

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
ENGENHARIA ELÉTRICA

LEONARDO DOMINGOS GASPAROTO

**IMPACTO DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO NA ESTABILIDADE DE
TENSÃO DE LONGO PRAZO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2019

LEONARDO DOMINGOS GASPAROTO

**IMPACTO DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO NA ESTABILIDADE DE
TENSÃO DE LONGO PRAZO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel.

Orientador: Prof. Dr. Rafael Rorato Londero.

CORNÉLIO PROCÓPIO
2019



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Leonardo Domingos Gasparoto

Impacto do controle automático de geração na estabilidade de tensão de longo prazo

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 14:00hs do dia 17/06/2019 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Rafael Rorato Londero - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Edson Aparecido Rozas Theodoro - (Membro)

Prof(a). Dr(a). Gabriela Helena Bauab Shiguemoto - (Membro)

A folha de aprovação assinada encontra-se na coordenação do curso.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus pelas oportunidades dadas, coragem e força durante minha caminhada, principalmente no período da faculdade.

Agradeço aos meus pais Célia e Aguinaldo, a quem devo tudo que sou hoje, e aos meus irmãos Camila e Vinícius, por todo o apoio, carinho e compreensão ao longo da minha vida.

Também agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Rafael Rorato Londero, que esteve sempre disposto a me auxiliar e confiar na minha capacidade, guiando-me em minha trajetória e contribuindo muito para minha formação.

Agradeço aos meus amigos, especialmente: João Paulo Alves, João Paulo da Silva, Lucas de Azevedo e Lucas de Souza, que estiveram presentes desde o início da minha vida acadêmica, sendo parceiros, conselheiros, ajudando a vencer as diversas adversidades durante a faculdade e que com certeza vou levá-los para o resto da minha vida.

Enfim, agradeço a todos que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho.

RESUMO

GASPAROTO, L. D. **Impacto do Controle Automático de Geração na Estabilidade de Tensão de Longo Prazo**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2019.

Atualmente, e cada vez mais, a energia elétrica é essencial no dia a dia das pessoas e no desenvolvimento da humanidade como um todo. Dessa forma, a qualidade, segurança e confiabilidade são muito exigidas pelos agentes reguladores a fim de manter a continuidade no fornecimento de energia. Como resultado da complexidade e dinamismo do sistema elétrico de potência, desequilíbrios entre geração e carga são comuns, sendo fundamental o uso de sistemas de controle eficientes para manter as variáveis dentro de valores especificados, evitando assim que ocorra um colapso. O foco do trabalho é dado ao Controle Automático de Geração (CAG), ou regulação secundária, que tem como objetivo restabelecer a frequência do sistema ao valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores estabelecidos, devido às constantes oscilações de carga e geração do sistema elétrico. Neste trabalho será analisado o impacto do CAG na estabilidade de tensão de longo prazo, através da implementação de um sistema teste em simulações computacionais e análise das curvas PV dinâmicas no caso do sistema sem presença do CAG e com a presença do mesmo.

Palavras-chave: Sistema Elétrico de Potência. Controle Automático de Geração. Curvas PV. Estabilidade de tensão.

ABSTRACT

GASPAROTO, L. D. **Impact of Automatic Generation Control on Long Term Voltage Stability.** 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2019.

Nowadays, more and more, electric energy is essential in people's daily lives and in the development of humanity as a whole. In this way, quality, safety and reliability are highly required by regulatory agencies in order to maintain continuity in power supply. As a result of the complexity and dynamism of the electric power system, imbalances between generation and load are common, and the use of an efficient control system is essential to keep the variables within specified values, avoiding a collapse. The focus of this work is given to Automatic Generation Control (AGC), or secondary regulation, which aims to restore the frequency of the system to the programmed value and maintain and/or reestablish the active power exchanges to the established values, due to the constant oscillations of load and generation of the electric system. This work will analyze the impact of AGC on long term voltage stability by the implementation of a test system in computational simulations and analysis of the dynamic VP curves in the case of the system without AGC and with the presence of it.

Keywords: Electrical Power System. Automatic Generation Control. VP curves. Voltage stability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Consumo de Energia Elétrica por Região (Brasil).....	13
Figura 02 – Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos.....	19
Figura 03 – Curva PV.....	20
Figura 04 – Diagrama de blocos da equação swing em termo das potências.....	23
Figura 05 – Curva de capacidade.....	25
Figura 06 – Coordenação do OXL com capacidade térmica do enrolamento de campo.....	26
Figura 07 – Diagrama de blocos OXL.....	27
Figura 08 – Atuação do OXL.....	27
Figura 09 – Diagrama de blocos OLTC.....	28
Figura 10 – Diagrama para unidade com reaquecimento.....	29
Figura 11 – Diagrama de blocos para unidade com reaquecimento.....	30
Figura 12 – Diagrama de blocos reduzido para unidade com reaquecimento.....	30
Figura 13 – Diagrama de blocos para unidade sem reaquecimento.....	30
Figura 14 – Esquema de uma unidade hidráulica.....	31
Figura 15 – Função de transferência de uma turbina hidráulica.....	31
Figura 16 – Diagrama de blocos do sistema com amortecimento.....	33
Figura 17 – Diagrama de um regulador de velocidade isócrono.....	34
Figura 18 – Função de transferência de um regulador de velocidade isócrono.....	35
Figura 19 – Diagrama de um regulador de velocidade com queda de velocidade....	36
Figura 20 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.....	36
Figura 21 – Influência do estatismo na característica Frequência x Potência.....	37
Figura 22 – Divisão das cargas por duas unidades geradoras com reguladores com estatismo.....	38
Figura 23 – Esquema do dispositivo de variação de velocidade.....	40
Figura 24 – Diagrama de blocos do controle secundário.....	40
Figura 25 – Malha de controle secundário.....	41
Figura 26 – Característica $f \times P$ com regulação secundária.....	41
Figura 27 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária.....	42
Figura 28 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária e controle de intercâmbio.....	43

Figura 29 – Diagrama de blocos de um sistema com duas áreas de controle interligadas e com regulação secundária.....	44
Figura 30 – Fluxograma para metodologia.....	46
Figura 31 – Diagrama do sistema teste com duas áreas de controle.....	49
Figura 32 – Curvas de capacidade dos geradores G2 e G3.....	50
Figura 33 – Diagrama unifilar com resultados do fluxo de carga.....	51
Figura 34 – Degrau de carga de 50 MW na carga da barra 8.....	54
Figura 35 – Frequência do sistema com CAG e sem CAG.....	54
Figura 36 – Intercâmbio de potência entre áreas do sistema com CAG e sem CAG.....	55
Figura 37 – Potência ativa fornecida pelos geradores do sistema sem CAG.....	56
Figura 38 – Potência ativa fornecida pelos geradores do sistema com CAG.....	56
Figura 39 – Tensão na barra 8.....	57
Figura 40 – Frequência do sistema.....	58
Figura 41 – Potência ativa dos geradores.....	59
Figura 42 – Tensão na barra 8.....	60
Figuras 43 e 44 – Frequência e Intercâmbio de potência no modo FF.....	60
Figuras 45 e 46 – Frequência e Intercâmbio de potência no modo TLB.....	61
Figuras 47 e 48 – Frequência e Intercâmbio de potência no modo FTL.....	61
Figura 49 – Tap e Corrente de campo dos geradores (sistema sem CAG).....	62
Figura 50 – Tap e Corrente de campo dos geradores (CAG no modo FF).....	63
Figura 51 – Tap e Corrente de campo dos geradores (CAG no modo TLB).....	63
Figura 52 – Potência reativa G3 e Frequência (CAG no modo FF).....	64
Figura 53 – Potência reativa G3, Frequência e Intercâmbio (CAG no modo TLB)....	65
Figura 54 – Curva PV para barra 8 (caso sem CAG).....	66
Figura 55 – Curva PV para barra 8 (CAG modo FF).....	67
Figura 56 – Curva PV barra 8 (CAG modo TLB).....	67
Figura 57 – Curva PV para barra 11 (sem CAG).....	68
Figura 58 – Curva PV para barra 11 (CAG modo FF).....	68
Figura 59 – Curva PV para barra 11 (CAG modo TLB).....	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Relatório de Intercâmbio entre Áreas.....	50
Tabela 02 – Resultado do fluxo de carga.....	51
Tabela 03 – Resultados das curvas PV.....	69

LISTA DE SÍMBOLOS

E_{fd}	Tensão de campo
F_{AP}	Parcela da potência térmica do vapor
I_{fd}	Corrente de campo
I_{fdmax1}	Ajuste 1 para corrente de campo máxima
I_{fdmax2}	Ajuste 2 para corrente de campo máxima
I_{lim}	Corrente limite
P_0	Potência ativa no ponto de operação inicial
P_D	Carga sensível à frequência
P_G	Potência gerada
P_L	Carga não sensível à frequência
P_e	Potência elétrica
P_m	Potência mecânica
$P_{máx}$	Ponto crítico
Q_0	Potência reativa no ponto de operação inicial
R_{eq}	Estatismo equivalente
S_N	Potência aparente nominal
T_0	Torque de carregamento do sistema
T_N	Torque nominal
T_a	Torque acelerante
T_e	Torque elétrico
T_{e0}	Torque elétrico de carregamento
T_m	Torque mecânico
T_{m0}	Torque mecânico de carregamento
V_0	Tensão nominal
V_{OEL}	Tensão para atuação do OXL
V_{REF}	Tensão de referência
V_{crit}	Tensão crítica
V_t	Tensão terminal
δ_0	Posição inicial do rotor
ω_0	Velocidade angular nominal do rotor em radianos elétricos
ω_c	Velocidade em regime a plena carga
ω_m	Velocidade angular do rotor
ω_n	Velocidade nominal da máquina

ω_{om}	Velocidade angular nominal do rotor em radianos mecânicos
ω_r	Velocidade angular do rotor em radianos elétricos
ω_v	Velocidade em regime sem carga
ΔL	Variação de carga
H	Altura de água do reservatório
β	Característica natural
ΔF_{rp}	Variação da frequência em regime permanente
B	Bias
D	Coeficiente de amortecimento
ECA	Erro de Controle de Área
H	Constante de inércia
J	Momento de inércia
L	Comprimento do conduto forçado
MET	Margem de estabilidade de tensão
P	Potência
R	Estatismo
S	Potência aparente
T	Torque
V	Tensão
f	Frequência
g	Aceleração da gravidade
np	Número de pólos
t	Tempo
α	Sensibilidade da carga para potência ativa
β	Sensibilidade da carga para potência reativa
γ	Sinal de controle secundário
δ	Posição angular do rotor em radianos elétricos
v	Velocidade da água no conduto forçado

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Objetivos Gerais	15
1.2 Objetivos Específicos	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1 Estabilidade de Tensão	16
2.1.1 Conceitos de Estabilidade de Tensão.....	16
2.1.1.1 Definição de Estabilidade de Tensão.....	16
2.1.1.2 Aspectos de Instabilidade de Tensão	17
2.1.1.3 Influência da Carga.....	18
2.1.2 Classificação da Estabilidade de Tensão	19
2.1.3 A curva PV	20
2.1.4 Análise Estática e Dinâmica	21
2.2 Modelagem dos Elementos do Sistema	21
2.2.1 Modelagem de Máquina Síncrona	21
2.2.2 Curva de capacidade	24
2.2.3 Limitador de Sobre-Excitação (OXL)	25
2.2.4 Transformador com Comutador de Tap sob Carga (OLTC)	27
2.2.5 Cargas	28
2.2.6 Modelagem de Turbinas	29
2.2.6.1 Turbinas a Vapor	29
2.2.6.2 Turbinas Hidráulicas	31
2.3 Controle Automático de Geração	32
2.3.1 Controle Carga-Frequência	32
2.3.1.1 Regulação Própria	32
2.3.1.2 Regulação Primária	33
2.3.1.2.1 Regulador de Velocidade Isócrono	34
2.3.1.2.2 Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.....	35
2.3.1.3 Regulação Secundária.....	39
2.3.2 Operação em Sistemas Interligados com Regulação Secundária	43
3 METODOLOGIA	46
4 RESULTADOS	48
4.1 Sistema teste	48

4.2 Resultados do fluxo de carga.....	49
4.3 Validação da malha de controle do CAG	51
4.4 Resultados das simulações	57
4.4.1 Escolha do cenário de aumento de carga.....	57
4.4.2 Inclusão do CAG.....	59
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
REFERÊNCIAS.....	72
ANEXO 1: DADOS DO SISTEMA TESTE	74
ANEXO 2: SISTEMA TESTE ANAREDE	76
ANEXO 3: SISTEMA TESTE ANATEM, SEM CAG	77
ANEXO 4: SISTEMA TESTE ANATEM, COM INCLUSÃO DO CAG	80
ANEXO 5: TRANSFORMADOR OLTC	84
ANEXO 6: REGULADOR DE TENSÃO	86
ANEXO 7: REGULADOR DE VELOCIDADE	89
ANEXO 8: CAG	91

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é essencial para o progresso da humanidade e, cada vez mais, a qualidade, continuidade e segurança em seu fornecimento são exigidas devido à grande dependência em energia elétrica dos consumidores. O consumo de energia elétrica cresce continuamente, como é ilustrado pela Figura 01. Nesse aspecto, no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamenta e penaliza os fornecedores de energia por eventuais irregularidades.

Figura 01 – Consumo de Energia Elétrica por Região (Brasil)

	2008	2009	2010	2011	2012	$\Delta\%$ (2012/11)	Part. % (2012)
<i>Brasil</i>	388.472	384.306	415.683	433.034	448.117	3,5	100,0
Norte	23.873	24.083	26.237	27.777	29.049	4,6	6,5
Nordeste	65.103	65.244	71.197	71.914	75.610	5,1	16,9
Sudeste	209.944	204.555	222.005	230.668	235.237	2,0	52,5
Sul	65.900	65.528	69.934	74.470	77.503	4,1	17,3
Centro-Oeste	23.652	24.896	26.310	28.205	30.718	8,9	6,9

Fonte: EPE (2013).

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem a função de converter formas de energia presentes na natureza em eletricidade, e transportá-la aos consumidores. Entretanto, algumas premissas são fundamentais: o sistema elétrico deve ser capaz de adaptar-se às contínuas alterações de carga; deve suprir energia com o menor custo econômico e impacto ecológico possível e; a qualidade no suprimento de energia deve atender um desempenho mínimo em relação à variação de frequência, à variação de tensão e ao nível de confiabilidade (ALMEIDA, 2004).

Em todas as aplicações usuais de geradores, há mais de um gerador operando em paralelo para fornecer a potência demandada pelas cargas (CHAPMAN, 2013). As vantagens desse tipo de operação são que diversos geradores podem alimentar uma carga maior do que apenas uma máquina isolada, a confiabilidade do sistema elétrico torna-se maior, é possível remover geradores para manutenção sem necessidade de desligamento, além de que a demanda total

pode ser suprida por apenas uma parte dos geradores, aumentando a eficiência do processo.

A não linearidade, dinamismo e complexidade dos sistemas elétricos de potência resultam constantemente em desequilíbrios entre geração e carga. São utilizados, então, diversos sistemas de controle automáticos na geração para garantir a eficiência do sistema, mantendo o mesmo em um estado de operação aceitável.

Em um sistema elétrico operando em condições normais, o principal objetivo dos controles é o de manter a tensão e a frequência próximas aos valores especificados da maneira mais efetiva possível. O foco do trabalho será dado ao Controle Automático de Geração (CAG) ou Sistema de Regulação Secundária.

Como comentado, o problema de desequilíbrio entre geração e carga ocorre frequentemente. Considerando um aumento abrupto na carga, a potência ativa demandada será superior à gerada o que sucede um déficit do sistema. Esse aumento do consumo de energia é compensado pela utilização de parte da energia cinética do eixo das turbinas, ocasionando queda de velocidade das máquinas, e conseqüentemente da frequência.

O sistema de regulação primária atua no sentido de elevar ou reduzir a potência mecânica gerada, atuando no regulador de velocidade (RAV). Esta regulação permite obter de forma rápida o equilíbrio entre carga e geração quando há impactos de carga no sistema elétrico (PEREIRA; SCHMIDT, 2015).

Entretanto, o controle do sistema de regulação primária constantemente resulta em desvios de frequência em relação ao especificado, e é primordial o uso de outro sistema de controle para restabelecer a frequência ao seu valor nominal, esse sistema é o CAG.

A importância do estudo da estabilidade de tensão de longo prazo no sistema elétrico de potência se dá devido a fatores como crescimento populacional, evolução da economia e expansão do setor industrial, que traduzem a grande ligação da sociedade ao uso constante da energia elétrica e, portanto, a qualidade do fornecimento de energia está diretamente relacionada à melhoria da qualidade de vida da população, uma vez que problemas de estabilidade de tensão de longo prazo podem ocasionar falhas e má operação do sistema como um todo.

Neste trabalho será analisado, por meio dos softwares ANAREDE (Programa de Análise de Redes) e ANATEM (Programa de Análise de Transitórios

Eletromecânicos), os impactos causados pelo CAG na estabilidade de tensão de longo prazo.

1.1 Objetivos Gerais

Implementar, através de simulações computacionais, um sistema elétrico e analisar o impacto do Controle Automático de Geração (CAG) na estabilidade da tensão de longo prazo.

1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos a serem atingidos são os seguintes:

- Compreender os conceitos de estabilidade de tensão e controle automático de geração;
- Escolher e implementar um sistema elétrico teste para realização das simulações computacionais;
- Analisar o comportamento do sistema com base nas diferentes simulações realizadas;
- Comparar os resultados e concluir sobre o impacto do CAG na estabilidade de tensão de longo prazo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é atualmente um dos assuntos de maior interesse no planejamento e operação de sistemas elétricos de potência (TAYLOR, 1994). É entendida como a capacidade que um sistema tem de atingir e manter o nível de tensão aceitável em todas as barras sob condições normais ou após algum distúrbio.

Assim, o sistema torna-se instável quando há uma progressiva e incontrolável queda de tensão, causada por perturbações, aumento na demanda de carga ou ainda por mudanças nas condições de operação do sistema.

Com o crescente aumento de carga ao longo do tempo e devido à falta de investimentos nos sistemas de transmissão de energia elétrica, por restrições econômicas e ambientais, os mesmos operam muitas vezes muito carregados. Como consequência disso, surgiram mais recentemente os problemas de estabilidade de tensão.

O problema de instabilidade de tensão advém, principalmente, pela diferença entre a potência reativa fornecida e demandada, e quando o sistema opera em níveis inaceitáveis de tensão acontece o chamado colapso de tensão. Porém outros fatores também influenciam no processo de estabilidade da tensão, tais como: característica da carga; equipamentos para controle da tensão; controle automático da geração; e sistema de proteção.

2.1.1 Conceitos de Estabilidade de Tensão

2.1.1.1 Definição de Estabilidade de Tensão

De acordo com o IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions (2004), a estabilidade de sistemas de potência é definida como:

A Estabilidade de Sistema de Potência é a habilidade de um sistema elétrico de potência, para uma dada condição de operação inicial, de retornar para um estado de equilíbrio depois de ser submetido a um distúrbio físico, com a maioria das variáveis limitadas tal que praticamente todo o sistema permaneça intacto.

Logo, para que um sistema seja estável, todas as variáveis devem estar em um intervalo aceitável de valores em virtude da perturbação ocorrida. A definição refere-se à estabilidade do sistema global, ou seja, sistemas interconectados.

Definido a estabilidade de sistemas de potência e tomando agora como variável de interesse a tensão, segundo o IEEE/CIGRE (2004):

A Estabilidade de Tensão refere-se à habilidade de um sistema de potência em permanecer com tensões estacionárias em todas as barras do sistema após ser submetido a um distúrbio para uma dada condição de operação inicial.

Quando há um equilíbrio entre forças que se opõem em um sistema, de forma que se cancelam instantaneamente, pode-se dizer que a estabilidade é alcançada. Em se tratando de estabilidade de tensão, as forças em oposição são a potência fornecida e demandada do sistema elétrico. Em outras palavras, quando a potência demandada é igual à fornecida, a tensão permanece constante, caso contrário, ocorre instabilidade de tensão.

2.1.1.2 Aspectos de Instabilidade de Tensão

Segundo o IEEE/CIGRE, o colapso de tensão é um termo muito usado na literatura e refere-se à sequência de eventos que levam ao blecaute ou tensões muito baixas em uma parte significativa do sistema de potência. O colapso pode ser parcial, envolvendo um conjunto de barras ou área de controle, ou então pode ser global, compreendendo todas as barras do sistema.

Geralmente, a instabilidade de tensão é associada a situações de carga elevada, provocando subtensões nas barras do sistema, e está fortemente ligada à capacidade de máxima transferência de potência do sistema de transmissão para a carga (KUNDUR, 1994).

No momento em que a impedância característica ("Surge impedance") da linha de transmissão for igual à impedância da carga, há o casamento de impedâncias, e assim, a tensão na carga possui um perfil plano recebendo potência igual à potência natural da linha SIL (Surge Impedance Loading). À medida que a carga aumenta, o sistema de transmissão passa a fornecer potência maior do que a SIL, tornando mais indutivo, fazendo com que a tensão tenda a cair, provocando instabilidade por subtensão (KUNDUR, 1994).

Portanto, podem-se pontuar alguns aspectos que envolvem instabilidade de tensão:

- Característica da carga envolvendo a dinâmica de restauração da carga;
- Equipamentos para controle de tensão (os quais influem na transferência de potência da geração ao consumo);
- Distúrbio ao qual a rede foi submetida.

2.1.1.3 Influência da Carga

As cargas podem ser classificadas quanto à sensibilidade em relação à tensão. Podem ser de potência constante, corrente constante ou impedância constante. O primeiro independe da tensão, o segundo varia linearmente com a tensão e o terceiro depende do quadrado da tensão. A sensibilidade da carga em relação à tensão influencia no processo de restauração da carga, e dessa forma, pode levar o sistema elétrico à instabilidade.

Conforme a carga aumenta, a tensão tende a cair e a demanda por cargas do tipo impedância constante tende a diminuir, por causa da dependência quadrática com a tensão. Os equipamentos de controle de tensão tentam então recuperar a tensão nas barras, porém a capacidade do sistema de transmissão pode já estar esgotada e não suportar mais carga restaurada, podendo levar à instabilidade de tensão (LONDERO, 2014).

Os principais equipamentos que contribuem para a instabilidade de tensão são: transformador com comutador de tap sob carga (OLTC); limitador de sobre-excitação da corrente de campo (OXL); e motor de indução.

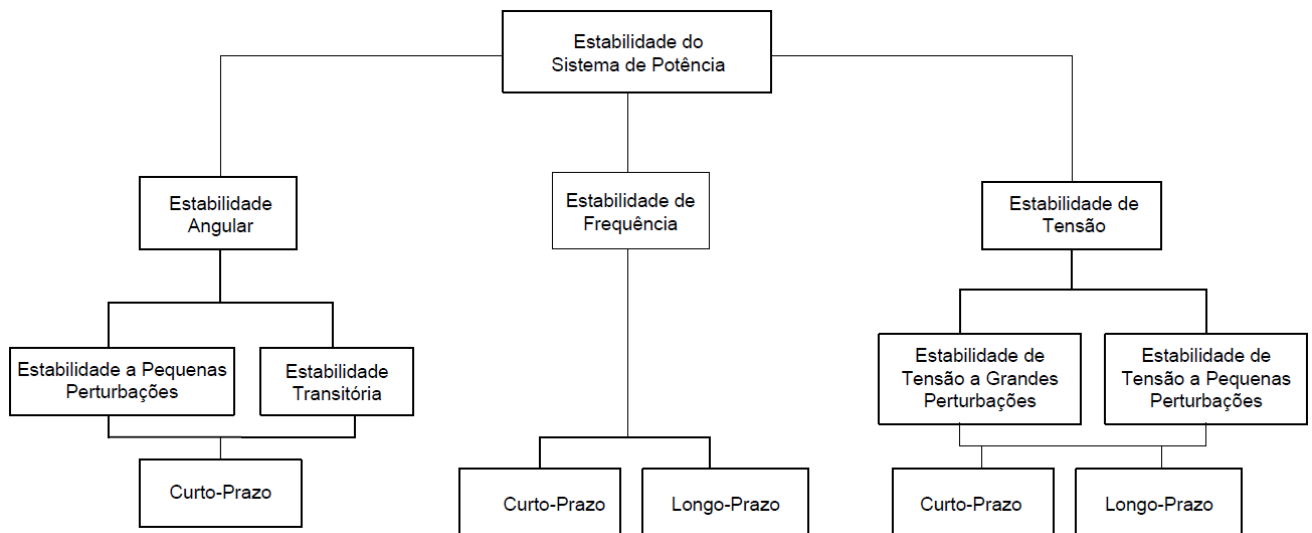
O OLTC mantém a tensão constante no barramento até que o seu limite seja atingido. Dessa forma, a carga no secundário pode ser vista como potência constante (característica mais crítica para estabilidade de tensão) (CUTSEM, 1998). O OXL é usado para proteção contra sobre-aquecimento do enrolamento de campo devido as altas solicitações de potência reativa. Quando ele atua, a excitação é reduzida rapidamente, levando o sistema ao colapso de tensão. O motor de indução tem grande aplicação nas indústrias, e o seu alto consumo de potência reativa combinada com a atuação do OLTC e OXL pode causar um colapso no sistema.

