem utilizados pelas controladoras de área devem representar suas características naturais de regulação

$$ECA = 10 B \Delta f + K_{fpi} \cdot \Delta PTL; \quad (B.4.6)$$

onde,

K_{fpi} = fator de ponderação de intercâmbio (adota-se normalmente o valor = 1,0)

- controle em frequência constante (FF - "Flat Frequency Control")

Nesta modalidade, a área de controle absorve as variações de carga do sistema com o objetivo de manter a frequência constante, porém não há controle de intercâmbio ($K_{fpi} = 0$)

$$ECA = 10 B \Delta f; \quad (B.4.7)$$

Geralmente, apenas uma área do sistema deve operar na modalidade FF

- controle de intercâmbio constante (FTL - "Flat Tie Line Control")

Nesta modalidade, a área de controle mantém o intercâmbio constante, não executando controle de frequência ($B = 0$)

$$ECA = K_{fpi} \cdot \Delta PTL; \quad (B.4.8)$$

Constata-se que no controle automático de geração, a determinação dos valores do Bias e do multiplicador K do integrador determinam o comportamento do sistema face aos desequilíbrios de potência. O Bias determina a natureza da resposta forçada da área, a eficácia e coordenação de regulação do sistema. [84] [85]

A filosofia do controle TLB recomenda normalmente o ajuste do Bias igual à característica de regulação natural da área ($B = \beta$). Com isso, a regulação secundária faz com que cada área corrija suas variações de carga e geração, fazendo com que sua contribuição na reconstituição da frequência fique limitada a ação natural de regulação. Em situações de emergência, o controle TLB permite que outras áreas venham a dar assistência para realizar os intercâmbios necessários a regulação da frequência.

Quando $B = 0$ em uma das áreas, significa que o ECA somente tem a parcela referente ao intercâmbio. Neste caso, não há a preocupação com o desvio de frequência nesta área e sim somente em manter a potência de intercâmbio constante. Por esta razão, esta modalidade de controle é denominada Flat Tie Line (FTL) mostrada na equação B.4.8.

Para um $B = \text{infinito}$, tem-se na equação do ECA a proporcionalidade $B\Delta f \gg \Delta T$, significando uma tendência em provocar um aumento máximo de geração com o objetivo de corrigir todo o desvio de frequência. Essa modalidade de controle é denominada Flat Frequency (FF) mostrada na equação B.4.7

Há diversos trabalhos apresentados que sugerem a adoção de B com valores diferentes daqueles correspondentes à característica de regulação natural, devido aos requisitos de desempenho geralmente impostos aos CAG's, tais como tempo mínimo de passagem por zero do erro de controle de área. De forma resumida, foram apresentadas as seguintes conclusões:

- uma área de controle com $B = \beta$ apresenta como característica básica o fato de não haver elevação de geração na fase de regulação secundária, quando o aumento de carga é em outra área, isto é, haverá um ECA nulo na área em que não houve acréscimo de carga. Algumas simulações realizadas [84] em áreas com características naturais de controle diferentes entre si, confirmam que uma variação de carga numa área não provoca ação na geração da outra área interligada quando a resposta do CAG é bem mais lenta que a ação da regulação primária. Esse ajuste da resposta é função do valor K adotado no integrador do ECA, porém devem ser observados as limitações do amortecimento da resposta do sistema.

- na área de controle com $B < \beta$, há uma redução de geração na fase de regulação secundária, quando o aumento de carga ocorre em outra área, isto é, o ECA é positivo na área em que não houve acréscimo de carga;

- na área de controle com $B > \beta$, ocorre o inverso, havendo um aumento de geração na fase de regulação secundária, quando o aumento de carga ocorre em outra área, isto é, o ECA é negativo mesmo na área em que não houve aumento de carga;

Com isso, em determinados casos pode-se adotar estratégias de controle, utilizando simulações dinâmicas, onde as seguintes premissas podem ser observadas:

- áreas de controle com excesso de capacidade geração podem adotar políticas de fazer $B > \beta$, pois poderão garantir maior assistência as demais;

- em contrapartida, para áreas com pouca disponibilidade de geração pode ser interessante ter um valor de $B < \beta$.

Naturalmente, as sistemáticas apresentadas dependem de ajustes do desempenho transitório dos controladores (K) e de aspectos comerciais relevantes, uma vez que atualmente, a maioria das áreas de controle está sendo gerenciada por diversas empresas.

Um indicador [85] para verificar o "esforço de controle" de uma determinada área é a integral do valor quadrático do ECA. Com isso pode-se verificar se um determinado Bias pode ocasionar maiores ou menores esforços nas máquinas, reduzindo a quantidade de movimentos inadvertidos e por conseguinte, acarretando menores desgastes. Outro parâmetro indicador do esforço das turbinas em atender as necessidades de geração é a integração dos valores quadráticos de torque mecânico.