2.1.2 Classificação da Estabilidade de Tensão

Para que se possam entender melhor os problemas de instabilidade, é necessário identificar seu tipo, tornando possíveis ações preventivas ou corretivas no sistema de potência.

A estabilidade de um sistema de potência é classificada quanto à natureza da instabilidade, ao tamanho da perturbação e ao intervalo de tempo que ocorre. A Figura 02 ilustra a classificação da estabilidade de sistemas de potência:

Figura 02 – Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos



Fonte: IEEE/CIGRE (2004).

Tratando da estabilidade de tensão a grandes perturbações referem-se à habilidade do sistema manter as tensões fixadas após a ocorrência de distúrbios como: curto circuito, perda da geração, ou contingência de circuitos (IEEE/CIGRE, 2004).

Já nas pequenas perturbações, refere-se à habilidade do sistema manter as tensões dentro dos limites após a ocorrência de distúrbios como a mudança gradual de carga no sistema, por exemplo.

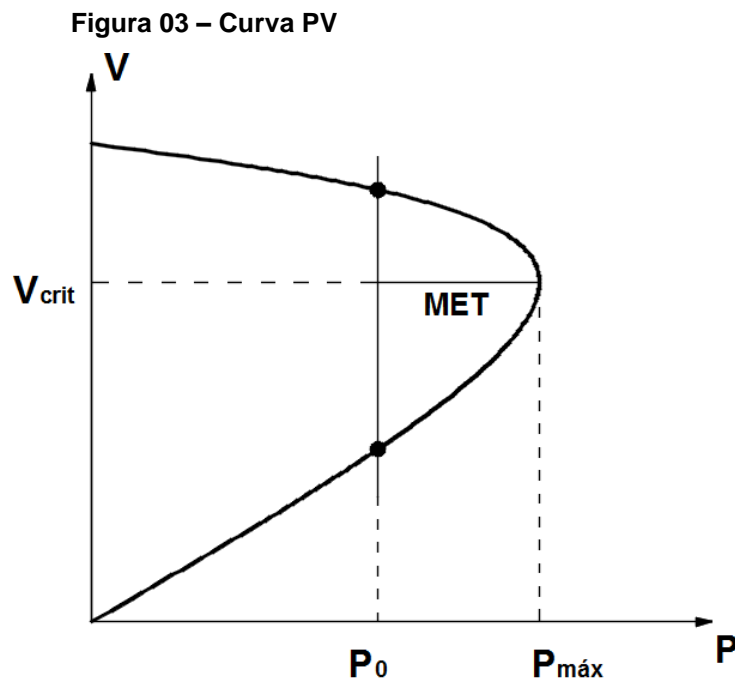
A estabilidade de tensão de curto prazo refere-se à atuação de dinâmica rápida (como motores de indução e cargas eletronicamente controladas). A de longo prazo é associada aos equipamentos de controle que possuem dinâmica lenta e ao aumento da carga com a curva de demanda diária, gerando diferenças entre potência ativa e reativa do sistema por longos períodos.

2.1.3 A curva PV

Para se analisar a estabilidade de tensão de maneira estática, um método que é muito utilizado é baseado na curva PV (*Power-Voltage*), que tem como objetivo indicar a máxima carga permitida do sistema em regime permanente.

Obtêm-se a curva PV resolvendo vários fluxos de carga (Fluxo de potência continuado) a cada incremento na demanda, e os pontos de equilíbrio obtidos definirão a curva.

Uma amostra de curva PV é mostrada abaixo. Onde P_0 significa o carregamento do sistema. O ponto crítico ($P_{m\acute{a}x}$) da curva (“nariz” da curva) é o ponto de máximo carregamento que é associado a uma tensão crítica (V_{crit}).



Fonte: Autoria Própria.

Para avaliar a estabilidade do sistema, é utilizada a Margem de Estabilidade de Tensão (MET), que é também representada na Figura 03. É definida como a distância entre o ponto base de operação até o ponto crítico do sistema:

$$MET(\%) = \frac{P_{m\acute{a}x} - P_0}{P_0} \times 100 \quad (1)$$

Como a estabilidade de tensão é um problema intrínseco da natureza da carga e dos equipamentos que realizam o controle de tensão no seu barramento (LONDERO, 2014), representar bem a carga é muito importante para análise de

estabilidade. Como comentado, as três características de carga mais conhecidas são potência constante, corrente constante e impedância constante.

A curva PV é então utilizada para análise estática da estabilidade de tensão, porém deve-se atentar ao tipo de carga e controles envolvidos, pois a análise estática pode ser inadequada em alguns casos. Por exemplo, o uso do OLTC e OXL produzem efeitos depreciativos no perfil da tensão e, portanto, é essencial considerar a dinâmica desses equipamentos, assim como da carga.

2.1.4 Análise Estática e Dinâmica

Como dito, a dinâmica dos equipamentos influenciam na estabilidade de tensão, porém é geralmente lenta. Dessa forma, podem ser utilizados métodos estáticos para diagnóstico da condição de operação do sistema, permitindo uma simples e rápida avaliação das condições do sistema elétrico de potência através de análises de fluxo de carga e curvas PV, por exemplo.

Entretanto, esses métodos estáticos não consideram as ações dos equipamentos dinâmicos do sistema, como a coordenação da proteção e equipamentos de controle. Para isso, deve-se usar a análise dinâmica por meio de simulações no domínio do tempo, com maior detalhamento dos componentes do sistema o que implica em maior esforço computacional e em uma resposta mais fiel do comportamento do sistema após a perturbação (LONDERO, 2014).

Neste trabalho, será estudada a estabilidade de tensão de longo-prazo por meio da análise dinâmica do sistema, relacionada com o uso do Controle Automático da Geração (CAG).

2.2 Modelagem dos Elementos do Sistema

2.2.1 Modelagem de Máquina Síncrona

A fim de descrever o comportamento dinâmico de um sistema, pode-se iniciar a representação por meio de um balanço de potência em cada máquina do sistema, pela segunda Lei de Newton na forma rotacional:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a \quad (2)$$

Sendo J o momento de inércia combinado (gerador-turbina), ω_m a velocidade angular do rotor, T_a o torque acelerante e t o tempo.

Sabe-se que o torque acelerante (T_a) é resultado da diferença entre o torque mecânico (T_m) e torque elétrico (T_e):

$$T_a = T_m - T_e \quad (3)$$

Durante perturbações no sistema, o torque acelerante é diferente de zero, porém, em regime a diferença entre os torques mecânico e elétrico é nula e $T_a = 0$.

Sendo a constante de inércia H definida como a energia cinética armazenada à velocidade nominal dividido pela potência aparente nominal da máquina, tem-se (ALMEIDA, 2004):

$$H = \frac{J\omega_{om}^2}{2 S_N} \quad (4)$$

Onde ω_{om} é a velocidade angular nominal do rotor em radianos mecânicos e S_N é a potência aparente nominal da máquina. Assim, obtendo J em termos de H na equação (4) e substituindo na equação (2) usando (3), tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_{om}^2} S_N \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (5)$$

Nota-se que:

$$\frac{S_N}{\omega_{om}} = T_N \quad (6)$$

Onde T_N é o torque nominal da máquina, e:

$$\frac{\omega_m}{\omega_{om}} = \frac{\omega_r/np}{\omega_0/np} = \frac{\omega_r}{\omega_0} = \overline{\omega_r} \quad (7)$$

Sendo ω_r a velocidade angular do rotor em radianos elétricos, ω_0 a velocidade angular nominal do rotor em radianos elétricos, np o número de par de pólos e $\overline{\omega_r}$ a velocidade angular do rotor em radianos elétricos em pu.

Manipulando a equação (5), e substituindo (6) e (7):

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{om}} \right) = \frac{T_m - T_e}{S_N/\omega_{om}} \quad (8)$$

$$2H \frac{d\overline{\omega_r}}{dt} = \overline{T_m} - \overline{T_e} \quad (9)$$

Sendo δ a posição angular do rotor em radianos elétricos e δ_0 sua posição inicial, é medida a posição angular em relação a um eixo de referência que gira à velocidade síncrona em relação ao eixo fixo, a fim de tornar o equacionamento mais conveniente:

$$\delta = \omega_r t - (\omega_0 t + \delta_0) \quad (10)$$

Derivando a equação (10) em relação ao tempo duas vezes, tem-se:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} \quad (11)$$

Usando (11) em (9) obtém-se:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (12)$$

A equação (12) representa a “equação swing”, ou seja, a equação de movimento de uma máquina síncrona.

Para estudos do tipo carga-frequência é comum representar a equação acima em termos da potência mecânica e elétrica, substituindo o torque. A relação da potência e torque é a seguinte:

$$P = \omega_r T \quad (13)$$

Considerando desvios em torno do valor nominal e negligenciando os termos de segunda ordem, tem-se:

$$P = P_0 + \Delta P \quad (14)$$

$$T = T_0 + \Delta T \quad (15)$$

$$\omega_r = \omega_0 + \Delta\omega_r \quad (16)$$

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (17)$$

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega_r \quad (18)$$

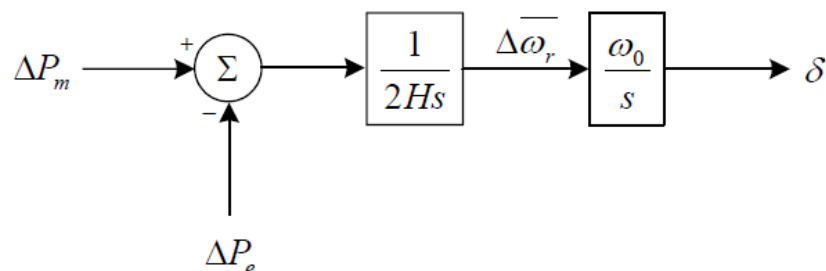
$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + \Delta\omega_r (T_{m0} - T_{e0}) \quad (19)$$

Em regime, os torques mecânico e elétrico são iguais e a velocidade é igual a 1 pu, logo a equação (19) torna-se:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (20)$$

E assim, é possível obter o diagrama de blocos da equação de movimento em termos das potências, conforme a Figura 04.

Figura 04 – Diagrama de blocos da equação swing em termo das potências



Fonte: Almeida (2004).

2.2.2 Curva de Capacidade

É importante conhecer os limites de potência nas máquinas síncronas para estudos de estabilidade de tensão. A curva de capacidade, como mostra a Figura 05, identifica esses limites.

Os principais limites operacionais de um gerador são: limite térmico do estator (máxima corrente terminal), limite térmico do rotor (máxima corrente de excitação), limite da turbina, limite de estabilidade e limite de mínima corrente de excitação (GUIMARÃES; RANGEL, 2009).

O limite térmico do estator pode ser obtido pelo círculo centrado na origem com raio igual a potência aparente. Esse limite é definido pela corrente terminal da máquina, logo, a potência aparente varia diretamente com a tensão terminal.

O limite térmico do rotor pode ser obtido por um processo iterativo onde para valores crescentes de potência ativa os respectivos valores de potência reativa são calculados. A variação com a tensão depende da corrente no estator que varia diretamente com a potência aparente e inversamente com a tensão terminal.

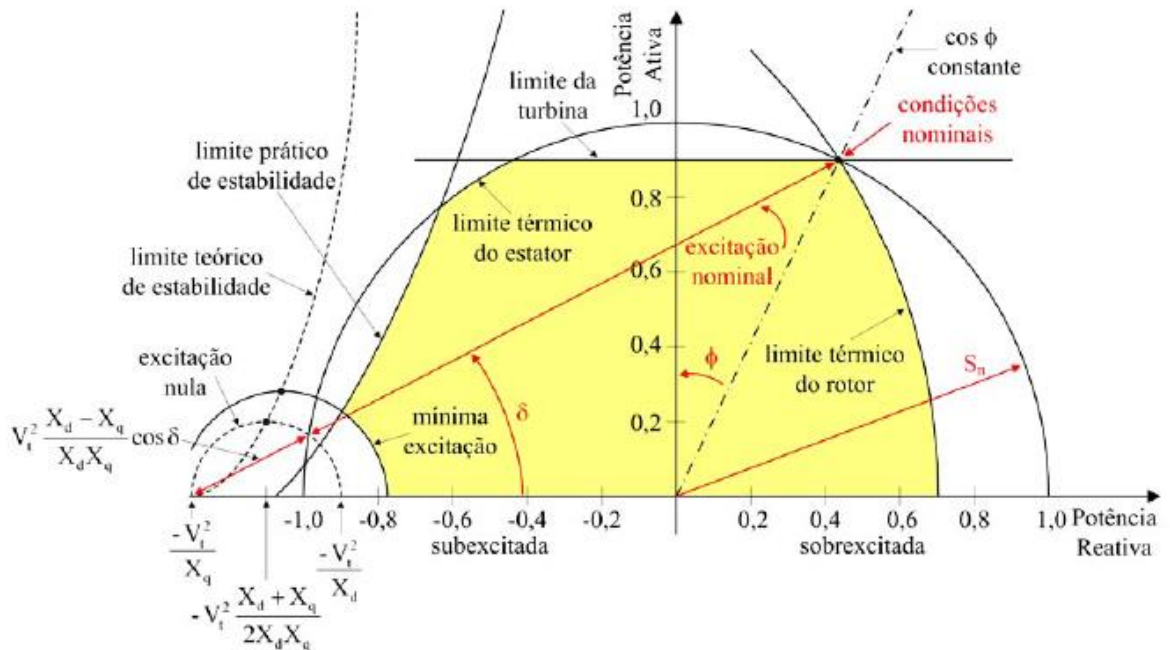
O limite da turbina depende de alguns fatores como o nível do reservatório em turbinas hidráulicas, por exemplo. É comumente usado como um valor constante, assim, não há influência da tensão terminal no seu valor.

O limite de estabilidade é formado pelos pontos de operação com a potência ativa máxima reduzida de certo valor (reserva de potência ativa) para a mesma excitação constante (GUIMARÃES; RANGEL, 2009).

E o limite de mínima excitação pode ser obtido de forma semelhante ao limite térmico do rotor. A sua variação com a tensão depende da corrente demandada no estator, que varia diretamente com a potência aparente e inversamente com a tensão terminal.

Assim, pode-se construir a curva de capacidade da máquina e definir os limites:

Figura 05 – Curva de capacidade



Fonte: Guimarães; Rangel (2009).

Dessa forma, com o auxílio da curva de capacidade, podem-se observar os limites de operação segura para o gerador síncrono.

Para proteger o gerador contra sobreaquecimento do enrolamento de campo devido a elevadas solicitações de potência reativa, é utilizado, como função de controle associada ao Regulador Automático de Tensão (RAT), o limitador de sobre-excitação da corrente de campo OXL (Over Excitation Limiter) (BARATA, 2014). Entretanto esse equipamento é um dos grandes responsáveis pela instabilidade de tensão de longo prazo.

2.2.3 Limitador de Sobre-Excitação (OXL)

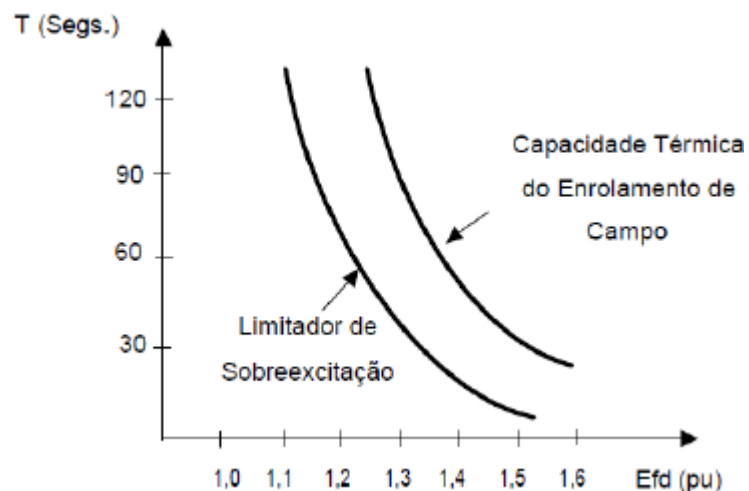
O OXL, como comentado, é um dos principais equipamentos que contribuem para a instabilidade de tensão, porém seu uso é necessário para proteger a máquina contra sobre-aquecimento do enrolamento de campo quando há grandes solicitações de potência reativa.

Quando este equipamento atua, a excitação é reduzida drasticamente, normalmente levando o sistema de potência ao colapso de tensão (LONDERO, 2014). Dessa forma, a função do OXL é limitar a corrente de campo, e consequentemente a potência reativa injetada pela máquina para que sua operação

não exceda os limites de segurança definidos pela curva de capacidade. Com isso o gerador ao qual o OXL está conectado perde o controle de tensão devido a essa drástica queda no valor da corrente de campo.

Pode-se implementar o OXL com base em dois tipos de tempos de atraso: tempo definido ou tempo inverso. Na característica de tempo definido, o limitador atua quando a corrente de campo excede o valor de “pick-up” fixado para um tempo especificado, independente do nível de sobre-excitação. Na característica de tempo inverso o limitador é regido pela curva de operação (Figura 06) permitindo a coordenação com a característica da capacidade térmica do enrolamento de campo (BARATA, 2014), ou seja, o tempo de operação do OXL depende do nível da tensão de campo do gerador de forma que quanto maior o nível de tensão, menor o tempo de atuação.

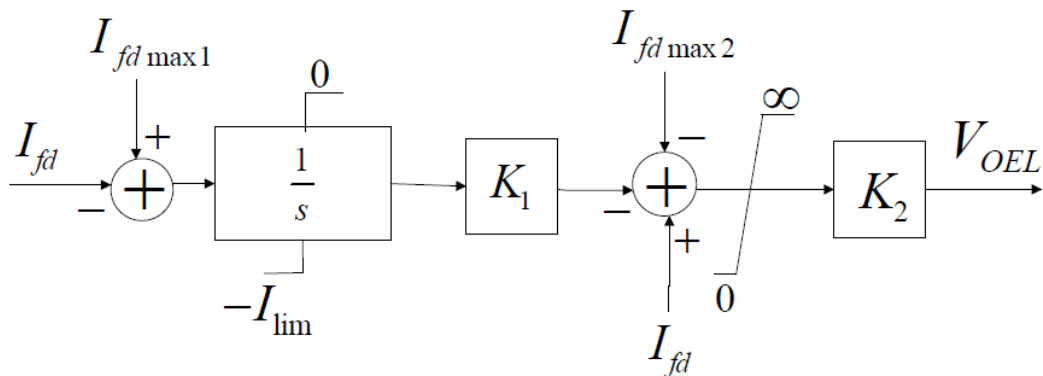
Figura 06 – Coordenação do OXL com capacidade térmica do enrolamento de campo



Fonte: Barata (2014).

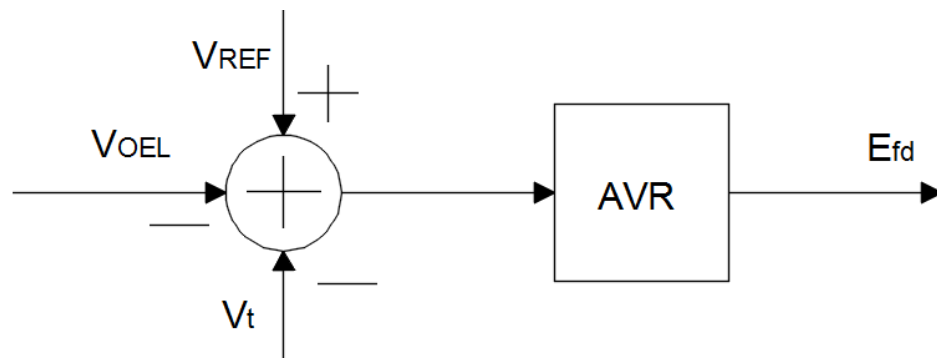
O diagrama de blocos e a forma de atuação do OXL são mostrados nas figuras 07 e 08 a seguir.

Figura 07 – Diagrama de blocos OXL



Fonte: Kundur (1994).

Figura 08 – Atuação do OXL



Fonte: Autoria própria.

2.2.4 Transformador com Comutador de Tap sob Carga (OLTC)

O OLTC (On-Load Tap Changer) também é um dos principais equipamentos que contribuem para a instabilidade de tensão.

Seu uso é indispensável para grandes consumidores industriais e redes de distribuição, pois aumenta a capacidade de máxima transferência de potência por meio do controle da posição do tap (LONDERO, 2014).

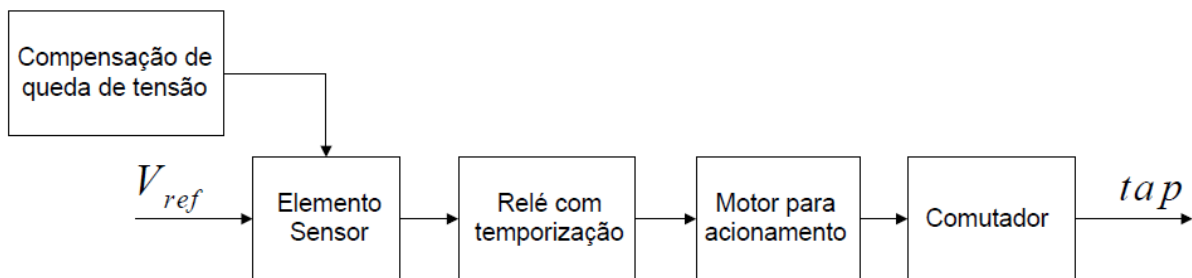
O funcionamento é semelhante a um transformador convencional, com a diferença que, ao se variar a posição do tap, a relação de transformação se modifica, alterando assim a tensão nominal. Essas alterações no tap são necessárias para compensar as variações nas tensões no sistema (KUNDUR, 1994). Logo, é utilizado para controle de tensão e potência reativa.

Portanto, o OLTC é usado em sistemas onde há variações constantes na carga, alterando-se a relação de transformação com frequência, de forma a realizar o controle contínuo da tensão na carga.

O OLTC atua com o objetivo de restaurar a tensão do lado da carga dentro dos valores especificados. Assim, o uso do OLTC difere dos outros equipamentos de controle de tensão devido ao fato que a variação da tensão em um lado do transformador é realizada através da variação da tensão do outro lado do transformador, e conseqüentemente o efeito da atuação pode levar o sistema à instabilidade (BARATA, 2014).

O diagrama de blocos de um OLTC é mostrado na Figura 09 abaixo.

Figura 09 – Diagrama de blocos OLTC



Fonte: Rangel; Guimarães (2007).

2.2.5 Cargas

O modelo adotado para representar as cargas em estudos de estabilidade de tensão é o modelo exponencial, representando as potências consumidas por:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (25)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (26)$$

onde, P_0 e Q_0 são os pontos de operação inicial na tensão V_0 (nominal), e α e β são os expoentes que definem a sensibilidade da carga em relação à tensão V .

Sendo assim, os parâmetros α e β podem assumir qualquer valor devido às diferentes características de carga, porém as três características de carga mais utilizadas são potência constante, corrente constante e impedância constante. Para carga de potência constante, o expoente (sensibilidade) é nulo, pois o consumo é independente do valor da tensão da carga. Para corrente constante o consumo varia linearmente com a tensão aplicada, logo a sensibilidade é igual a 1. Para cargas com característica de impedância constante o consumo varia com o quadrado da tensão, sendo assim, a sensibilidade é igual a 2.

2.2.6 Modelagem de Turbinas

Serão apresentados aqui apenas os resultados da análise das funções de transferência das turbinas a vapor e hidráulica, já que para uma modelagem rigorosa das funções de transferência seria necessário uma grande quantidade de detalhes das turbinas, o que não é o intuito desse trabalho.

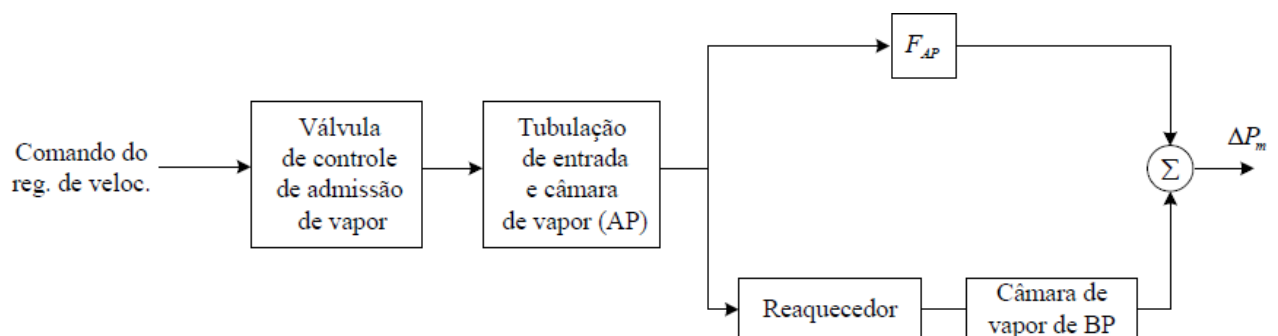
2.2.6.1 Turbinas a Vapor

Nas turbinas térmicas, o vapor em alta pressão e temperatura, originado na caldeira, é canalizado por meio de uma válvula de controle até as aletas montadas sobre o eixo. Assim, a energia térmica e de pressão do vapor percorrendo a turbina são convertidas em energia mecânica.

Podem-se considerar três estágios em uma turbina térmica: de alta pressão (AP), pressão intermediária (PI) e baixa pressão (BP). Naturalmente, na saída da turbina, o vapor encontra-se sob menor pressão e menor temperatura, sendo então entregue ao condensador.

Nas turbinas com reaquecimento, o vapor que deixa o estágio de AP é canalizado novamente até a caldeira e em seguida introduzido no estágio de PI ou BP. O propósito é aumentar a eficiência da turbina (SIMÕES COSTA, 2000). O diagrama esquemático para uma unidade com reaquecimento é mostrado a seguir:

Figura 10 – Diagrama para unidade com reaquecimento

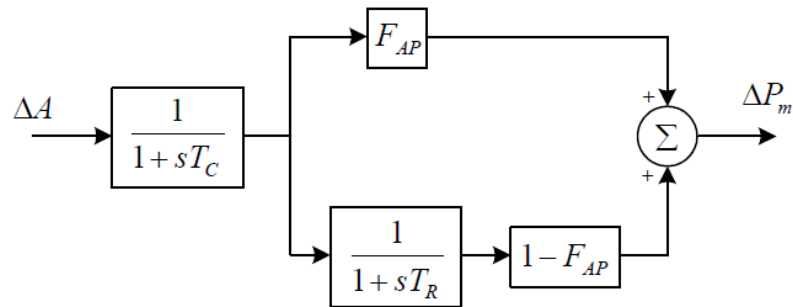


Fonte: Almeida (2004).

A turbina de AP retira uma parcela (F_{AP}) da potência térmica do vapor e a transforma em torque mecânico. A parcela restante é transformada em energia mecânica pelo estágio BP (e PI, se houver). Devido às próprias tubulações

presentes no sistema, entre as variações de fluxo de vapor na válvula e o fluxo de entrada na turbina de AP existe um atraso de tempo, assim como no reaquecedor (SIMÕES COSTA, 2000). Logo, na forma de função de transferência, a Figura 10 pode ser expressa como se apresenta na Figura 11.

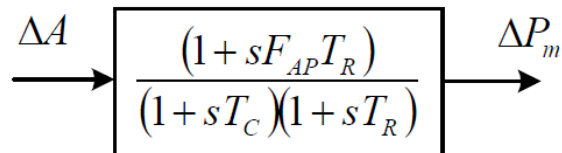
Figura 11 – Diagrama de blocos para unidade com reaquecimento



Fonte: Almeida (2004).

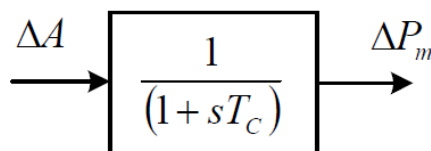
Reduzindo o diagrama de blocos, obtém-se a função de transferência apresentada na Figura 12. Para o modelo de turbina sem reaquecimento ($F_{AP} = 1$), obtém-se a função de transferência dada na Figura 13.

Figura 12 – Diagrama de blocos reduzido para unidade com reaquecimento.



Fonte: Almeida (2004).

Figura 13 – Diagrama de blocos para unidade sem reaquecimento.

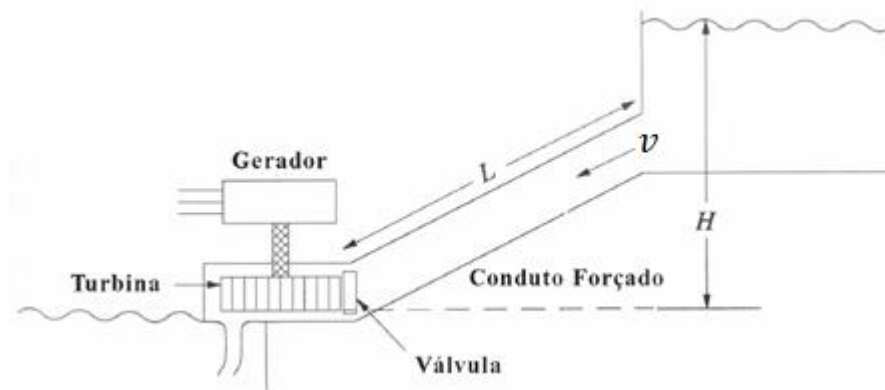


Fonte: Almeida (2004).

2.2.6.2 Turbinas Hidráulicas

Tomando por base o diagrama esquemático de uma unidade hidráulica apresentado na Figura 14, tem-se que: H é a altura de água do reservatório em relação ao nível do distribuidor, v é a velocidade da água no conduto forçado e L é o comprimento do conduto forçado:

Figura 14 – Esquema de uma unidade hidráulica

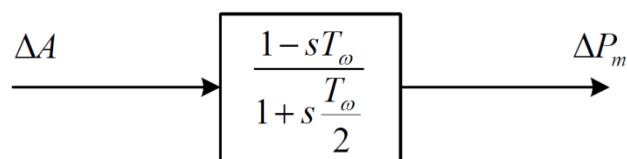


Fonte: Almeida (2004).

Para realização dos estudos de estabilidade, são consideradas algumas aproximações: a tubulação do conduto forçado é inelástica e a água é incompressível; a velocidade da água é diretamente proporcional à abertura da válvula e a raiz quadrada da coluna hidráulica líquida; a potência da turbina é proporcional ao produto entre a altura da água e a vazão e; as perdas de pressão no conduto forçado são desprezíveis.

Segundo Kundur (1994), utilizando das aproximações acima, pode-se desenvolver o modelo da turbina. O diagrama de bloco que representa a função de transferência desta turbina é mostrado abaixo:

Figura 15 – Função de transferência de uma turbina hidráulica



Fonte: Almeida (2004).

Sendo que:

$$T_{\omega} = \frac{v L}{g H} \quad (27)$$

2.3 Controle Automático de Geração

2.3.1 Controle Carga-Frequência

Para os estudos em sistemas elétricos de potência que mostram o desempenho em regime permanente são analisadas condições específicas do mesmo, como por exemplo, para uma carga alta ou mínima. Entretanto as cargas nos barramentos de um sistema elétrico mudam a cada instante, havendo um constante desequilíbrio entre geração e carga.

Assim, à medida que a carga muda, é necessário que seja alterada a potência mecânica gerada no sistema, pois a variação de carga é suprida inicialmente pela energia cinética das massas girantes provocando desvios de velocidade da rotação das máquinas e, conseqüentemente, desvios de frequência (ALMEIDA, 2004).

O Controle Carga-Frequência (CCF) é utilizado para a manutenção do equilíbrio do sistema a cada instante em que a carga é alterada, controlando a geração e a frequência do sistema.

2.3.1.1 Regulação Própria

A regulação própria de um sistema baseia-se no princípio de que todo sistema de potência tem a capacidade de se auto-regular, pois a carga é variável com a frequência e assim, quando a frequência decai o valor absoluto da carga também decai, podendo o sistema alcançar um estado de equilíbrio.

A quantificação da regulação própria é feita por meio do Coeficiente de Amortecimento (D):

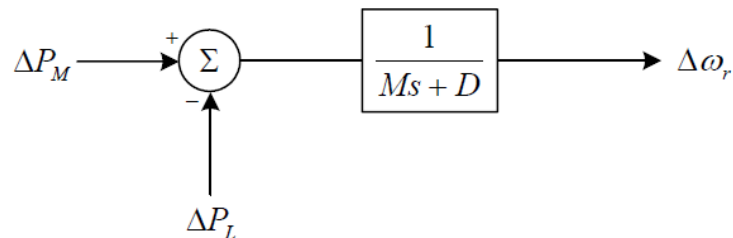
$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (28)$$

Onde ΔP_D é a variação da carga sensível à frequência e Δf é a variação da frequência.

Em sistemas de grande porte os valores típicos do coeficiente de amortecimento são relativamente baixos (de 1% a 2%) demonstrando que variações inadmissíveis de frequência podem ocorrer (ALMEIDA, 2004).

Sendo ΔP_L a variação de carga não sensível à frequência, o diagrama de blocos do sistema com o efeito de amortecimento da carga pode ser representado conforme a Figura 16 abaixo, onde $M = 2H$.

Figura 16 – Diagrama de blocos do sistema com amortecimento.



Fonte: Almeida (2004).

2.3.1.2 Regulação Primária

A regulação primária pode ser necessária quando o sistema não atinge um ponto de equilíbrio aceitável por sua regulação própria, ou seja, quando essa auto-regulação levar o sistema a níveis de operação inaceitáveis.

Segundo a ANEEL (RESOLUÇÃO 265, 2003), entende-se como Controle Primário de Frequência:

I – Controle Primário de Frequência: é o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

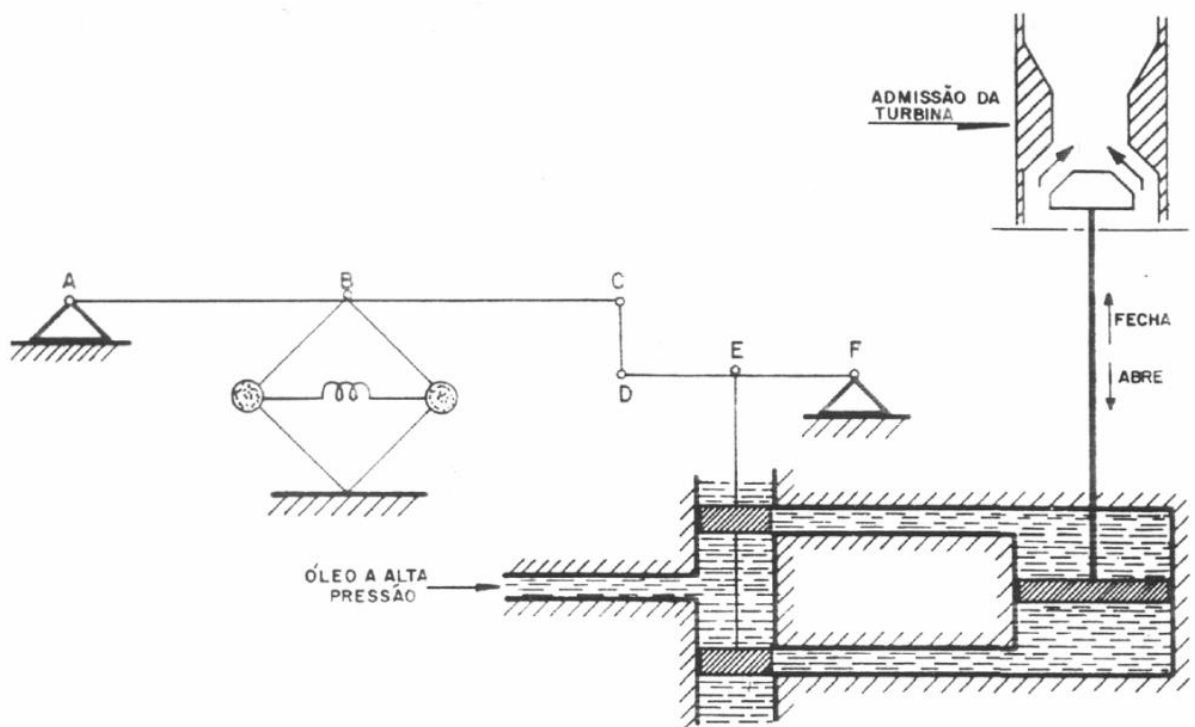
Assim, os reguladores atuam de forma a realizar o ajuste de velocidade da máquina com o objetivo de manter a frequência de referência. A seguir são mostrados os tipos de reguladores de velocidade.

2.3.1.2.1 Regulador de Velocidade Isócrono

A Figura 17, a seguir apresenta o esquema de um regulador de velocidade isócrono.

O funcionamento deste regulador de velocidade baseia-se no princípio da força centrífuga das esferas indicadas, que giram em sincronismo com a turbina. Logo, a força que é exercida sobre elas é função da velocidade da máquina. A cada valor de velocidade (ou frequência), a posição do ponto B é alterada, de forma que na frequência nominal a posição dos êmbolos interrompe o fluxo de óleo do distribuidor.

Figura 17 – Diagrama de um regulador de velocidade isócrono.

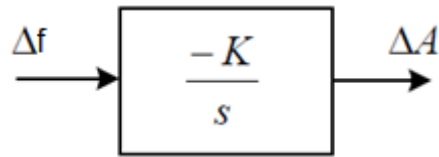


Fonte: Almeida (2004).

Portanto, caso a frequência seja desviada de seu valor nominal, os êmbolos se movimentarão permitindo a passagem do óleo que atua na abertura ou fechamento da válvula de admissão da turbina.

O diagrama de blocos da função de transferência desse tipo de regulador de velocidade é a dada conforme a Figura 18.

Figura 18 – Função de transferência de um regulador de velocidade isócrono.



Fonte: Adaptado de Almeida (2004).

Em que Δf representa a variação de frequência do sistema em pu e ΔA representa a variação da abertura da admissão em pu.

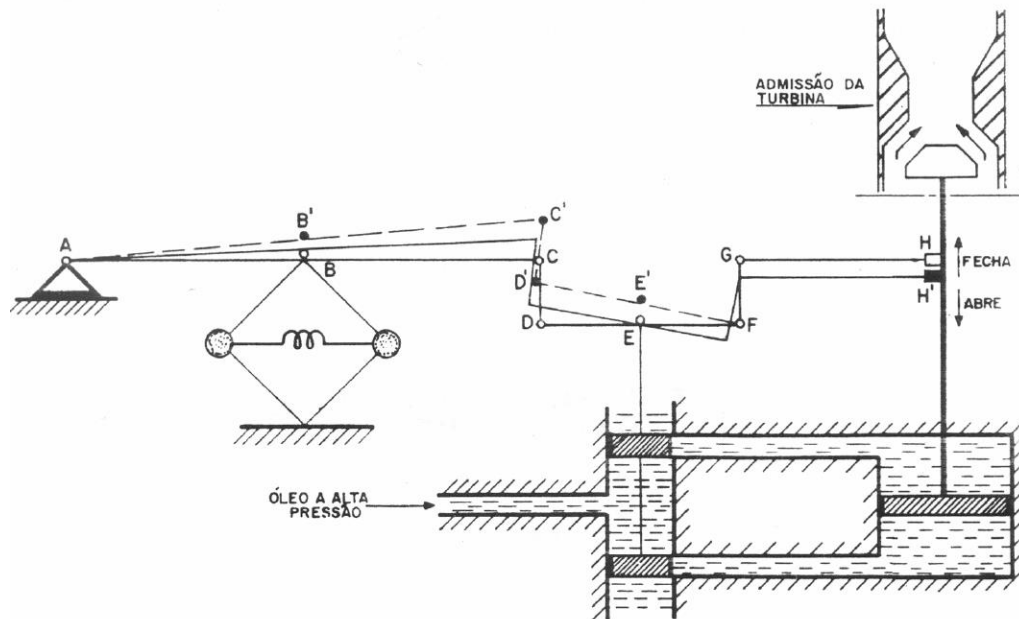
A operação em paralelo de unidades geradoras com controle do tipo isócrona pode trazer sérios problemas de instabilidade e até mesmo levar o sistema ao colapso, pois é praticamente impossível estabelecer e manter valores de referência idênticos em vários reguladores de velocidade desse tipo do sistema, ocasionando em uma disputa entre os geradores no sentido de cada um estabelecer a frequência da sua própria referência.

2.3.1.2.2 Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade

A Figura 19 apresenta o esquema de um regulador de velocidade com queda de velocidade.

O funcionamento deste regulador de velocidade é semelhante ao anterior, porém, com a diferença de que, supondo uma diminuição na frequência do sistema e conseqüente elevação do ponto B, o ponto H tenderá a baixar para a nova posição H', fazendo com que o ponto E tenda a abaixar. Ao retornar à posição original, o mecanismo deixa de atuar e atinge-se o equilíbrio do sistema.

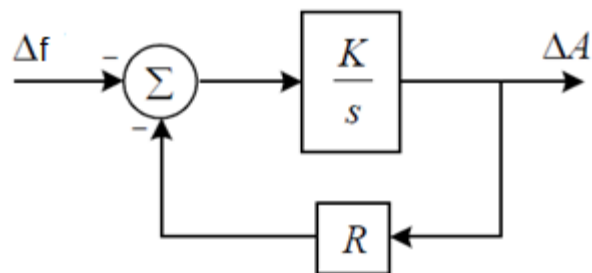
Figura 19 – Diagrama de um regulador de velocidade com queda de velocidade



Fonte: Almeida (2004).

Com essa característica de regulação, um sinal de realimentação é inserido no diagrama de blocos do regulador isócrono, sendo assim, fica:

Figura 20 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.



Fonte: Adaptado de Almeida (2004).

Com essa malha adicional, é promovida uma redução do valor de referência à medida que a unidade geradora assume mais carga, fazendo com que o sistema de controle admita uma queda de velocidade.

A função de transferência representada pelo diagrama de blocos acima pode então ser escrita:

$$\frac{\Delta A}{\Delta f} = \frac{-1/R}{1+s\frac{1}{RK}} \quad (29)$$

Sendo $T_G = 1/(R K)$, tem-se:

$$\frac{\Delta A}{\Delta f} = \frac{-1/R}{1+sT_G} \quad (30)$$

Onde $1/R$ é a chamada Energia de Regulação da Máquina.

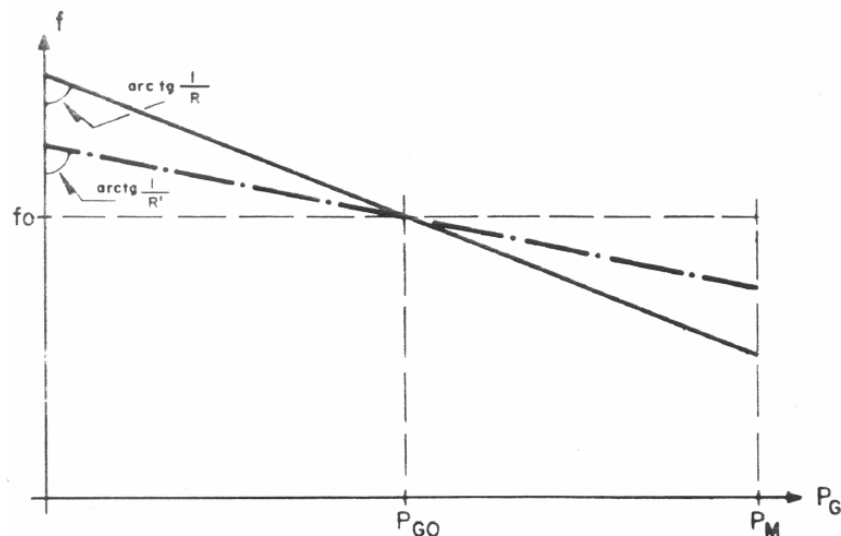
O parâmetro R , chamado de estatismo, representa a característica estática desse regulador de velocidade. É definido como a variação da velocidade que se tem ao se passar de carga nula para plena carga, em pu da velocidade nominal (VIEIRA FILHO, 1984):

$$R(\%) = \frac{\omega_v - \omega_c}{\omega_n} \times 100 \quad (31)$$

onde ω_v é a velocidade em regime sem carga, ω_c é a velocidade em regime a plena carga e ω_n a velocidade nominal da máquina.

A mudança do parâmetro R influencia na característica Frequência x Potência do sistema, como mostra a Figura 21. O Operador Nacional do Sistema (ONS) determina que os reguladores de velocidade operem com estatismo de 5% (ONS, 2003).

Figura 21 – Influência do estatismo na característica Frequência x Potência



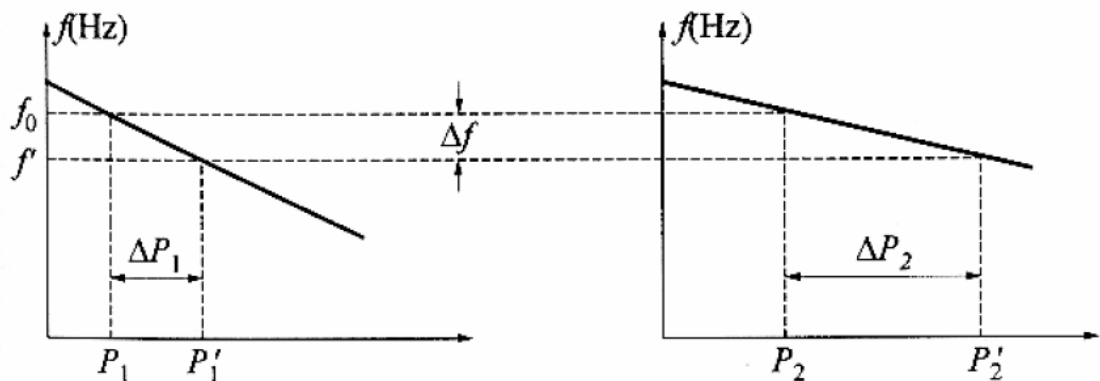
Fonte: Almeida (2004).

No regulador de velocidade isócrono, tem-se que $R = 0$ e a curva Frequência x Potência seria uma reta horizontal. Com isso fica claro a

impossibilidade de um ponto de operação para mais de uma máquina operando em paralelo.

Com a utilização do regulador de velocidade com queda de velocidade, se duas ou mais unidades estão conectadas em paralelo, existirá uma única referência de frequência para a qual as unidades irão dividir o aumento de carga. A Figura 22 mostra o comportamento de duas unidades geradoras com estatismos diferentes R_1 e R_2 .

Figura 22 – Divisão das cargas por duas unidades geradoras com reguladores com estatismo.



Fonte: Almeida (2004).