Há indicações de que os novos controles de geração deverão ser dotados de algoritmos adaptativos, utilizando lógica fuzzy ou redes neurais, ajustando automaticamente o CAG para manter um comportamento dinâmico padrão para qualquer condição operativa.

O valor da variação de geração de cada unidade geradora em uma determinada área é definida por seu fator de participação (FPA), mostrado na figura B.4.6 para uma área "a" com "n" unidades geradoras. Esses fatores são atualizados periodicamente em função da reserva operacional da área.

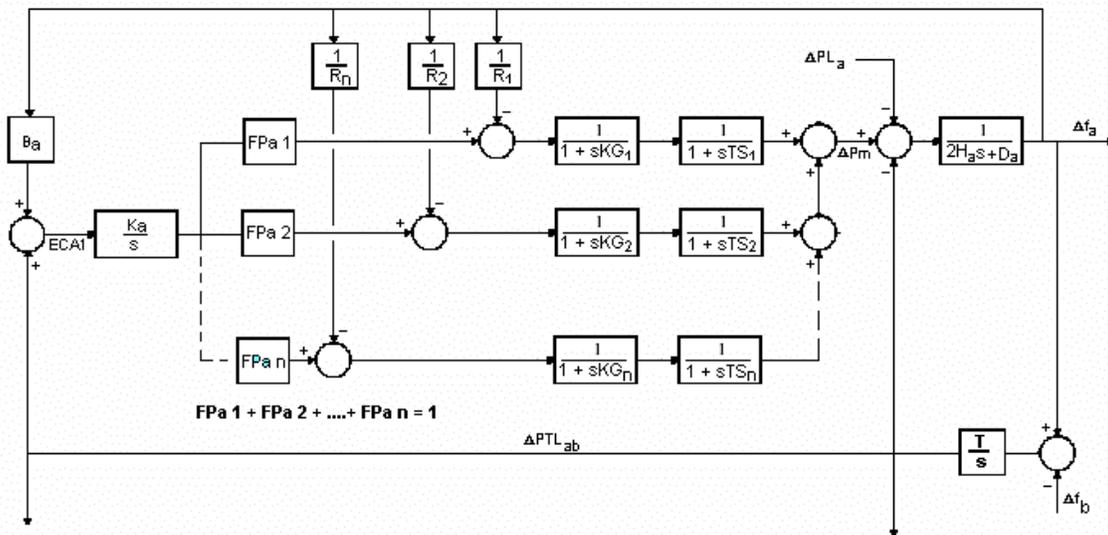


Figura B.4.6 – CAG com redistribuição de geração através de fatores de participação

B.5 Controle Terciário

O controle terciário efetua a relocação da distribuição de geração, após a atuação da regulação secundária, com o objetivo de otimizar ou maximizar a participação das unidades geradoras sob a seguinte ótica:

- garantir a provisão adequada de reserva de geração secundária através da colocação em operação de novas unidades geradoras;
- obter a melhor relação de despacho econômico entre as unidades através da mudança de patamares de geração, em função das curvas individualizadas de custos de operação x potência, podendo em alguns casos recomendar a retirada ou colocação em operação de alguma unidade;
- alterar a programação de intercâmbio programado entre áreas para satisfazer uma ou ambas as exigências de reserva de geração ou despacho econômico citadas anteriormente.

No Brasil, até o momento, devido ao fato de nossa matriz energética ser predominantemente de origem hidráulica, não há uma preocupação sistemática de obter-se um despacho econômico nas unidades geradoras após a atuação da regulação secundária

B.6 Parâmetros de Avaliação de Performance

A malha de controle secundária pode influenciar de alguma forma na estabilidade de um sistema de potência. Em termos de instabilidade dinâmica, isto depende das características operativas do próprio sistema, uma vez que este, caso esteja próximo das condições limites de estabilidade, e portanto se aproximando do esgotamento de seus recursos, deve estar mais sensível em relação ao desempenho dos controles de geração.

Naturalmente, um sistema operando com recursos e instalações em níveis de reservas adequadas, não deverão ocorrer distúrbios significativos relacionados ao desempenho dinâmico devido à atuação do controle secundário, porém, em virtude da

desregulamentação do setor elétrico, não tem sido o cenário mais comum na atualidade.

A análise dinâmica apurada a cada instante para avaliação do sistema de controle automático é um problema mais complexo do que uma análise de estabilidade. No estudo de estabilidade, considera-se a aplicação de um defeito em um ponto do sistema para uma condição de operação, geralmente uma situação mais severa, e sua análise está direcionada à resposta entre sincronismo e interação entre máquinas.