Ambas inicialmente operam com frequência f_0 e geram P_1 e P_2 , respectivamente. Quando se tem um aumento de carga, os geradores passarão a gerar novas potências P_1' e P_2' , com um novo valor de frequência. O que determina quanto cada unidade geradora irá aumentar na geração é o estatismo de cada máquina. O aumento na geração pode ser calculado da seguinte maneira:

$$\Delta P_1 = P_1' - P_1 = -\frac{\Delta f}{R_1} \quad (32)$$

$$\Delta P_2 = P_2' - P_2 = -\frac{\Delta f}{R_2} \quad (33)$$

Assim, esse tipo de regulador de velocidade permite uma divisão estável de carga entre duas ou mais unidades geradoras. Por outro lado, tem-se como empecilho o fato de que a frequência não retorna ao valor nominal, uma vez que o regulador encontra o equilíbrio com um erro de frequência proporcional ao montante de desequilíbrio ocorrido.

Sendo assim, para o cálculo das variáveis do sistema elétrico de interesse, podem-se usar as seguintes equações:

$$\Delta F_{rp} = -\frac{\Delta L_1 + \Delta L_2}{\beta_S} \quad (34)$$

$$\beta_S = \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 \quad (35)$$

$$\beta = \frac{1}{R} + D \quad (36)$$

$$\Delta T_{12} = \frac{\beta_{AREA1}\Delta L_2 - \beta_{AREA2}\Delta L_1}{\beta_S} \quad (37)$$

$$\Delta P_{G1} = -\beta_1 \Delta F \quad (38)$$

Onde:

ΔF_{rp} : Variação da frequência em regime permanente;

ΔL_i : Variação da carga na área i;

β_S : Característica natural do sistema;

β_i : Característica natural do gerador i;

β_{AREAi} : Característica natural da área i;

R: Estatismo;

D: Amortecimento da carga;

ΔT_{12} : Variação do intercâmbio de potência entre áreas 1 e 2;

ΔP_G : Variação da potência gerada;

2.3.1.3 Regulação Secundária

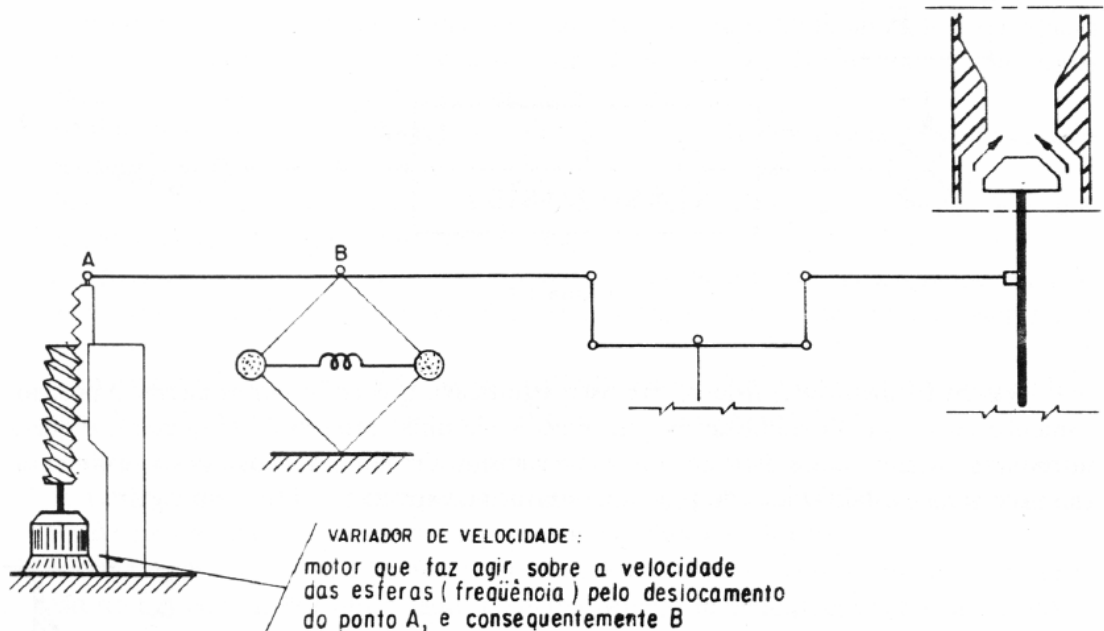
Segundo a ANEEL (RESOLUÇÃO 265, 2003), entende-se como Controle Secundário de Frequência:

II – Controle Secundário de Frequência: é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG, destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados;

Como verificado anteriormente, a regulação primária torna possível o atendimento da demanda, porém em regime permanente o sistema apresenta um desvio de frequência em relação ao valor nominal. Com isso é necessário um controle suplementar para retornar a frequência ao valor original.

O esquema do dispositivo de variação de velocidade que atua nesse sentido é mostrado na Figura 23 a seguir.

Figura 23 – Esquema do dispositivo de variação de velocidade

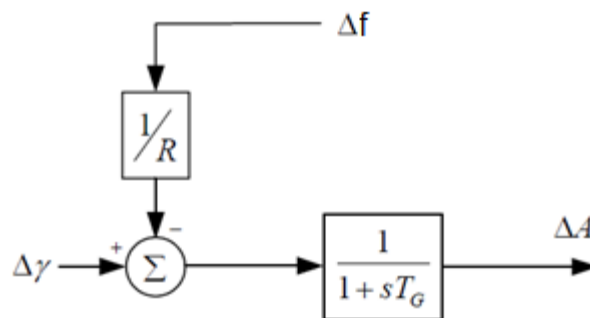


Fonte: Almeida (2004).

O diagrama de blocos que representa o controle secundário é dada conforme a Figura 24 abaixo.

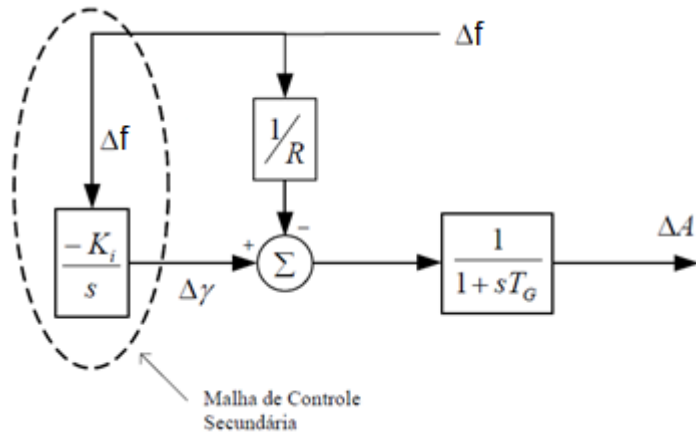
Segundo Vieira Filho (1984), o controle que obriga o desvio de frequência inicial retornar ao valor nulo é consequência da ação de um bloco integrador inserido na malha de controle da regulação primária. Ou seja, para o controle automático, um controlador integral associado a um ganho K_i deve ser inserido na malha de controle, como mostrado na Figura 25.

Figura 24 – Diagrama de blocos do controle secundário



Fonte: Adaptado de Almeida (2004).

Figura 25 – Malha de controle secundário

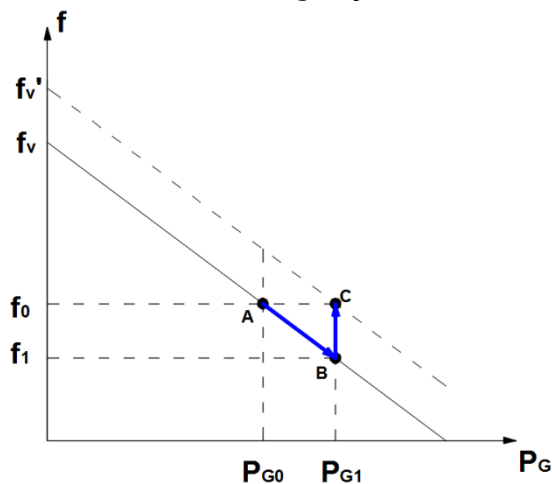


Fonte: Adaptado de Almeida (2004).

Portanto, através da malha de controle secundária, é adicionado um sinal ao sistema que é proporcional a integral do erro de velocidade (ou frequência) (MACHOWSKI, 2008). Este sinal proporciona a regulação da característica de queda de velocidade, ocasionada pelo aumento de carga.

A Figura 26 a seguir mostra o funcionamento da unidade geradora com regulação primária e secundária, alimentando uma carga. Inicialmente o sistema está no ponto A e, após uma variação de carga, a potência gerada passa de P_{G0} para P_{G1} , porém a uma frequência inferior a especificada. Assim, após a atuação da regulação primária o sistema se encontra operando no ponto B. O controle secundário atuará então de modo a fazer com que a frequência volte ao seu valor original, e o novo ponto de operação será o ponto C.

Figura 26 – Característica $f \times P$ com regulação secundária



Fonte: Autoria Própria.

O detalhamento anterior se refere em um sistema com uma única unidade geradora, porém pode-se fazer a mesma análise com várias máquinas no sistema considerando uma área de controle na qual algumas unidades geradoras compensam as mudanças de carga.

Para calcular o estatismo equivalente (R_{eq}) da área de controle deve-se basear nos estatismos individuais de cada máquina:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} \quad (39)$$

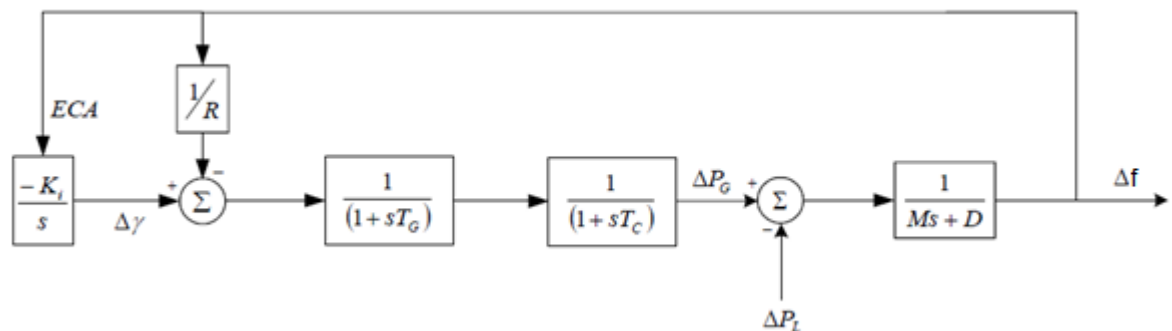
O fator de participação λ_i de cada unidade geradora representa a parcela que cada máquina tomará, do acréscimo de demanda depois da regulação secundária, sendo definida por $\Delta\gamma_i = \lambda_i \Delta\gamma$.

Para análises de controle automático de geração, é muito utilizado o Erro de Controle de Área (ECA) que é o sinal de entrada do integrador, ou seja, a grandeza que deve ser corrigida. No caso de uma única área de controle esse erro corresponde ao desvio de frequência ($ECA = \Delta f$).

Logo, o diagrama de blocos de um sistema com regulação primária e secundária de uma unidade geradora em uma área de controle será dado conforme a Figura 27 abaixo.

Como objetivo do controle secundário, tem-se também o de manter o intercâmbio de potência entre áreas de controle vizinhas próximos dos valores programados.

Figura 27 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária



Fonte: Adaptado de Almeida (2004).

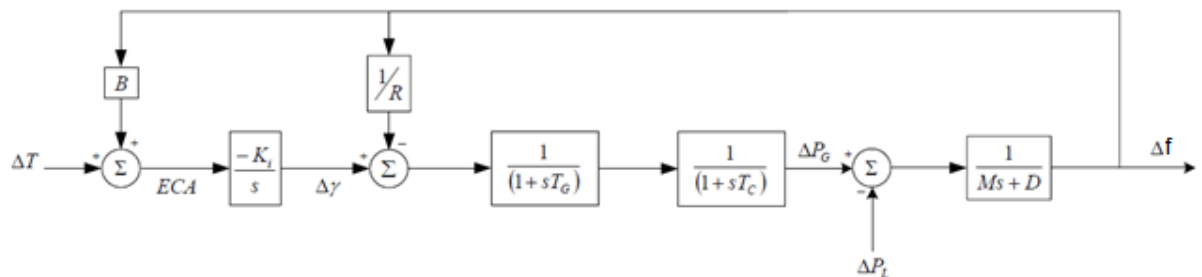
Ao se introduzir o controle de intercâmbio em um sistema de controle secundário, o objetivo principal permanece o de se anular o erro de frequência do sistema (ALMEIDA, 2004).

Assim, o sinal de ECA a ser aplicado na entrada do integrador será a combinação do desvio de frequência e o desvio de intercâmbio:

$$ECA = B \Delta f + \Delta T \quad (40)$$

Onde B é o fator que converte um desvio de frequência em unidade de potência (denominado Bias) e ΔT a variação do intercâmbio. Portanto, o diagrama de blocos com controle de intercâmbio de potência será dado pela Figura 28 abaixo.

Figura 28 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária e controle de intercâmbio



Fonte: Adaptado de Almeida (2004).

Os sistemas de controle automático de geração podem operar em três modalidades:

- TLB: Controle de Intercâmbio e Frequência ($ECA = B \Delta f + \Delta T$);
- FF: Controle de Frequência Constante ($ECA = B \Delta f$);
- FTL: Controle de Intercâmbio Constante ($ECA = \Delta T$).

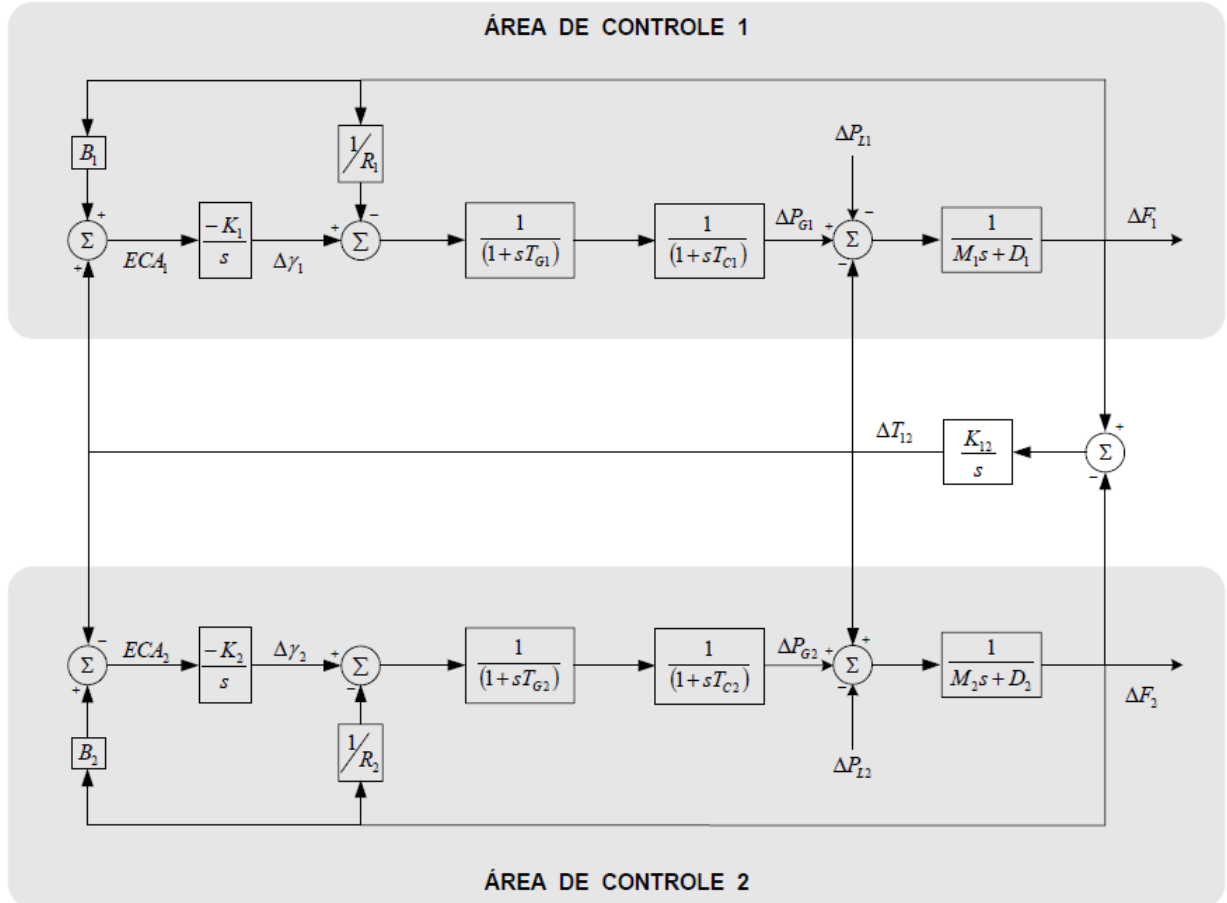
No modo de operação TLB, ambos os desvios de frequência e de intercâmbio são controlados. No modo de operação FF o erro de frequência do sistema é controlado, não se importando com o controle de intercâmbio de potência entre áreas. E no modo de operação FTL, o intercâmbio de potência entre áreas é controlado, não se importando com o controle de frequência do sistema (THEODORO, 2018).

2.3.2 Operação em Sistemas Interligados com Regulação Secundária

Considerando duas áreas de controle interligadas por uma linha de transmissão (com resistência desprezada), e sendo que cada área é representada por uma unidade geradora equivalente com seus controles e cargas próprios.

O diagrama de blocos do sistema com regulação secundária é mostrado abaixo (nota-se que o fluxo de potência foi definido como indo da área 1 para a 2).

Figura 29 – Diagrama de blocos de um sistema com duas áreas de controle interligadas e com regulação secundária.



Fonte: Almeida (2004).

Deseja-se que, quando houver a atuação dos controladores secundários, os desvios de frequência e intercâmbio sejam zero, ou seja, que os erros de controle de área (ECA) sejam nulos (VIEIRA FILHO, 1984), ou seja:

$$ECA_1 = ECA_2 = 0 = B_1 \Delta F_1 + \Delta T_{12} = B_2 \Delta F_2 + \Delta T_{21} \quad (41)$$

$$(\Delta F_1)_{r.p.} = (\Delta F_2)_{r.p.} = \Delta F_{r.p.} \quad (42)$$

$$\Delta T_{12} = -\Delta T_{21} \quad (43)$$

$$B_1 \Delta F_{r.p.} + \Delta T_{12} = 0 = B_2 \Delta F_{r.p.} - \Delta T_{12} \quad (44)$$

$$\Delta F_{r.p.} = -\frac{\Delta T_{12}}{B_1} = \frac{\Delta T_{12}}{B_2} \quad (45)$$

Onde $\Delta F_{r.p.}$ é a frequência em regime permanente.

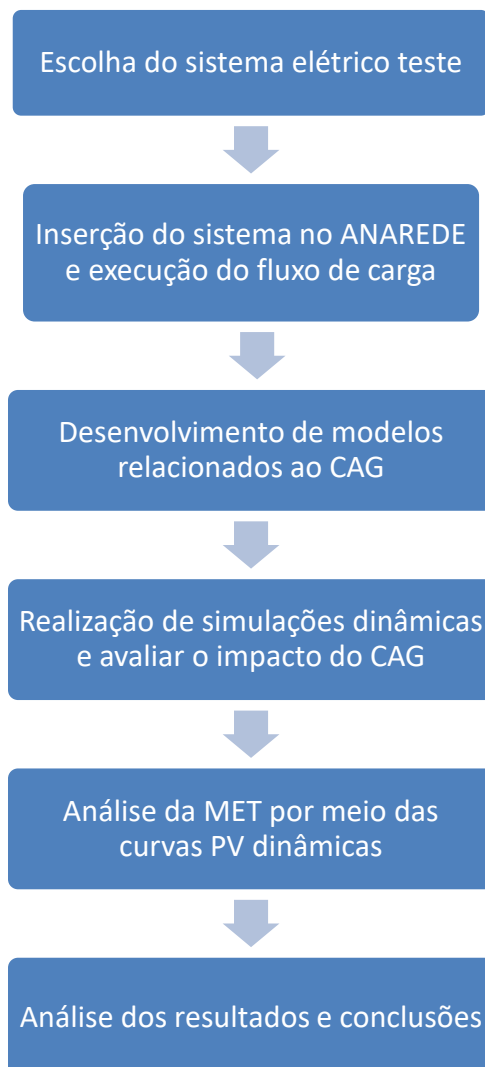
Portanto, a única solução possível para (45) ocorre quando $\Delta F = 0$ e $\Delta T = 0$, ou seja, o erro de controle de área só é nulo se os desvios de frequência e intercâmbio também o forem, independente dos valores de B_1 ou B_2 (VIEIRA FILHO, 1984).

3 METODOLOGIA

Serão apresentados aqui os procedimentos a serem realizados durante a execução deste trabalho. A Figura 30 mostra um fluxograma para melhor compreensão das etapas.

Na primeira etapa será escolhido o sistema elétrico para a realização dos estudos e para que seja tomado como base para efeito de simulações. As especificações e todos os parâmetros do sistema também serão definidos nesta etapa.

Figura 30 – Fluxograma para metodologia



Fonte: Autoria própria.

Na próxima etapa, o sistema escolhido será implementado no software ANAREDE e todos seus parâmetros inseridos. Assim, será possível analisar o

comportamento do sistema e determinar seu ponto de operação através da execução do fluxo de carga que será realizado nesta etapa.

Após isso, serão desenvolvidos e implementados os modelos matemáticos e funções de transferência relacionadas ao controle automático de geração, que serão utilizados para modelagem do sistema completo e realização das simulações computacionais.

Com a modelagem concluída, serão então, na próxima etapa, realizadas as simulações dinâmicas no domínio do tempo de forma a avaliar a influência do CAG na estabilidade de tensão de longo prazo. As análises serão feitas inicialmente sem a presença do CAG e depois com sua inserção no sistema, comparando os resultados obtidos em cada tipo de simulação.

Em seguida, serão analisadas as MET (Margens de Estabilidade de Tensão) do sistema através das curvas PV dinâmicas, de maneira semelhante à etapa anterior (sem o Controle Automático de Geração e depois com o controle inserido).

Por fim, todos os resultados obtidos através das simulações serão analisados e comparados para que se possa chegar a uma conclusão a respeito do impacto do controle automático de geração na estabilidade de tensão de longo prazo.

4 RESULTADOS

Em concordância com o objetivo do trabalho de implementar um sistema elétrico teste para diagnóstico da influência do Controle Automático de Geração na estabilidade de tensão de longo prazo, foram geradas, com auxílio dos softwares ANAREDE (Programa de Análise de Rede) (CEPEL, 2018), ANATEM (Programa de Transitórios Eletromecânicos) (CEPEL, 2012), desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, e Matlab, as curvas para análise dos resultados.

Primeiramente, foram executados os fluxos de carga do sistema a fim de validar o mesmo. Depois de validado o ponto de operação do sistema, foram realizadas as simulações dinâmicas com auxílio do Anatem considerando o incremento de carga, assim como a inserção, ou não, do Controle Automático de Geração no sistema.

Posteriormente, com os resultados obtidos das simulações dinâmicas, e com auxílio do Matlab, foram também obtidas as curvas PV dinâmicas. Assim é possível relacionar e comparar os resultados, concluindo sobre o impacto do CAG na estabilidade de tensão de longo prazo.

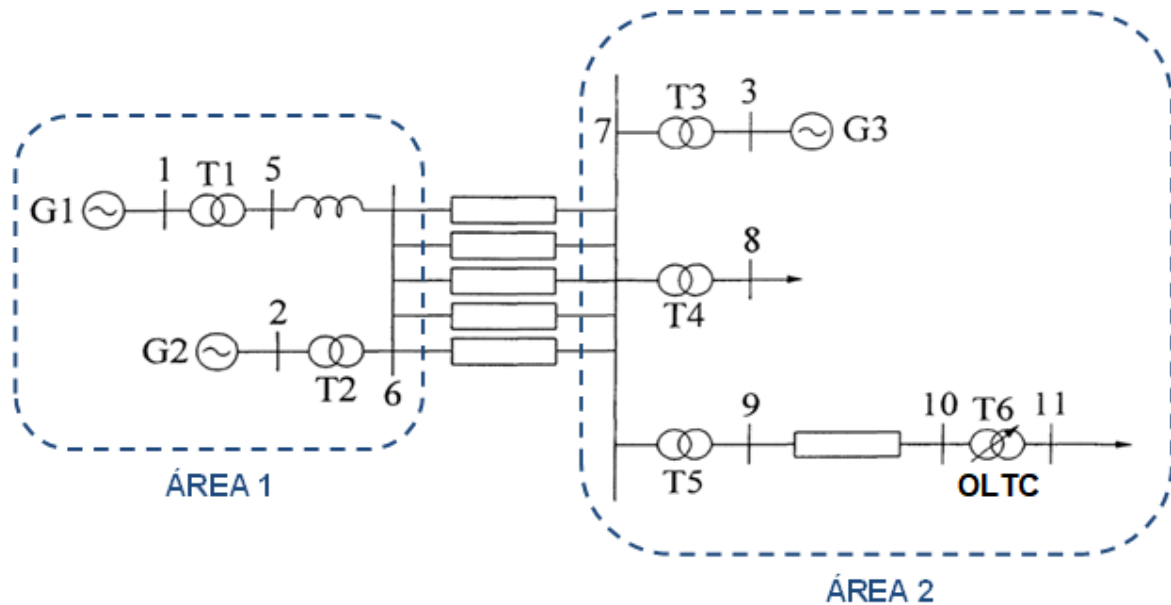
4.1 Sistema teste

O sistema teste escolhido para estudo neste trabalho é baseado na literatura (KUNDUR, 1994) conforme a Figura 31. Tal sistema é composto de 10 barras, 3 geradores, 6 transformadores e cargas nas barras 8 e 11.

O sistema teste foi dividido em duas áreas de controle, sendo:

- Área 1: Formada por um parque gerador de grande capacidade, o qual tem contrato firmado para exportar um intercâmbio programado de 5724,5 MW.
- Área 2: Composta por um parque gerador de pequena capacidade e uma grande demanda com déficit no balanço carga–geração, sendo necessário importar um intercâmbio programado de 5642 MW para poder controlar a frequência da sua área de controle.

Figura 31 – Diagrama do sistema teste com duas áreas de controle



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

O gerador G1 é representado como um barramento infinito com limites de potência ativa e reativa indefinidos. Os geradores G2 e G3 são máquinas síncronas convencionais equipadas com AVR e OXL. Esses geradores são acionados por turbinas térmicas cujo estatismo é 5% na base de cada gerador.

O transformador T6 é do tipo OLTC com controle de tensão sobre a barra 11. O comutador de tap está instalado na barra 10 e o seu ajuste é feito de modo a controlar a tensão na barra 11.

A carga da barra 8 foi definida como 100% potência constante, e a carga da barra 11 como 50% corrente constante e 50% impedância constante. O fator de amortecimento da carga foi desprezado.

Os dados do sistema estão apresentados no Anexo 1.

4.2 Resultados do fluxo de carga

O ponto de operação inicial do sistema de potência foi definido através de estudos de fluxo de carga realizados pelo software ANAREDE. Nesses estudos, o gerador G1 foi definido como sendo a barra de referência com tensão 0,98 pu e os geradores G2 e G3 como barras de geração PV com tensões controladas 0,965 pu e 1,04 pu e potência despachada 1736 MW e 1154 MW, respectivamente, com limites de potência ativa e reativa definidos através de suas curvas de capacidade,

conforme a Figura 32. As demais barras do sistema de potência foram definidas como barras de carga PQ. O transformador T6 OLTC controla a tensão da barra 11 para 0,942 pu enquanto o tap estiver dentro da faixa 0,9 pu até 1,1 pu.

Os resultados do fluxo de carga estão apresentados nas Tabelas 01 e 02, assim como no diagrama unifilar apresentado na Figura 33. É válido lembrar que entre as barras 6 e 7 existem perdas de 82,5MW e entre as barras 9 e 10 perdas de 140,6MW.

Pela Figura 33 percebe-se que nenhum dos equipamentos atingiu seus limites e os intercâmbios programados estão de acordo com os valores definidos. Entretanto, nota-se pela Figura 32 que o gerador G3 tem uma reserva reduzida de potência reativa, ao passo que o gerador G2, de maior capacidade, tem uma reserva muito grande de potência reativa.

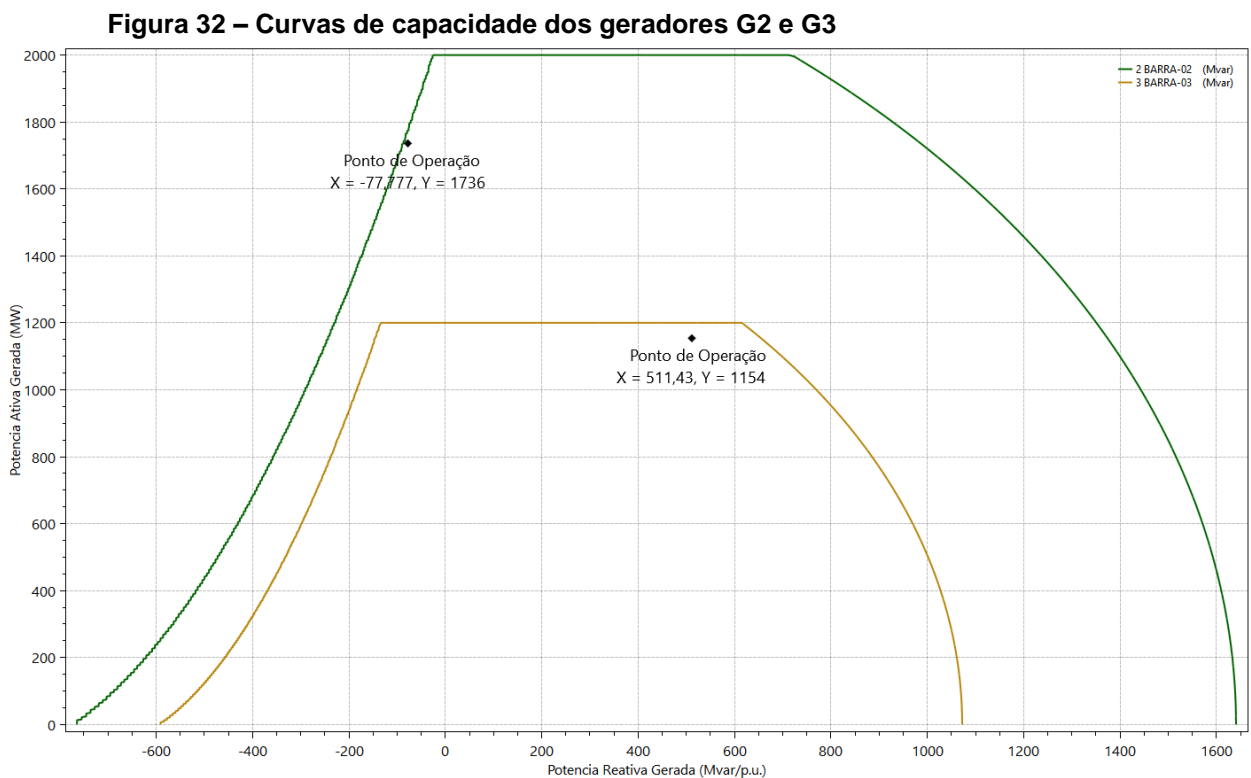


Tabela 01 – Relatório de Intercâmbio entre Áreas

	Geração (MW)	Carga (MW)	Importação (MW)	Exportação (MW)
Área 1	5724,3	-	-	5724,3
Área 2	1154,0	6655,5	5642,1	-

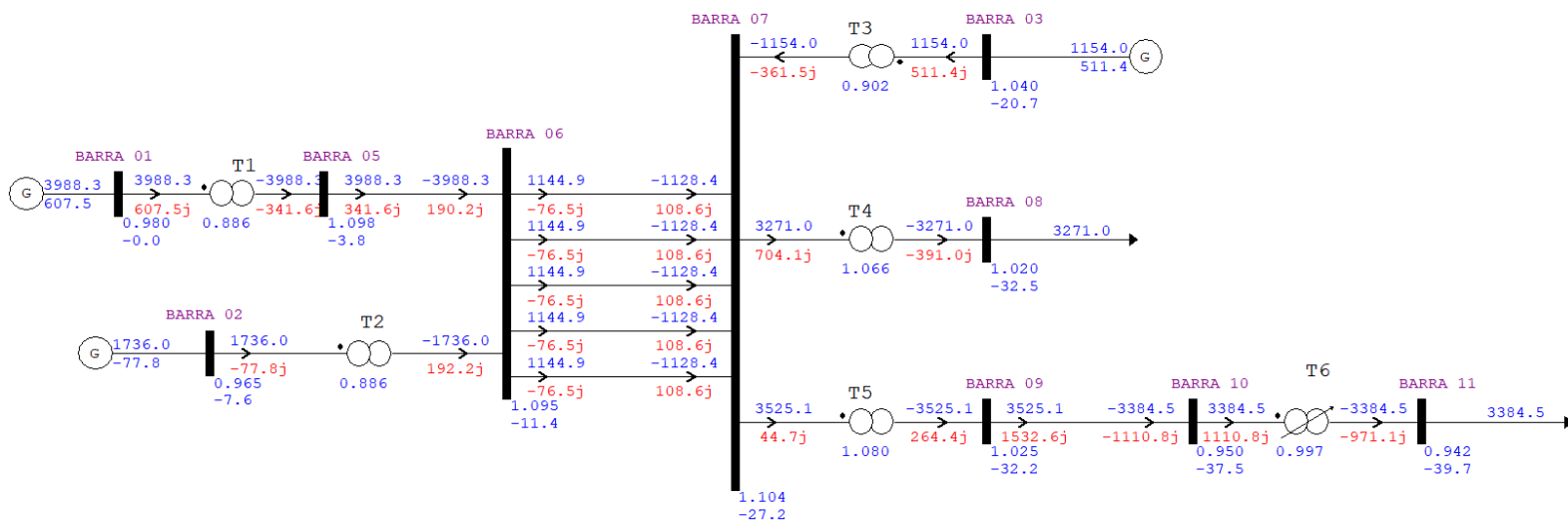
Fonte: Autoria Própria.

Tabela 02 – Resultado do fluxo de carga

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (MVar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)
1	Slack	0,980	0,0	3988,3	607,5	-	-
2	PV	0,965	-7,6	1736,0	-77,8	-	-
3	PV	1,040	-20,7	1154,0	511,4	-	-
5	PQ	1,098	-3,8	-	-	-	-
6	PQ	1,095	-11,4	-	-	-	-
7	PQ	1,104	-27,2	-	-	-	-
8	PQ	1,020	-32,5	-	-	3271,0	1015,0
9	PQ	1,025	-32,2	-	-	-	-
10	PQ	0,950	-37,5	-	-	-	-
11	PQ	0,942	-39,7	-	-	3384,5	971,0

Fonte: Autoria Própria.

Figura 33 – Diagrama unifilar com resultados do fluxo de carga



Fonte: Autoria Própria.

4.3 Validação da malha de controle do CAG

A fim de comprovar a atuação adequada da malha de controle do CAG de modo a anular os erros de regime permanente de desvio de frequência e desvio de intercâmbio, simulações computacionais foram realizadas por meio do software ANATEM para comparar os resultados obtidos com os resultados esperados, conforme apresentado no Capítulo 2.3.1.3, para que posteriormente, o sistema de potência seja aplicado em cenários de estabilidade de tensão de longo prazo.

Considerando o sistema de potência no ponto de operação dado (Figura 33), um degrau de carga de 50 MW ocorre no instante de tempo de 20 segundos, na

área 2, na barra 8. O objetivo é analisar a resposta dinâmica do sistema de potência com e sem o CAG.

Primeiramente, considerando uma área de controle sem CAG, os desvios de frequência e de intercâmbio de potência podem ser calculados pelas equações 41 a 45, conforme abaixo, apresentadas no Capítulo 2.3.1.2.2.

$$\Delta F_{rp} = -\frac{\Delta L_1 + \Delta L_2}{\beta_S} \quad (34)$$

$$\beta_S = \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 \quad (35)$$

$$\beta = \frac{1}{R} + D \quad (36)$$

$$\Delta T_{12} = \frac{\beta_{AREA1}\Delta L_2 - \beta_{AREA2}\Delta L_1}{\beta_S} \quad (37)$$

$$\Delta P_{G1} = -\beta_1 \Delta F \quad (38)$$

Os cálculos que seguem serão realizados no sistema por unidade e a base adotada para o sistema será 100 MVA e 60 Hz.

Realizando mudança de base para a base do sistema, os estatismos dos geradores G1, G2 e G3, respectivamente, serão dados por:

$$R_{sys} = R_G \cdot \frac{S_{sys}}{S_G} \quad (46)$$

$$R_1 = 0,05 \cdot \frac{100}{5000} = 0,001 pu$$

$$R_2 = 0,05 \cdot \frac{100}{2200} = 0,002273 pu$$

$$R_3 = 0,05 \cdot \frac{100}{1400} = 0,003571 pu$$

Sendo assim, como o fator de amortecimento D foi desprezado, tem-se:

$$\beta_1 = \frac{1}{R_1} = \frac{1}{0,001} = 1000 pu$$

$$\beta_2 = \frac{1}{R_2} = \frac{1}{0,002273} = 440 pu$$

$$\beta_3 = \frac{1}{R_3} = \frac{1}{0,003571} = 280 \text{ pu}$$

Logo,

$$\beta_S = \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1000 + 440 + 280 = 1720 \text{ pu} = 2866,67 \text{ MW/Hz}$$

Considerando $B = \beta$,

$$\beta_{AREA1} = B_{AREA1} = \beta_1 + \beta_2 = 1440 \text{ pu}$$

$$\beta_{AREA2} = B_{AREA2} = \beta_3 = 280 \text{ pu}$$

Então, o desvio de frequência do sistema frente um degrau de carga de 50 MW na barra 8, será:

$$\Delta F_{rp} = -\frac{\Delta L_1 + \Delta L_2}{\beta_S} = -\frac{0 + 0,5}{1720} = -2,907 \cdot 10^{-4} \text{ pu} = -0,0174 \text{ Hz}$$

Dessa forma, a frequência do sistema em regime permanente será:

$$F_{rp} = 60 - 0,0174 = 59,9825 \text{ Hz}$$

Portanto, o desvio de intercâmbio de potência entre as áreas 1 e 2, será:

$$\Delta T_{12} = \frac{\beta_{AREA1} \Delta L_2 - \beta_{AREA2} \Delta L_1}{\beta_S} = \frac{(1440 \cdot 0,5) - (280 \cdot 0)}{1720} = 0,4186 \text{ pu} = 41,86 \text{ MW}$$

Logo, o acréscimo de geração pelos geradores G1, G2 e G3 serão, respectivamente:

$$\Delta P_{G1} = -\beta_1 \Delta F = 1000 \cdot 2,907 \cdot 10^{-4} = 0,2907 \text{ pu} = 29,07 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{G2} = -\beta_2 \Delta F = 440 \cdot 2,907 \cdot 10^{-4} = 0,1279 \text{ pu} = 12,79 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{G3} = -\beta_3 \Delta F = 280 \cdot 2,907 \cdot 10^{-4} = 0,0814 \text{ pu} = 8,14 \text{ MW}$$

Calculados os desvios de regime permanente, torna-se possível a comparação dos resultados calculados com aqueles obtidos em simulação.

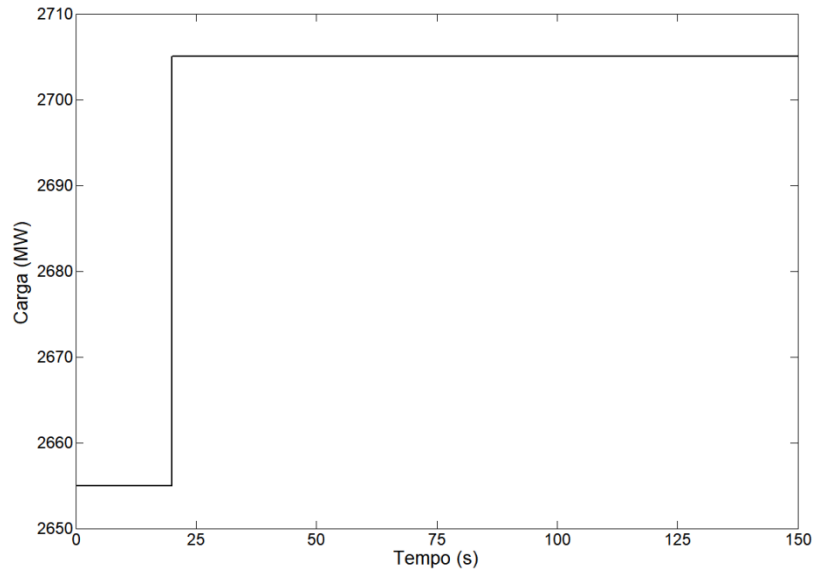
A Figura 34 mostra o degrau de carga de 50 MW aplicado ao sistema, na barra 8.

A Figura 35 apresenta o comportamento dinâmico da frequência do sistema de potência com e sem o CAG. Nota-se que, sem o CAG, após o acréscimo de carga, a frequência do sistema reduz para 59,982 Hz, conforme calculado anteriormente.

Com o uso do CAG em modo TLB integrado ao sistema, percebe-se que, depois de passado o transitório eletromecânico onde há a atuação do controle primário (reguladores de velocidade), o controle secundário faz com que a

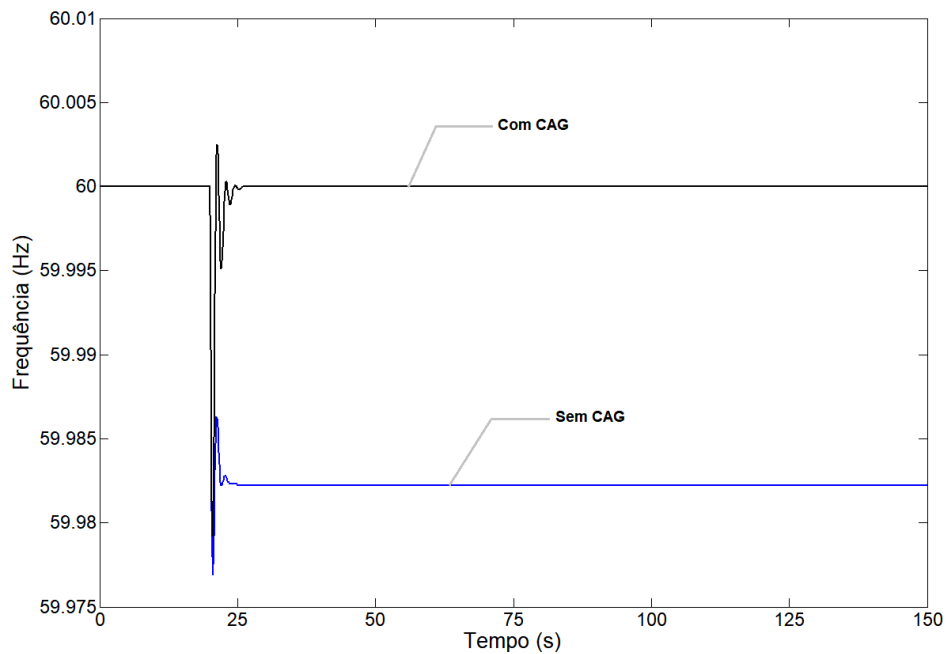
frequência retorne para o original (60 Hz), anulando o desvio de frequência e confirmando o correto funcionamento do CAG.

Figura 34 – Degrau de carga de 50 MW na carga da barra 8



Fonte: Autoria Própria.

Figura 35 – Frequência do sistema com CAG e sem CAG



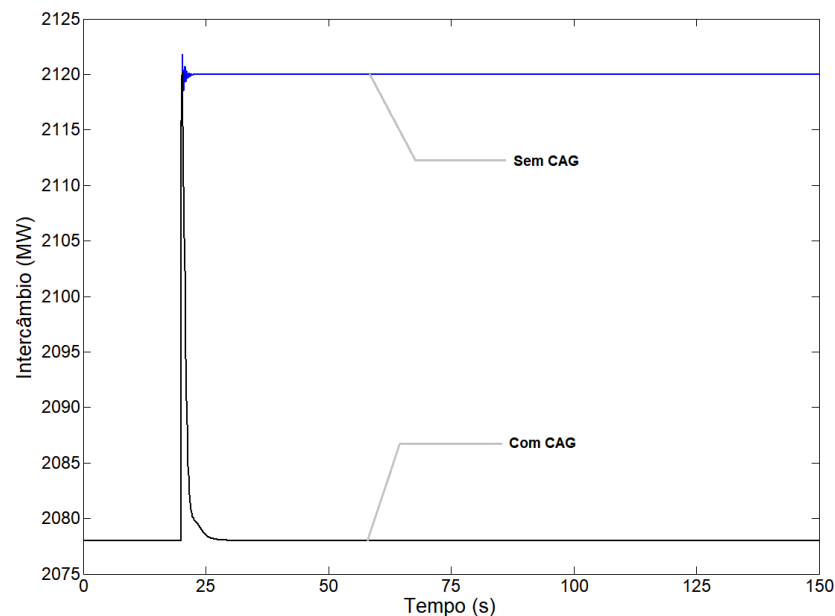
Fonte: Autoria Própria.

Da mesma forma ocorre com o intercâmbio de potência entre áreas, conforme mostra a Figura 36. Como esperado, ao ser aplicado o degrau de carga, o

intercâmbio cresce, devido à contribuição dos geradores para suprir a demanda de carga. Sem o uso do CAG o desvio de intercâmbio permanece, ou seja, a área 1 (geradores G1 e G2), além da área 2 (gerador G3), contribui para atender a demanda da carga. O desvio de intercâmbio em regime permanente nesse caso é de 41,98MW (simulado, considerando sistema com perdas) que é aproximado ao valor calculado de 41,86MW (considerando sistema sem perdas).

Com o uso do CAG em modo TLB integrado ao sistema, percebe-se que o intercâmbio cresce momentaneamente e em seguida é controlado, restabelecendo o valor originalmente programado e confirmando o correto funcionamento do CAG.

Figura 36 – Intercâmbio de potência entre áreas do sistema com CAG e sem CAG



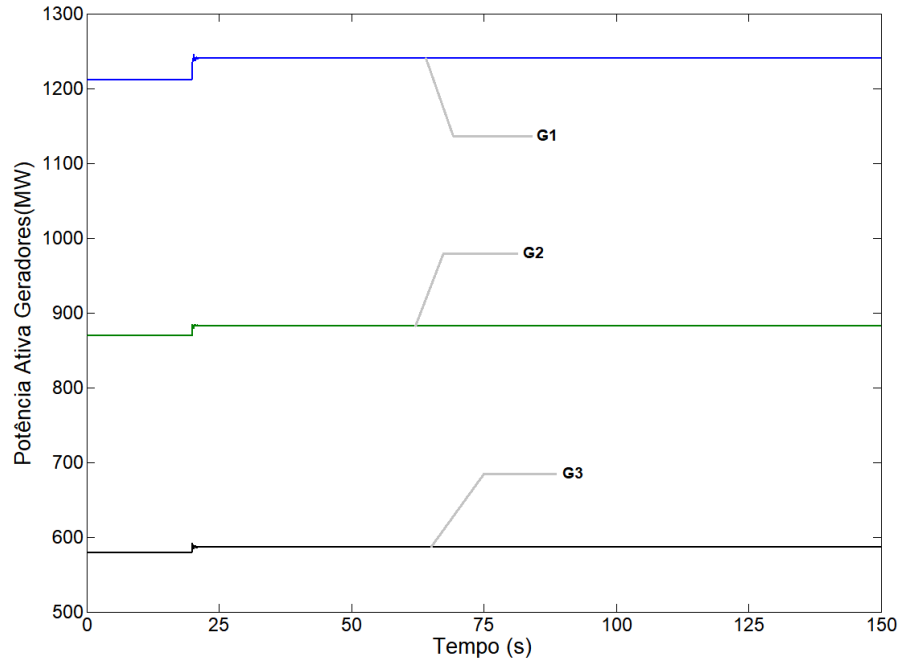
Fonte: Autoria Própria.

A Figura 37 apresenta a contribuição de cada um dos geradores frente ao aumento de carga no sistema sem o CAG. Nota-se que os três geradores compartilham o aumento de carga inversamente aos valores do seu estatismo, conforme calculado pelas equações (36) e (38). Os acréscimos de geração, em regime permanente, para os geradores G1, G2 e G3 são, respectivamente, de 29,3 MW, 12,79 MW e 8,13 MW, valores que se aproximam de forma satisfatória aos calculados de 29,07 MW, 12,79 MW e 8,14 MW.