As simulações nos estudos de dinâmica de geração devem levar em consideração a simultaneidade das curvas de carga de todas as áreas de controle, durante todo um período diário. Na realidade, da mesma forma que no caso da simulação de estabilidade, os estudos de geração são simplificados, via de regra, realizados com impactos de carga independentes em cada área. O desempenho de controle testado de forma simplificada só será válido para aquele evento específico. [47]

Dois aspectos importantes na indicação do comportamento do sistema de geração são: o erro de tempo e o intercâmbio involuntário.

A atuação da regulação primária estabiliza o sistema em uma frequência próxima do valor nominal e a correção final ocorre com a regulação secundária. Durante essa fase inicial, ocorre um erro de tempo em relação à frequência nominal.

O erro de tempo (TE) é definido como:

$$TE = \int \Delta f(t) dt \quad (B.5.1)$$

$$TE = \frac{f + f_{medio}}{f - 1} = \frac{\Delta f_{medio}}{f} \quad (B.5.2)$$

$$TE(\text{segundos} / \text{hora}) = \frac{3600 \cdot \Delta f_{medio}}{60} = 60 \Delta f_{medio} \quad (B.5.3)$$

$$TE(\text{segundos} / \text{min}) = \Delta f_{medio} \quad (B.5.4)$$

Para correção do erro do tempo, geralmente aplica-se um desvio intencional de frequência. No Brasil, o ONS define este valor em $\pm 0,02$ Hz sempre que o erro de tempo acumular 60 segundos.

O tempo H em horas necessário para efetuar uma correção de erro de tempo através da aplicação de um desvio intencional de frequência é calculado

$$H = \frac{TE}{60\Delta f_{correção}} \quad (B.5.5)$$

onde,

$$\Delta f_{correção} = 0,02 \text{ Hz (definido pelo ONS).}$$

A correção do erro de tempo pode ser introduzida na referência de frequência das áreas de controle, conforme mostrado na figura B.5.1.

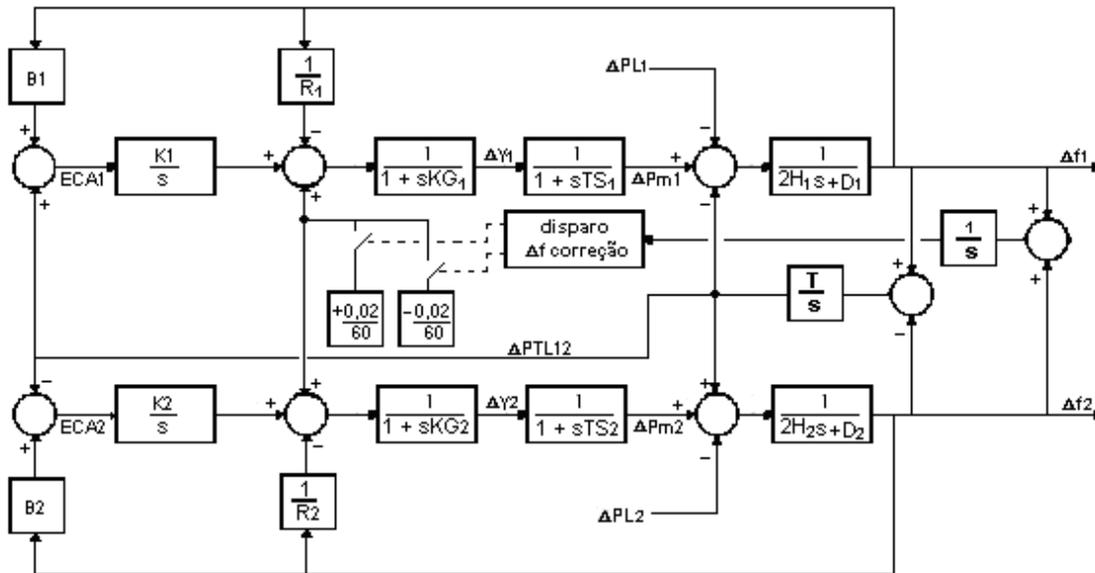


figura B.5.1 – esquemático do CAG com duas áreas e controle de erro de tempo

No Brasil, diariamente entre 10 e 11 Horas (horário de Brasília), o CNOS coordena o ajuste dos relógios de erro de tempo de todos os centros de operação

Quando a análise é feita dentro de um contexto de áreas de controle, o erro de tempo apresenta uma conotação relacionada ao intercâmbio de áreas, conforme mostrado no equacionamento da solução da figura B.5.2, onde um desequilíbrio de carga na área 2 que gera um desvio de frequência Δf_{medio} (horas)