A Figura 38 apresenta a geração com a inclusão do CAG. Nota-se que os três geradores contribuem momentaneamente para o incremento de carga e, em

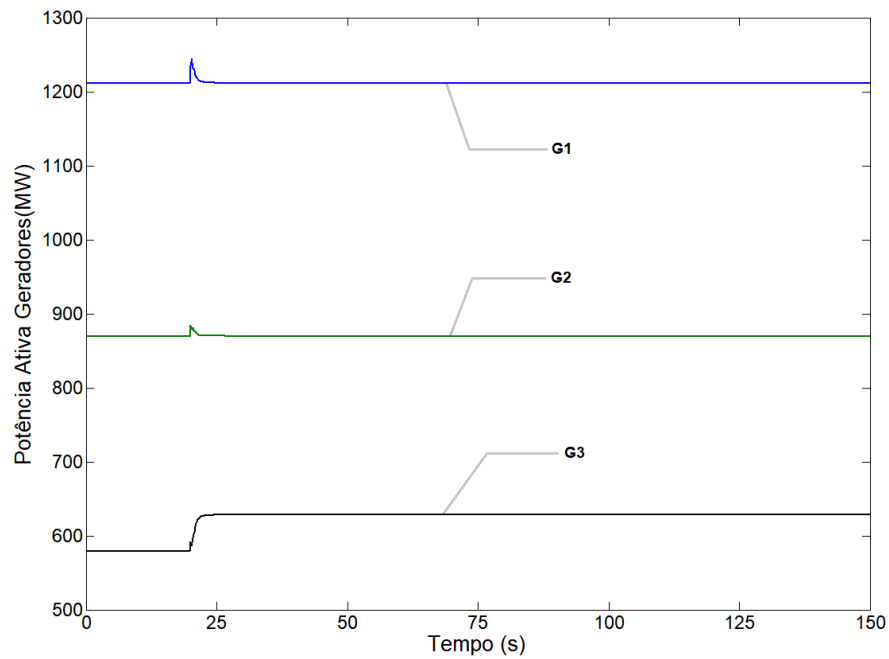
seguida, o intercâmbio é controlado, e dessa forma, somente a área 2 (gerador G3) fornece potência para o aumento de carga na sua respectiva área de controle.

Figura 37 – Potência ativa fornecida pelos geradores do sistema sem CAG



Fonte: Autoria Própria.

Figura 38 – Potência ativa fornecida pelos geradores do sistema com CAG



Fonte: Autoria Própria.

Portanto, após a análise conclui-se que as malhas de controle do CAG utilizadas são válidas, podendo assim dar continuidade com o estudo.

4.4 Resultados das simulações

Com o objetivo de analisar e comparar o impacto do CAG na estabilidade de tensão de longo prazo será analisado as simulações da área de controle sem CAG e com CAG, em cada um dos modos: FF, FTL e TLB.

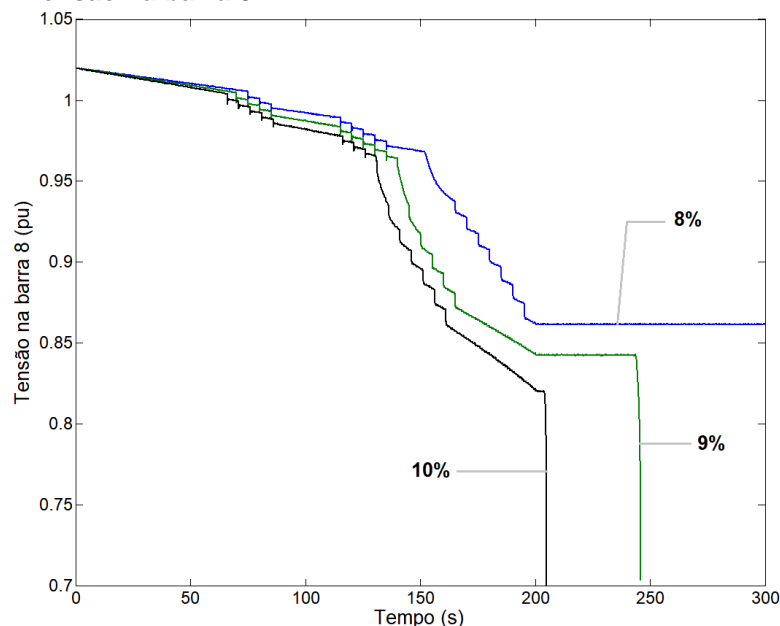
As simulações executadas possuem tempo total de 300 segundos, onde o incremento de carga inicia-se em 1 segundo e termina em 200 segundos, sendo que, um novo incremento ocorre a cada 1 segundo.

4.4.1 Escolha do cenário de aumento de carga

Para o incremento de carga do sistema serão considerados três cenários de acréscimo total de carga, durante o intervalo de tempo inicial e final, de 8%, 9% e 10%, a fim de entender o comportamento do sistema para diferentes cenários de variação de carga.

A Figura 39 apresenta o perfil de tensão na barra 8 para as três situações de aumento de carga. Como esperado, com o crescimento da carga, tem-se uma queda no valor da tensão.

Figura 39 – Tensão na barra 8



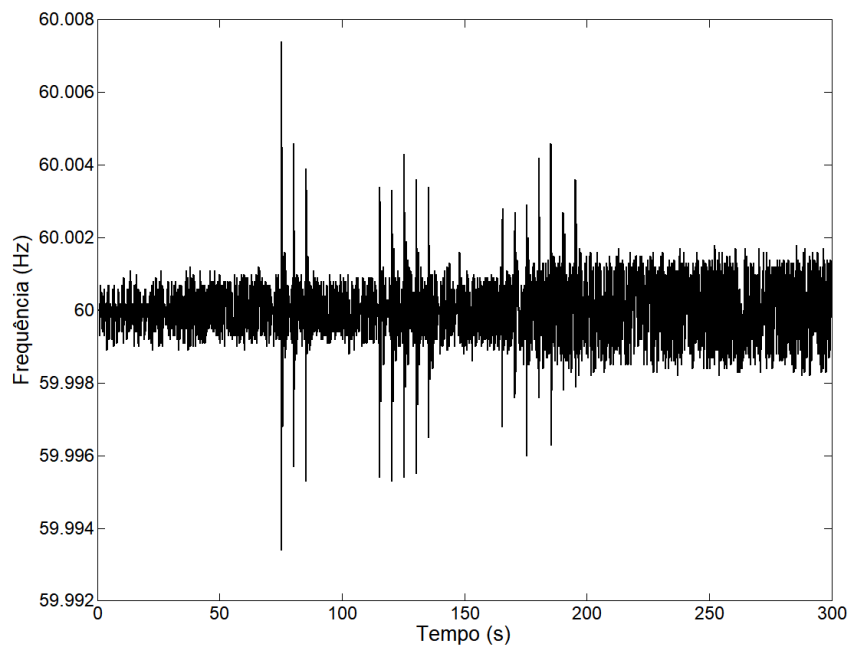
Fonte: Autoria Própria.

Observa-se que, para as situações de aumento de carga de 9% e 10%, a simulação terminou antes do programado (300 segundos) devido à ocorrência de um colapso de tensão. Já, no nível de carregamento de 8%, não ocorre o colapso.

Com o objetivo de analisar o impacto do CAG na estabilidade de tensão de longo prazo, o caso escolhido para análise será o do aumento de carga de 8%, já que neste caso, o sistema é estável sem o CAG.

Para a situação da área sem CAG no nível de incremento de carga escolhido de 8%, a Figura 40 apresenta o comportamento dinâmico da frequência do sistema. Observa-se que a frequência permanece controlada próximo de 60 Hz.

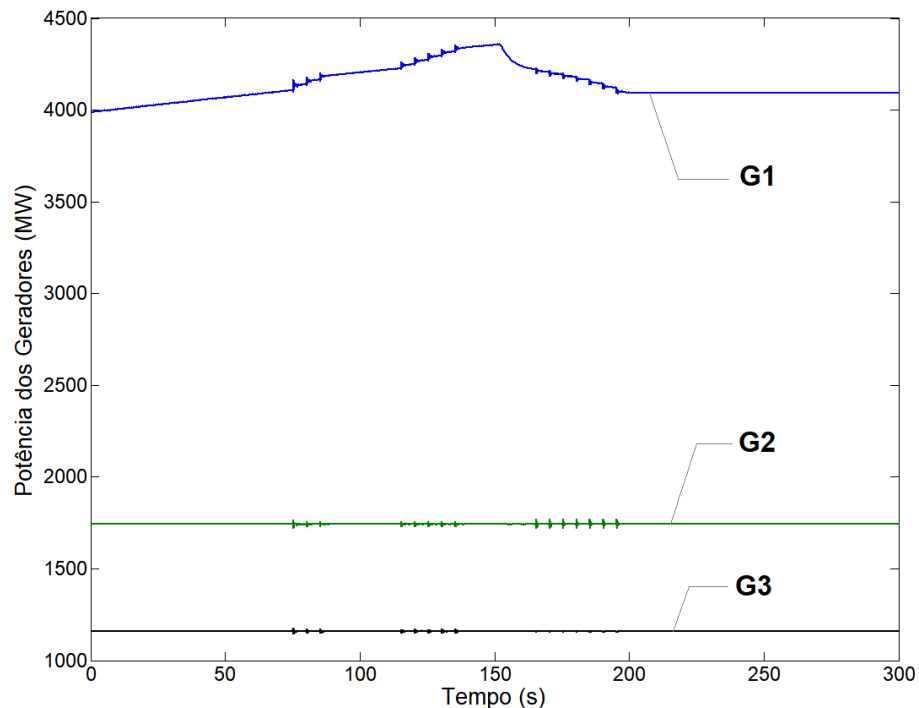
Figura 40 – Frequência do sistema



Fonte: Autoria Própria.

Sem regulação secundária, o gerador G1 é modelado como barra infinita e absorve todas as solicitações de carga demandadas pelo sistema, conforme mostra a Figura 41.

Figura 41 – Potência ativa dos geradores



Fonte: Autoria Própria.

4.4.2 Inclusão do CAG

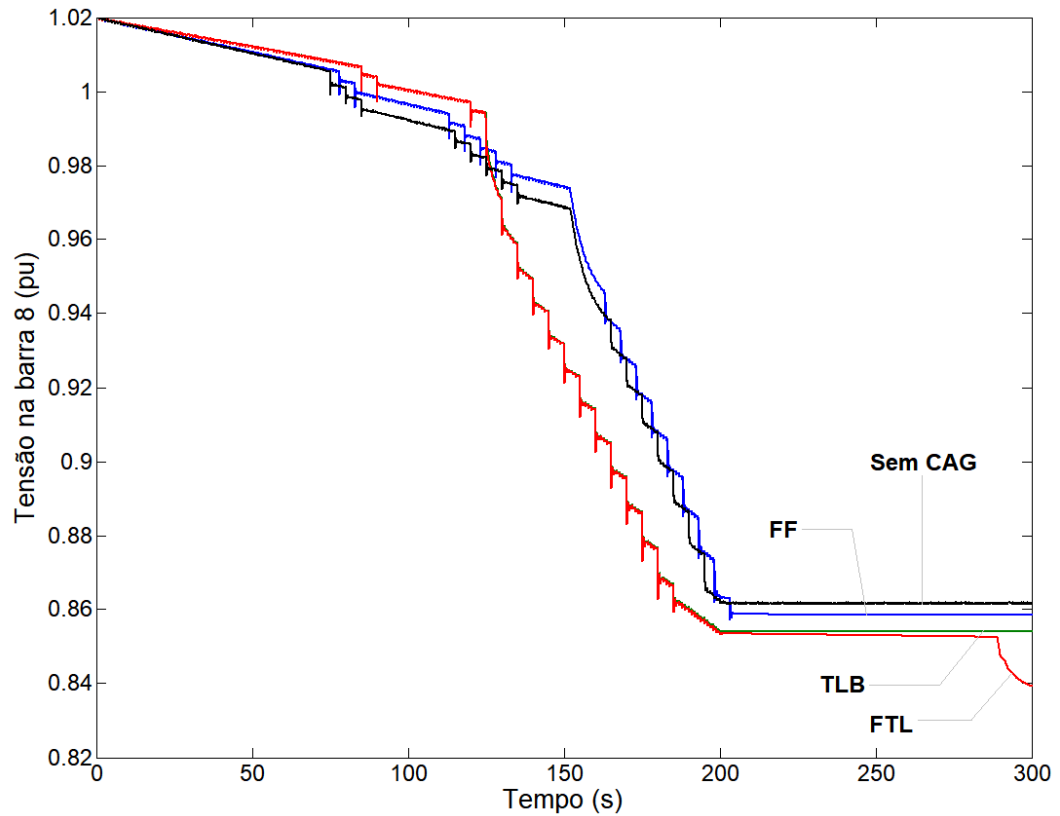
Nesse momento serão analisados os resultados das simulações com a inclusão do CAG no sistema de modo a avaliar o impacto do mesmo na estabilidade de tensão de longo prazo. Nessas simulações, o gerador G1 será modelado como uma máquina síncrona com os mesmos dados dos geradores G2 e G3, porém com uma potência nominal de 5000 MVA.

Será analisado o comportamento do sistema para os três modos de operação do CAG: Flat Tie Line (FTL), Flat Frequency (FF) e Tie Line Bias (TLB). O ajuste do Bias B foi escolhido igual à característica natural da área de controle β .

A Figura 42 apresenta o perfil de tensão na barra 8 para cada um dos modos de operação, para o nível de incremento de carga de 8%.

Verifica-se que após o término do aumento de carga (que ocorre a partir do instante 200 segundos) as tensões atingem valores estacionários e menores em relação ao caso da área de controle sem CAG, de modo que não ocorre o colapso de tensão com a inclusão do CAG, exceto para a situação em que o modo de operação é o FTL, na qual a tensão cai devido a acontecimentos posteriores ao fim do aumento de carga, levando o sistema ao colapso.

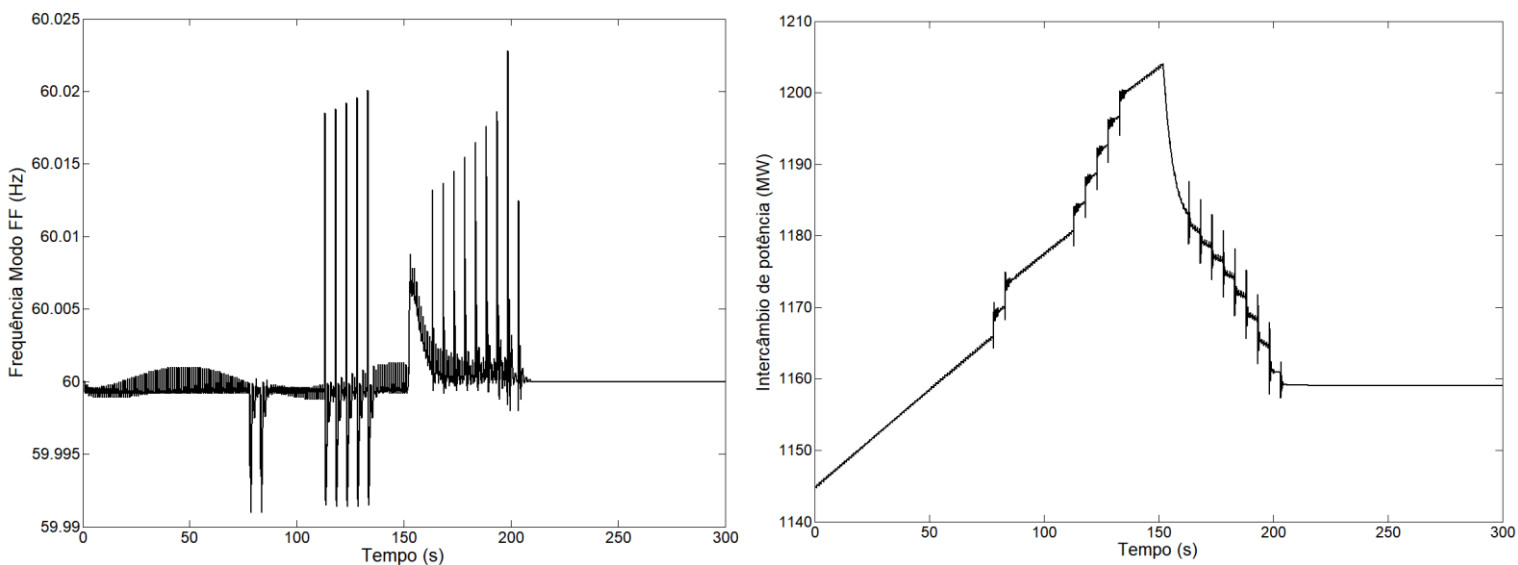
Figura 42 – Tensão na barra 8



Fonte: Autoria Própria.

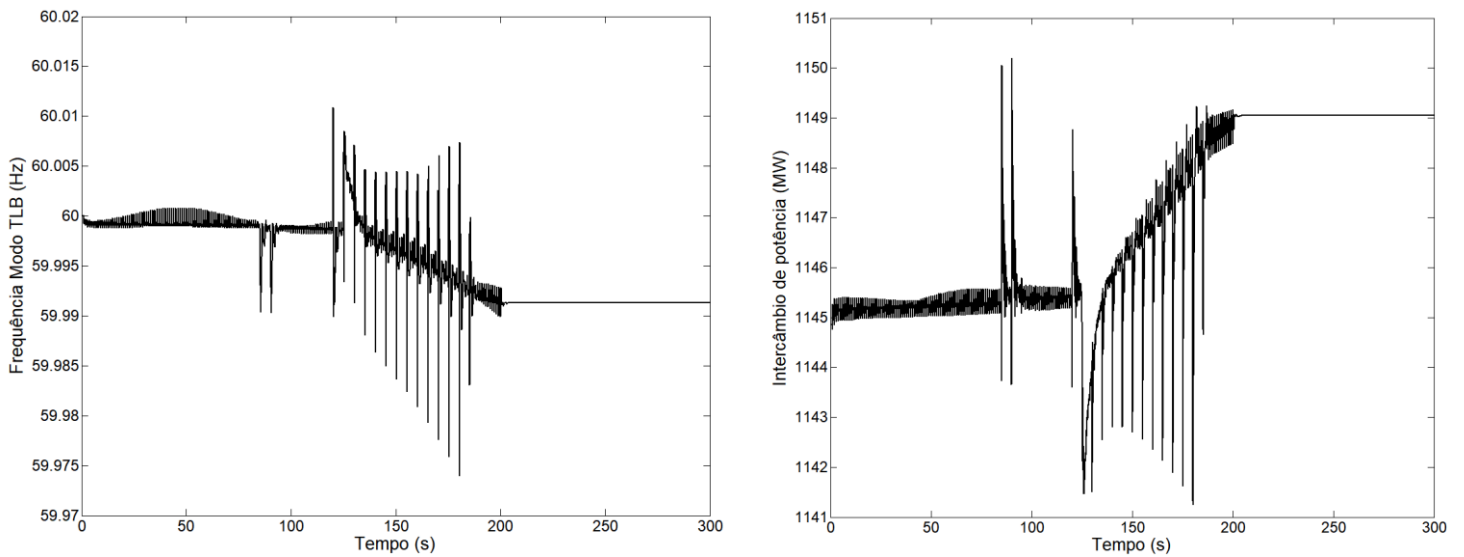
Nas Figuras 43 a 48 são mostrados os resultados referentes ao comportamento da frequência do sistema e do intercâmbio de potência para os três modos de operação do CAG.

Figuras 43 e 44 – Frequência e Intercâmbio de potência no modo FF



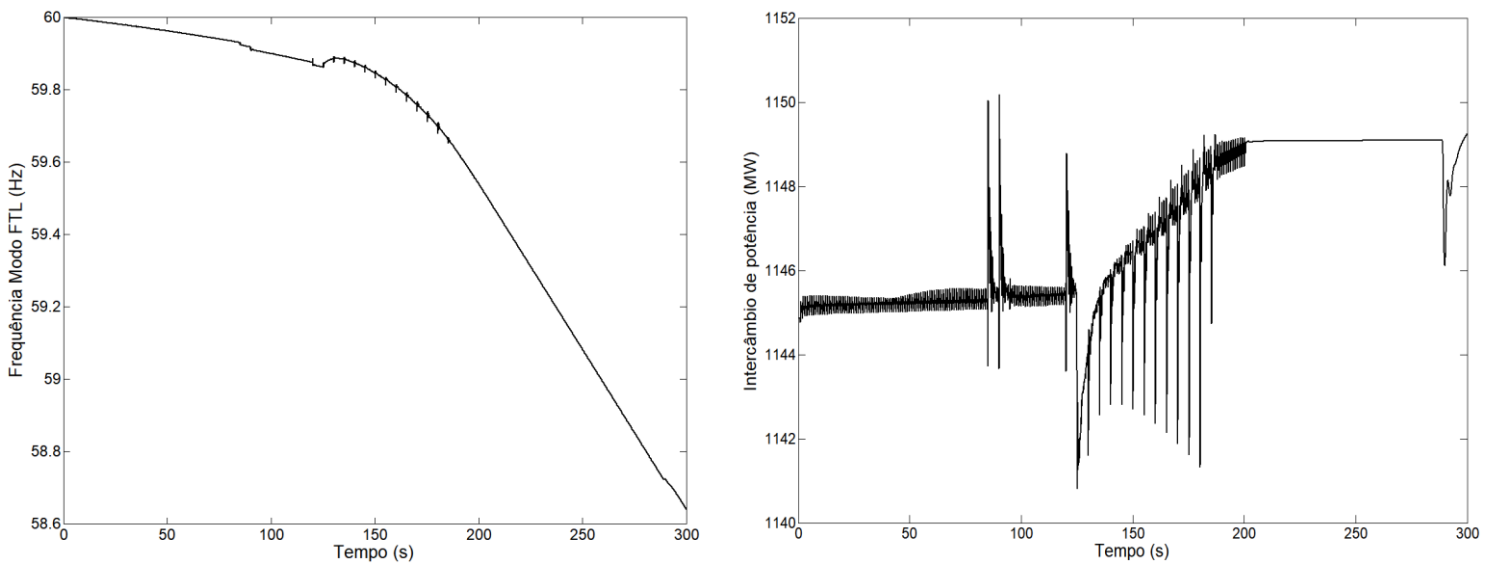
Fonte: Autoria Própria.

Figuras 45 e 46 – Frequência e Intercâmbio de potência no modo TLB



Fonte: Autoria Própria.

Figuras 47 e 48 – Frequência e Intercâmbio de potência no modo FTL



Fonte: Autoria Própria.

No modo de operação FF o erro de frequência do sistema é controlado, não se importando com o controle de intercâmbio de potência entre áreas. No modo de operação TLB, o desvio de frequência e desvio de intercâmbio são controlados (THEODORO, 2018). Entretanto, percebe-se que os referidos controles são perdidos nos instantes de 150 segundos para o modo FF e em 120 segundos para o modo TLB. Os motivos que levam a perda do controle serão examinados mais adiante.

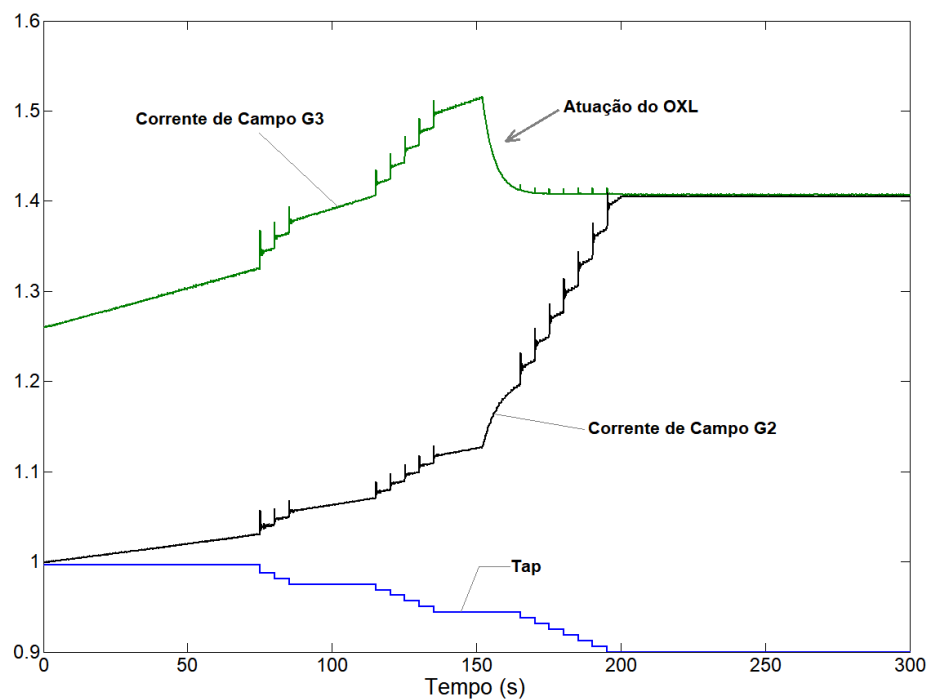
É importante ressaltar que o ONS determina que em condições normais de operação e controle do sistema, todos os CAGs devem operar em modo TLB

(ONS, 2018). O modo de operação FF não é usualmente utilizado em sistemas interligados, sendo permitido somente o uso em condições de emergência.

No modo de operação FTL, o intercâmbio de potência entre áreas é controlado, não se importando com o controle de frequência do sistema (THEODORO, 2018). Dessa forma, devido a sua característica de não executar o controle de frequência, a qual é fundamental para a qualidade da energia, esse modo de operação será desconsiderado das análises deste trabalho.

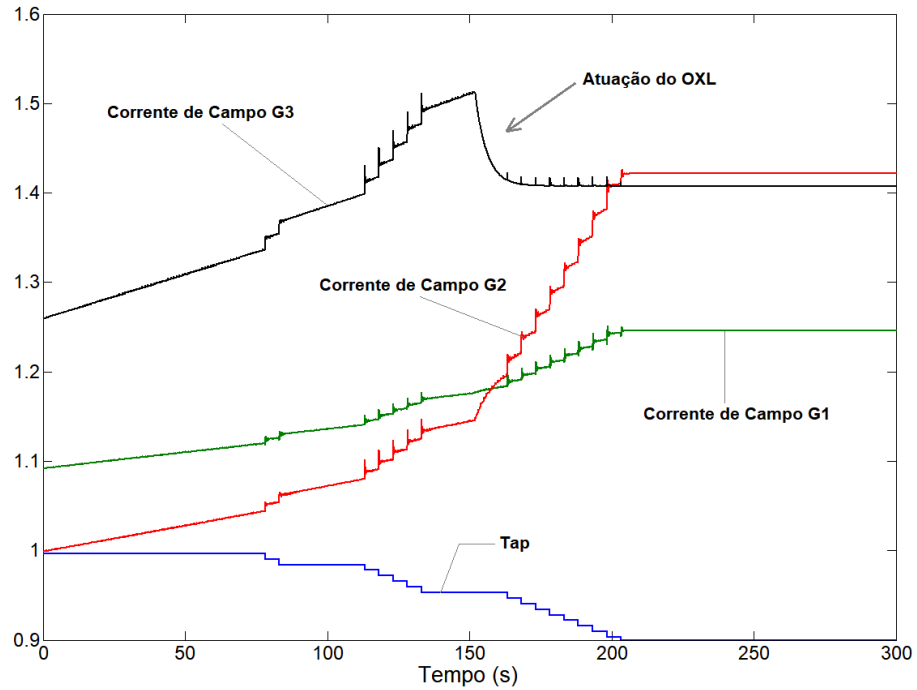
As Figuras 49, 50 e 51 apresentam a influência que a mudança de tap do transformador LTC trás para a corrente de campo dos geradores. Percebe-se que a cada mudança de tap, a corrente de campo incrementa-se e dessa forma acelera a atuação do OXL (KUNDUR, 1994).

Figura 49 – Tap e Corrente de campo dos geradores (sistema sem CAG)



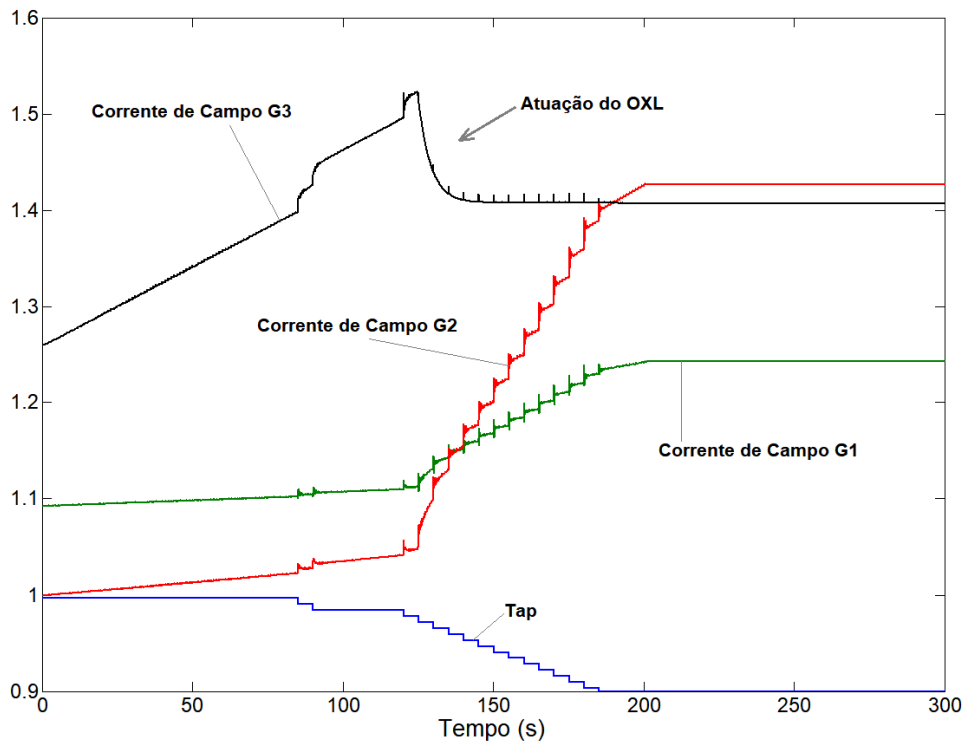
Fonte: Autoria Própria.

Figura 50 – Tap e Corrente de campo dos geradores (CAG no modo FF)



Fonte: Autoria Própria.

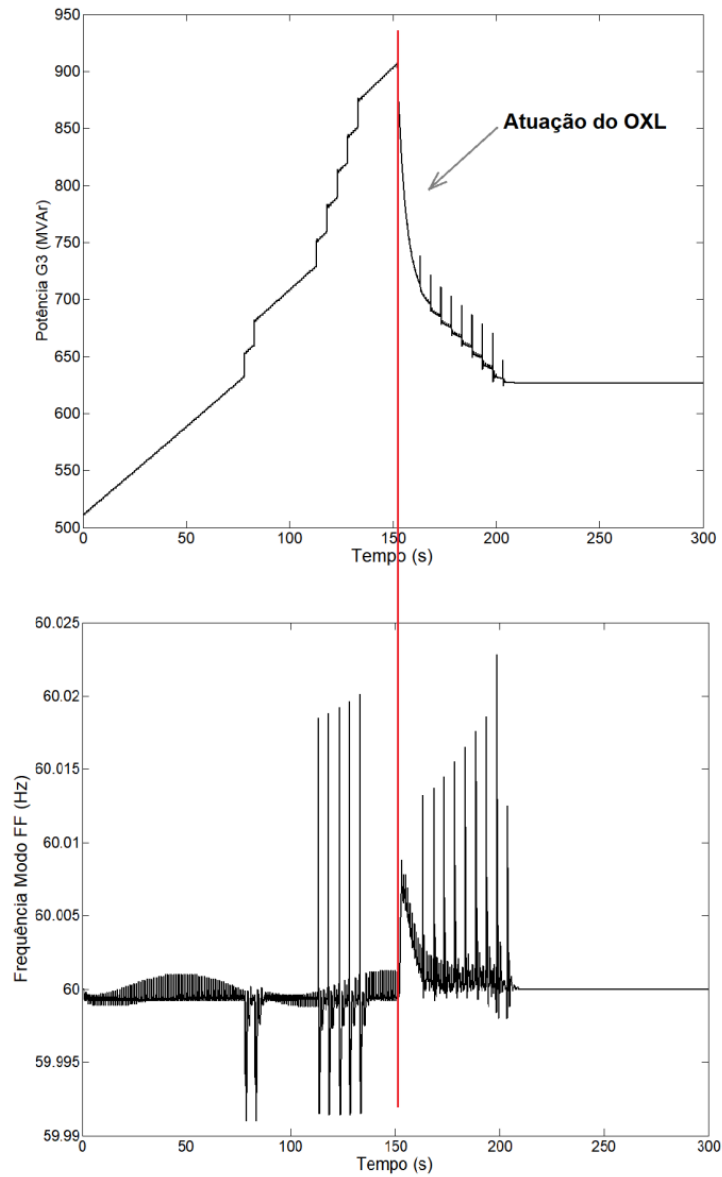
Figura 51 – Tap e Corrente de campo dos geradores (CAG no modo TLB)



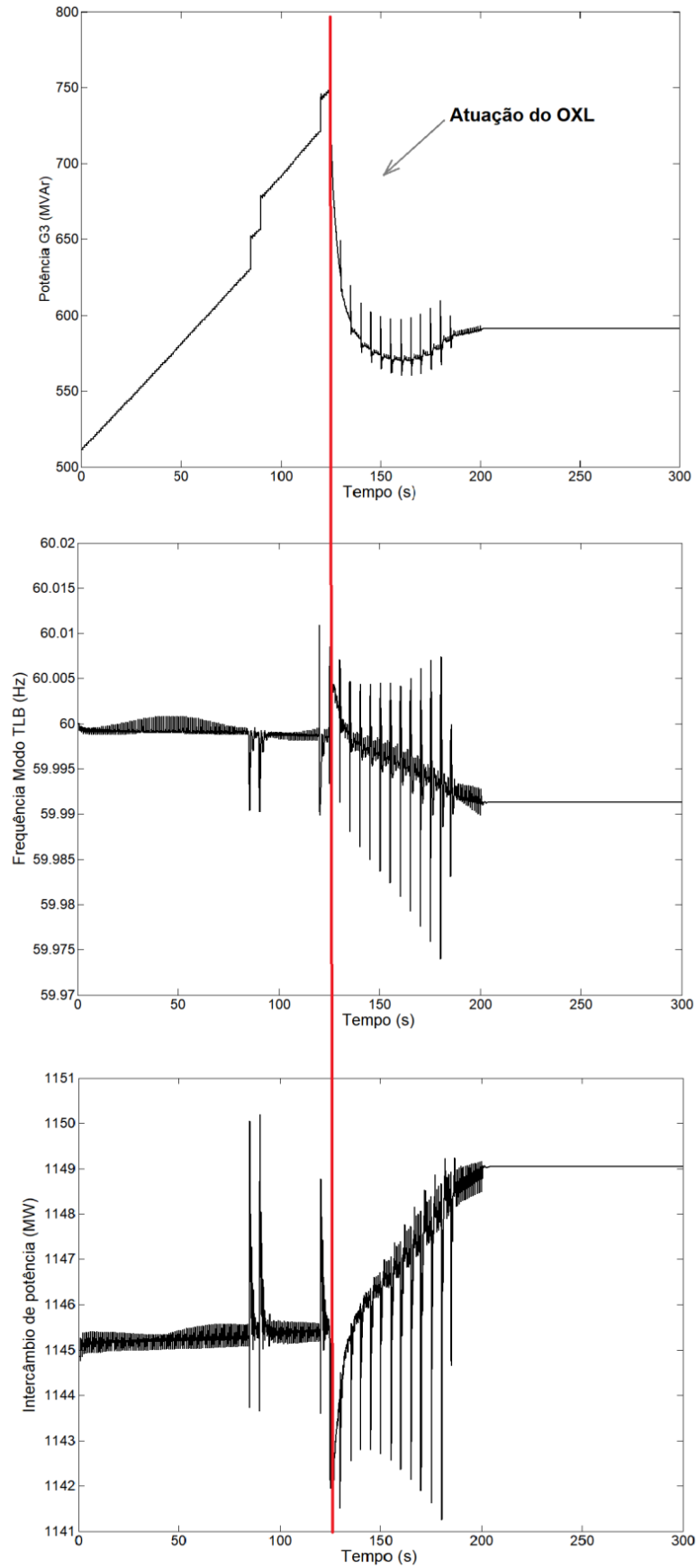
Fonte: Autoria Própria.

As Figuras 52 e 53 mostram o impacto da atuação do OXL do gerador G3 na frequência e intercâmbio de potência para os casos do sistema com CAG nos modos FF e TLB.

Figura 52 – Potência reativa G3 e Frequência (CAG no modo FF)



Fonte: Autoria Própria.

Figura 53 – Potência reativa G3, Frequência e Intercâmbio (CAG no modo TLB)

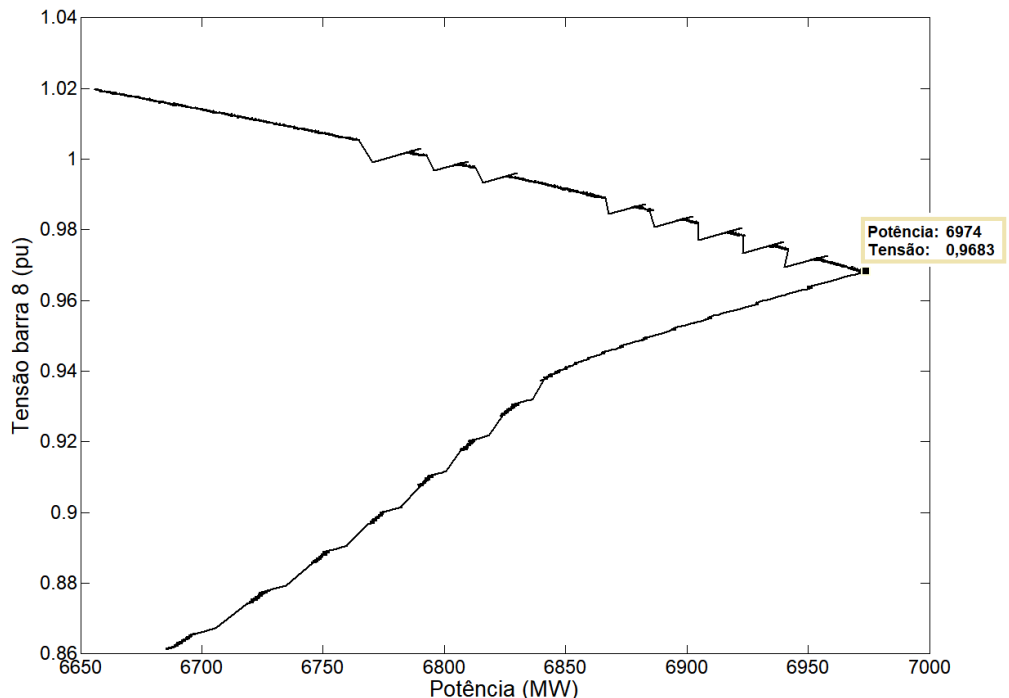
Fonte: Autoria Própria.

A linha vermelha mostra o exato momento de atuação do OXL e nota-se que a partir deste momento, o CAG perde controle sobre a frequência e o intercâmbio entre áreas. Observa-se que o modo FF oferece uma postergação da atuação do OXL. Desse modo, quando o CAG opera no modo FF, o sistema de potência fica menos vulnerável a ocorrência do colapso de tensão em relação ao modo TLB.

Pela Figura 49, quando o sistema está sem CAG, observa-se que o OXL atua em um instante de tempo muito próximo em relação ao caso quando o CAG opera no modo FF. De fato, o comportamento do sistema sem CAG e com CAG no modo FF são bastante semelhantes. Contudo, a operação no modo TLB degrada a tensão mais rapidamente e o OXL atua mais precocemente oferecendo maiores riscos de instabilidade ao sistema de potência.

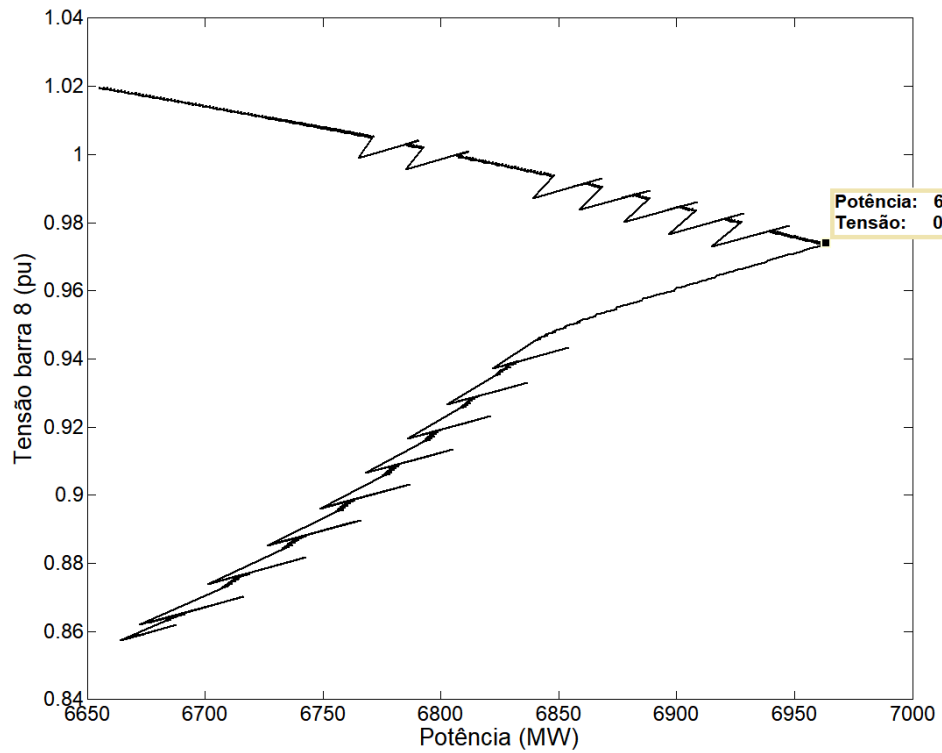
As Figuras 54 a 59 apresentam as curvas PV para as barras 8 e 11 considerando uma área de controle sem CAG, sistema com CAG no modo FF e no modo TLB.

Figura 54 – Curva PV para barra 8 (caso sem CAG)



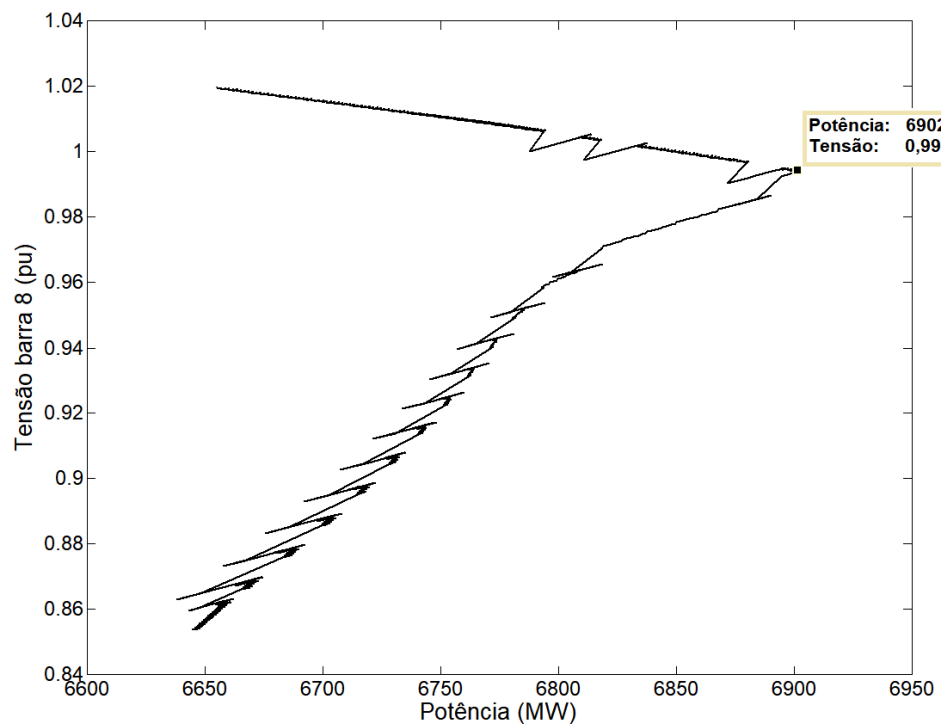
Fonte: Autoria Própria.

Figura 55 – Curva PV para barra 8 (CAG modo FF)



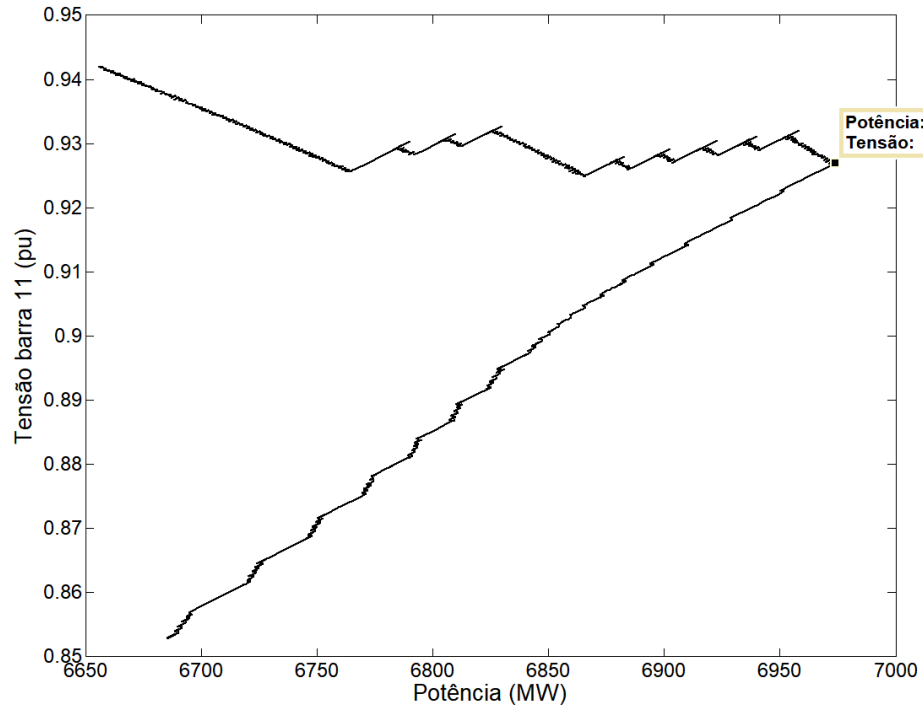
Fonte: Autoria Própria.

Figura 56 – Curva PV barra 8 (CAG modo TLB)



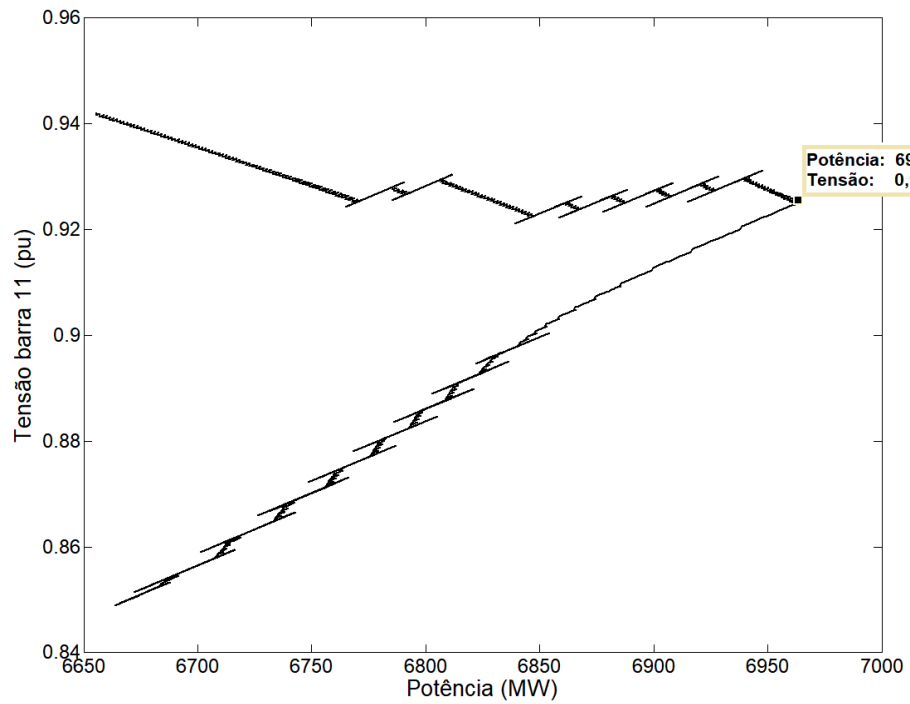
Fonte: Autoria Própria.