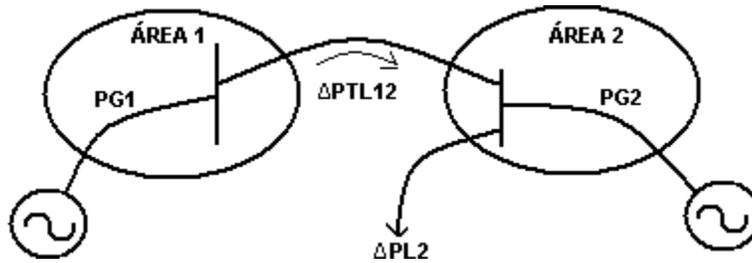


figura B.5.2 – representação do intercâmbio entre duas áreas

Conforme equação B.3.12 :

$$\Delta PG1(t) - \Delta PL1(t) = D1 \Delta f_m + \Delta PTL12$$

onde:

$$\Delta PG1 = - 1/R1 \Delta f_m \quad (B.3.15)$$

$$\Delta PTL12 = - B1 \Delta f_m \quad (B.4.5)$$

Então:

$$(-1/R1 - D1) \Delta f_m = \Delta PTL12 \quad (B.5.6)$$

$$\Delta PTL12 = - \Delta f_m (1/R1 + D1) = -\Delta f_m B1 \quad (B.5.7)$$

A potência de intercâmbio adicional $\Delta PTL12$ está sendo fornecida devido ao déficit de geração na área 2. Este suprimento adicional é dito involuntário e, se o mesmo persistir por um tempo expresso em horas, denomina-se intercâmbio involuntário, cuja unidade é MWh

$$\text{Interc.12} = \Delta PTL12 \cdot H = \beta 1 \Delta f_m \cdot H \quad (B.5.8)$$

Extraindo o valor de H da equação B.5.5 e aplicando na equação B.5.8, tem-se:

$$\text{Interc.12} = - (B1 TE) / 60 \quad (\text{B.5.9})$$

Quando existe um desvio de freqüência no SIN, significa que existem ECA's cuja soma algébrica não é zero, conforme equação B.5.10

$$\sum_{i=1}^{i=n} \text{ECA}_i = \left(\sum_{i=1}^{i=n} \beta_i \right) \Delta f_i + \sum_{i=1}^{i=n} \text{PTL}_i \quad (\text{B.5.10})$$

Como

$$\sum_{i=1}^{i=n} \text{PTL}_i = 0 \quad (\text{B.5.11})$$

$$\sum_{i=1}^{i=n} \text{ECA}_i = \beta S \Delta f_i \quad (\text{B.5.12})$$

Onde,

βS é a característica natural da área de controle, deduzida nas equações B.3.27 à B.3.29

O fato da existência de numa determinada área haver um ECA apresentando valor diferente de zero em condições normais de operação, significa um desbalanceamento de geração e carga nesta área, como mostrado na figura B.5.2. Isso significa uma necessidade de outras áreas participarem na regulação de freqüência da área com déficit através das potências de intercâmbio.

O somatório dos ECA's definido na equação B.5.12 é definido como Erro de Controle do Sistema (ECS) que pode ser re-escrita como:

$$\text{ECS} = \beta s \Delta f \quad (\text{B.5.13})$$

Então, a existência de um valor para o ECS significa a necessidade de relocação de geração entre áreas de controle. Isto não quer dizer que haja desequilíbrio de carga e geração no sistema como um todo, e sim somente em uma ou mais áreas.

Analisando a variação de frequência através da variação de energia cinética dos rotores das unidades geradores, obtém-se:

$$\frac{EC1}{ECo} = \left(\frac{f1}{fo} \right)^2 \quad (B.5.14)$$

onde,

- ECo = energia cinética no instante to;
- EC1 = energia cinética no instante t1;
- Fo = frequência do sistema no instante to;
- f1 = frequência do sistema no instante t1,

Sabe-se que :

$$EC1 = ECo + EC \quad (B.5.15)$$

$$f1 = fo + \Delta f \quad (B.5.16)$$

substituindo os termos B.5.15 e B.5.16 na equação B.5.14, considerando Δf^2 desprezível em relação aos demais termos, obtém-se:

$$EC = \frac{2f}{fo} ECo \quad (B.5.16)$$

Substituindo os termos de 6.5.13 em 6.5.17;

$$\Delta EC = \frac{2.ECo.ECS}{BS.fo} \quad (B.5.17)$$

Sistemas com valores consideráveis de ECS significam:

- existência de déficit de geração em uma ou mais áreas em determinados períodos;
- necessidade de uma ou mais áreas de controle serem incorporadas por outras devido à uma inadequada relação entre carga e geração próprias;
- excesso ou deficiência de energia cinética armazenada no sistema integrado, onde um valor positivo de ECS significa uma redução de margem de estabilidade