Figura 57 – Curva PV para barra 11 (sem CAG)



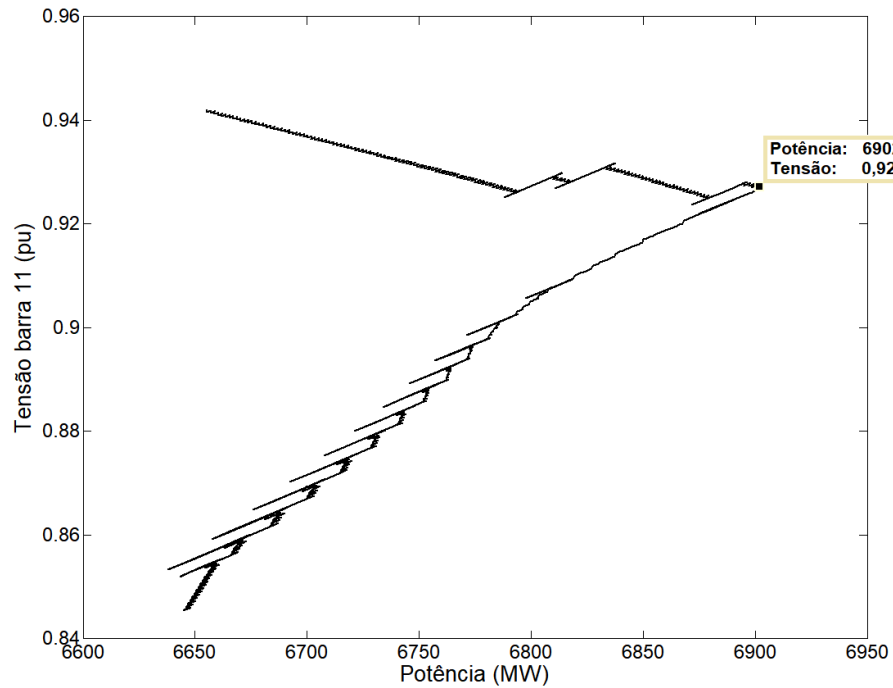
Fonte: Autoria Própria.

Figura 58 – Curva PV para barra 11 (CAG modo FF)



Fonte: Autoria Própria.

Figura 59 – Curva PV para barra 11 (CAG modo TLB)



Fonte: Autoria Própria.

A Tabela 03 apresenta o ponto de máximo carregamento das curvas PV para cada uma das figuras acima, assim como as tensões nas barras 8 e 11.

Tabela 03 – Resultados das curvas PV

Sistema	Ponto de máximo carregamento (MW)	Tensão Barra 8 (pu)	Tensão Barra 11 (pu)
Sem CAG	6974	0,9683	0,9269
Com CAG modo FF	6964	0,9741	0,9256
Com CAG modo TLB	6902	0,9943	0,9272

Fonte: Autoria própria.

Analisando os resultados obtidos, pode-se verificar que a tensão na barra 11 é praticamente constante nos três casos. Esse fato se deve por se tratar de uma barra controlada pelo tap do transformador OLTC.

Verifica-se também que, quanto maior o carregamento do sistema, menor é a tensão na barra 8, como esperado, já que um aumento de carga na barra resulta em diminuição da tensão da mesma.

Comparando o ponto de máximo carregamento do sistema (nariz da curva PV), constatou-se que a área de controle sem CAG apresentou o maior carregamento dentre todos os casos e ligeiramente superior ao modo FF. Dessa forma, a inclusão do CAG no sistema traz como resultado uma redução do carregamento máximo do sistema e, portanto, é ligeiramente prejudicial para a estabilidade de tensão.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho teve como objetivo analisar o impacto do Controle Automático de Geração (CAG) na estabilidade de tensão de longo prazo através da implementação de um sistema elétrico teste de 10 barras em simulações computacionais, utilizando o ANAREDE e ANATEM, comparando e analisando os resultados obtidos sem a presença do CAG e com a presença deste, podendo concluir sobre a influência do mesmo no sistema.

Com a finalidade de validar o sistema teste, foram executados os fluxos de carga e obtido o ponto de operação do sistema, para que fosse possível confirmar a validade e utilizá-lo nas demais simulações. Com isso, verificaram-se os valores de geração, cargas, intercâmbio de potência entre áreas, tensões e demais grandezas, que se apresentaram conforme esperadas.

Posteriormente, a fim de comprovar o funcionamento da malha de controle do CAG implementado, foi inserido na barra 8 um degrau de carga de 50 MW, verificando o desvio de frequência e intercâmbio de potências entre áreas para o sistema sem a presença do CAG e com a presença do mesmo. Nesse momento foi verificada a validade dos cálculos realizados, que se mostraram semelhantes aos resultados obtidos em simulação.

Foi possível também verificar a importância da utilização do CAG em um sistema elétrico de potência, uma vez que, ao aumentar a carga, a frequência tende a cair, sendo necessário um controle para evitar maiores problemas no sistema.

Após isso, foi definido um cenário de aumento de carga de 8%, entre o tempo inicial e final das simulações, comparando assim os resultados nas situações: Área de controle sem CAG, sistema com CAG modo FF, com CAG modo TLB e com CAG modo FTL. Os resultados foram satisfatórios e concordantes com a literatura estudada, e com eles foi possível identificar a influência da mudança do tap e atuação do OXL, por exemplo, no controle da frequência e intercâmbio entre áreas, além da degradação da tensão do sistema.

Dessa forma, foram geradas as curvas PV para as barras 8 e 11 nas situações estudadas, chegando-se a conclusão de que o ponto de máximo carregamento é menor no caso da área de controle sem uso do CAG. Assim, conclui-se que, embora seja de fundamental importância para um sistema, a inclusão do CAG é ligeiramente prejudicial para a estabilidade de tensão.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, Leonardo P. de. **Análise de desempenho do controle automático de geração e do controle secundário de tensão**. 2004. 183 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- ANEEL. **Resolução nº 265, de 10 de junho de 2003**. 07 f. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf>>. Acesso em: 19 out. 2017.
- BARATA, Heitor A. **Controle secundário de tensão em sistemas elétricos de potência**. 2014. 120 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.
- CEPEL. **Manual do Usuário: Programa de Análise de Redes V10.03.00**. 2018.
- CEPEL. **Manual do Usuário: Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos V10.04.06**. 2012.
- CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.
- CUTSEM, Thierry Van; VOURNAS, Costas. **Voltage stability of electric power systems**. 2. ed. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica 2013**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2017.
- GUIMARÃES, C. H. C.; RANGEL, R. D. **Despacho de unidades geradoras considerando os seus limites de capacidade**. In: XI SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 2009, Belém.
- IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **Definition and classification of power system stability**, IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, p. 1387-1401, maio 2004.
- KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- LONDERO, Rafael R. **Avaliação do impacto da integração de aerogeradores na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas elétricos de potência**. 2014. 203 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.
- MACHOWSKI, Jan; BIALEK, Janusz W.; BUMBY, James R. **Power system dynamics: stability and control**. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd., 2008.

ONS. **Procedimento de Redes – Submódulo 10.6: Controle da Geração**. Revisão 08, 2018.

ONS. **Procedimento de Redes – Submódulo 10.8: Norma de Operação – Controle da Geração em Operação Normal**. Revisão 2, Rio de Janeiro, RJ, dez. 2003.

PEREIRA FILHO, Daniel; SCHMIDT, Guilherme F. **Controle automático de geração considerando turbinas térmicas**. 2015. 109 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica e Controle e Automação. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

RANGEL, Ricardo D.; GUIMARÃES, Carlos H. C. **Modelagem de transformadores com dispositivos de comutação em carga para utilização em programas de simulação dinâmica**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007, Rio de Janeiro.

SIMÕES COSTA, Antonio J. A.; SILVA, Aguinaldo S. e. **Controle e estabilidade de sistemas elétricos de potência**. Florianópolis, ago. 2000.

TAYLOR, Carson W. **Power system voltage stability**. New York: McGraw-Hill, 1994.

THEODORO, Edson A. R. **Regulação Secundária ou Controle Suplementar de Áreas Interligadas (Controle Automático de Geração)**. Disciplina: Controle de Carga em Sistemas Elétricos – UTFPR, 2018.

VIEIRA FILHO, Xisto; ELETROBRÁS. **Operação de sistemas de potência com controle automático de geração**. Rio de Janeiro: Campus: Eletrobrás, 1984.

ANEXO 1: DADOS DO SISTEMA TESTE

Tabela A1 – Dados gerais do sistema

Dados gerais do sistema	
Barras	10
Barras PV	2
Barras PQ	7
Transformadores	6
Carga ativa barra 8	3271 MW
Carga reativa barra 8	1015 MVar
Carga ativa barra 11	3384 MW
Carga reativa barra 11	971 MVar

Fonte: Autoria Própria.

Tabela A2 – Dados dos transformadores

Dados Transformadores (pu - Base de 100 MVA)			
Transformador	R	X	Tap
T1	0,0000	0,0020	0,8857
T2	0,0000	0,0045	0,8857
T3	0,0000	0,0125	0,9024
T4	0,0000	0,0030	1,0664
T5	0,0000	0,0026	1,0800
T6	0,0000	0,0010	0,9750

Fonte: Autoria Própria.

Tabela A3 – Dados das linhas de transmissão

Dados Linhas de Transmissão (pu - Base de 100 MVA)			
Linha	R	X	B
5 - 6	0,0000	0,0040	0,0000
6 - 7	0,0015	0,0288	1,1730
9 - 10	0,0010	0,0030	0,0000

Fonte: Autoria Própria.

Tabela A4 – Dados dos geradores

Dados Geradores (pu)			
	G1	G2	G3
Potência nominal	5000 MVA	2200 MVA	1400 MVA
Ra	0,0046	0,0046	0,0046
Xd	2,07	2,07	2,07
Xq	1,99	1,99	1,99
Xl	0,155	0,155	0,155
Xd'	0,28	0,28	0,28
Xq'	0,49	0,49	0,49
Xd''	0,215	0,215	0,215
Xq''	0,215	0,215	0,215
Td'0	4,1	4,1	4,1
Tq'0	0,56	0,56	0,56
Td''0	0,033	0,033	0,033
Tq''0	0,062	0,062	0,062
H	2,33	2,09	2,33

Fonte: Autoria Própria.

Tabela A5 – Dados ULTC

Dados ULTC (Transformador 6)	
Varição Tap	± 16 passos
Tamanho do passo	0,00625 pu
Banda morta	± 1% pu
Delay para 1º movimento do tap	30 s
Delay para próximo movimento tap	5 s

Fonte: Autoria Própria.

Tabela A6 – Dados shunt

Dados Shunt	
Barra	MVAr
7	763
8	600
9	1710

Fonte: Autoria Própria.

ANEXO 2: SISTEMA TESTE ANAREDE

```

TITU
KUNDUR TEST SYSTEM CHAP14 - LL1
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 100. TEPA .01 EXST .04 TETP 5. TBPA 5.
TLPP 1. TEPR .01 QLST .04 TLPR 1. TSBZ .01 TPST .02
TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .5 TLTC .0001 TLPQ .01
ZMAX 500. VDVM 150. VDVN 50. TUDC .01 TADC .01
PGER 30. VFLD 70. ZMIN .01 HIST 470. LFIT 10. TLPV .01
ACIT 30. LFCV 1. DCIT 10. VSIT 10. LPIT 20. LFLP 5.
PDIT 1. LCRT 24. LPRT 60. CSTP 500.
ICIT 300. DMAX 10. FDIV 2. ICMN .001 VART 5. TSTP 32.
ICMV .5 APAS 90. CPAR 60.
99999
DBAR
(Num)OETGb( nome )Gl( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( Pl) ( Ql) ( Sh)Ar
1 2 BARRA-01 980 3981.
2 1 BARRA-02 965 1736.
3 1 BARRA-03 1040 1154.
5 BARRA-05
6 BARRA-06
7 BARRA-07 763.
8 BARRA-08 3271.1015. 600.
9 BARRA-09 1710.
10 BARRA-10
11 BARRA-11 0942 3384. 971.
99999
DLIN
(De) d O d(Pa) NcEP ( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns (
1 5 1 0 .2 0.8857
2 6 1 0 .45 0.8857
3 7 1 0 1.25 0.9024
7 8 1 0 .3 01.066
7 9 1 0 .26 01.080
10 11 1 0 .1 0 .975 .9 1.1 11 32
5 6 1 0 .4 0
6 7 1 .15 2.88 234.6
6 7 2 .15 2.88 234.6
6 7 3 .15 2.88 234.6
6 7 4 .15 2.88 234.6
6 7 5 .15 2.88 234.6
9 10 1 .1 .3
99999
DCAR
(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O (A) (B) (C) (D) (Vfl)
BARR 8 0 0 0 0 40
BARR 11 50 50 50 50
99999
DARE
(Ar (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
1 5639. * AREA 1 * 5638. 5640.
2 -5639. * AREA 2 * -5640. -5638.
99999
DGEI
(Num) OA Gr E(U)UOpUOn( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Xtrf) ( Xd) ( Xq) ( Xl) (fp) ( Sn) (
1 S 10 1 1 13981. 0.20
2 S 11 1 1 11736. 0.45 207. 199. 15.5 0.952200.2
3 S 12 1 1 11154. 1.25 207. 199. 15.5 0.951400.1
99999
DINC
(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O ( P) ( Q) (Pmx) (Qmx)
AREA 1 E AREA 2 0.01 0.01 99999 99999
99999
DMET
(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O
AREA 1 E AREA 2
99999
EXLF NEWT FLAT CTAP STEP TAPD QLIM
ULOG
2
11BUS KUNDUR.SAV
ARQV INIC
SIM
ARQV GRAV NOVO IMPR
01
FIM

```

ANEXO 3: SISTEMA TESTE ANATEM, SEM CAG

```

TITU
KUNDUR TEST SYSTEM - 11 BUS TEST SYSTEM - CHAP.14
(
(=====
( ASSOCIACAO DE UNIDADES LOGICAS
(=====
(
( ---- arquivo Historico do fluxo de potencia ----
ULOG
2
11bus_kundur.sav
( ---- arquivo de saida ----
ULOG
4
11bus.out
(
( ---- arquivo de plotagem ----
ULOG
8
11bus.plt
(
( ---- arquivo de log de eventos ----
ULOG
9
11bus.log
(
(=====
( DADOS DE PADRAO PARA OPCOES DE EXECUCAO
(=====
DOPC IMPR CONT FILE
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E'
IMPR FILE
999999
(
(=====
( RESTABELECIMENTO DE CASO DE FLUXO DE POTENCIA
(=====
( LOAD LEVEL 1: 01
ARQV REST
01
(
(=====
( MODELO DOS GERADORES
(=====
( BARRA INFINITA - BARRA-1
DMDG MD01
(No) (L'd)(Ra)(H)(D)(MVA)Fr C
01 60
999999
(
( GERADOR G2 - BARRA-2 - ROTOR CILINDRICO
DMDG MD03
(No) (CS) (Ld) (Lq) (L'd) (L'q) (L" d) (L1) (T'd) (T'q) (T" d) (T" q)
02 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062
(No) (Ra) (H) (D) (MVA) Fr C
02 .46 2.09 0.2200.60 S
999999
(
( GERADOR G3 - BARRA-3 - ROTOR CILINDRICO
DMDG MD03
(No) (CS) (Ld) (Lq) (L'd) (L'q) (L" d) (L1) (T'd) (T'q) (T" d) (T" q)
03 207. 199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062
(No) (Ra) (H) (D) (MVA) Fr C
03 .46 2.33 0.1400.60 S
999999
(
(=====
( LEITURA DE MODELOS DE CONTROLES ASSOCIADOS AS MÁQUINAS
(=====
(
(----- MODELO DO OLTC: DUPLA TEMPORIZAÇÃO
ULOG
3
oltc.cdu

```

```

ARQM
(
(----- AVR2 E AVR3(OXL)
ULOG
3
11bus.cdu
ARQM
(
(=====
( ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS
(=====
DMAQ
( Nb) Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
  1  10 100 100  1  1
  2  11 100 100  1  2  102U
  3  12 100 100  1  3  103U
999999
(
(=====
( MODELO DO OLTC (TEMPORIZAÇÃO SIMPLES)
(=====
DMTC MD01
(No) (Bm1)(Bm2)(TR )(TM )(TB )( T )(VIm)
  1  .0091.0091  5..0005  0  0  0
999999
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE MODELOS DE OLTC
(=====
DLTC
( De) ( Pa) Nc ( Mt )u (Tmn) (Tmx) Nst ( Kbs)
  10  11  1  201u 0.900 1.100 32  11
999999
(
(=====
( DADOS DA CARGA
(=====
DCAR
( CARGA DE UM SISTEMA DE POTENCIA REPRESENTATIVO: A=19,B=48,C=0,D=100
(tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (A) (B) (C) (D) (Vfd)
BARR  11  50 50 50 50
BARR  8  0 0 0 0 40.
999999
(=====
( DADOS DE MUDANÇA DE CENÁRIO (CARGA/GERAÇÃO)
(=====
DCEN IMPR
(TM) (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (Var )(Tin)(Tfi)(N)( % )
CARG BARR  8 E BARR  11  1. 200.200  5.
999999
(
(=====
( VARIÁVEIS DE SAIDA
(=====
DPLT
(Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
DELT  3  12  1 10
DELT  2  11  1 10
VOLT  1
VOLT  2
VOLT  3
VOLT  5
VOLT  6
VOLT  7
VOLT  8
VOLT  9
VOLT  10
VOLT  11
TAP  10  11
PELE  1  10
PELE  2  11
PELE  3  12
QELE  1  10
QELE  2  11

```

```

QELE      3      12
PCAR      8
PCAR     11
QCAR      8
QCAR     11
IFD       3      12
IFD       2      11
EFD       3      12
EFD       2      11
FREQ      8
FREQ     11
ANGL      8
ANGL     11
COSFI     8
COSFI    11

```

```
999999
```

```
(
```

```
EXSI INIC
```

```
(
```

```
(=====
```

```
( RELATORIO DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS INICIAIS DO SISTEMA
```

```
(=====
```

```
RELA RBLI RBAR RGER ROPG RCDU
```

```
(
```

```
DSIM
```

```
( Tmax ) (Stp) ( P ) ( I )
```

```
 300.00 .0001 1001
```

```
(
```

```
EXSI ECHO
```

```
(
```

```
RELA RBLI RBAR RGER ROPG RCDU
```

```
(
```

```
FIM
```


ANEXO 4: SISTEMA TESTE ANATEM, COM INCLUSÃO DO CAG

```

TITU
KUNDUR TEST SYSTEM - 11 BUS TEST SYSTEM - CHAP.14
(
=====
( ASSOCIACAO DE UNIDADES LOGICAS
=====
(
( ---- arquivo Historico do fluxo de potencia ----
ULOG
2
11BUS_KUNDUR.SAV
( ---- arquivo de saida ----
ULOG
4
11BUS.OUT
(
( ---- arquivo de plotagem ----
ULOG
8
11BUS.PLT
(
( ---- arquivo de log de eventos ----
ULOG
9
11BUS.LOG
(
=====
( DADOS DE PADRAO PARA OPCOES DE EXECUCAO
=====
DOPC IMPR CONT FILE
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E'
IMPR FILE
999999
(
=====
( CONSTANTES DO PROGRAMA
=====
DCTE
(Ct) (Val )
TEPQ .01 ( tolerancia de convergencia exigida p/ fluxo de potencia )
TABS 1E-7 ( tolerancia absoluta )
TETE 1E-6
TEMD 1E-6
999999
(
=====
( RESTABELECIMENTO DE CASO DE FLUXO DE POTENCIA
=====
( LOAD LEVEL 1: 01
ARQV REST
01
(
=====
( MODELO DOS GERADORES
=====
( BARRA INFINITA - BARRA-1
DMDG MD01
(No) (L'd)(Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
01 60
999999
(
( GERADOR G2 - BARRA-2 - ROTOR CILINDRICO
DMDG MD02
(No) (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L" d)(L1 )(T'd)(T'q)(T" d)(T"q)
02 207.199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
02 .46 2.09 0.2200.60 S
999999
(
( GERADOR G3 - BARRA-3 - ROTOR CILINDRICO
DMDG MD03
(No) (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L" d)(L1 )(T'd)(T'q)(T" d)(T"q)
03 207.199. 28. 49. 21.5 15.5 4.1 .56 .033 .062
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C

```

```

03      .46  2.33  0.1400.60 S
999999
(
( GERADOR G1 - BARRA 1 - ROTOR CILÍNDRICO
DMDG MD03
(No)  (CS) (Ld) (Lq) (L'd) (L'q) (L" d) (Ll ) (T'd) (T'q) (T" d) (T" q)
04      207. 199.  28.  49. 21.5 15.5  4.1  .56  .033  .062
(No)  (Ra) ( H ) ( D ) (MVA) Fr C
04      .46  2.33  0.5000.60 S
999999
(
(=====
( LEITURA DE MODELOS DE CONTROLES ASSOCIADOS AS MÁQUINAS
(=====
(
(----- OLTC
ULOG
3
11BUS_OLTC.CDU
ARQM
(
(----- RAT
ULOG
3
11BUS_RAT.CDU
ARQM
(
(----- RV
ULOG
3
11BUS_RV.CDU
ARQM
(
(----- CAG
ULOG
3
11BUS_CAG.CDU
ARQM
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE MÁQUINAS COM MODELOS
(=====
DMAQ
( Nb)  Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
(  1  10 100 100  1  1
  1  10      1  4  104U  7U
  2  10      1  2  102U  8U
  3  10      1  3  103U  9U
999999
(
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE CAG
(=====
DCAG
(Nc)  ( Mc )u
  1  110U AREA 1
  2  120U AREA 2
999999
(
(=====
( LOCAIS DE MEDIÇÃO REMOTA
(=====
DLOC
(Lc)  (Tipo) ( El ) ( Pa) Nc ( Ex) Gr (Bl)
  7  BARRAC  6
 18  CIRCAC  6  7 1
 28  CIRCAC  6  7 2
 38  CIRCAC  6  7 3
 48  CIRCAC  6  7 4
 58  CIRCAC  6  7 5
  9  MAQ     1      10
 10  MAQ     2      10
 13  BARRAC  7
 14  CIRCAC  7  6 1

```

```

24 CIRCAC 7 6 2
34 CIRCAC 7 6 3
44 CIRCAC 7 6 4
54 CIRCAC 7 6 5
15 MAQ 3 10
999999
(
=====
( ASSOCIAÇÃO DE MODELOS DE OLTC
=====
DLTC
( De) ( Pa) Nc ( Mt )u (Tmn) (Tmx) Nst ( Kbs)
10 11 1 201U 0.900 1.100 32 11
999999
(
=====
( DADOS DA CARGA
=====
DCAR
(tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (A) (B) (C) (D) (vfd)
BARR 11 50 50 50 50
BARR 8 0 0 0 0 40.
999999
(
=====
( DADOS DE MUDANÇA DE CENÁRIO (CARGA/GERAÇÃO)
=====
DCEN IMPR
(Tm) (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (Var) (Tin)(Tfi)(N)( % )
CARG AREA 2 1. 200.200 9.
999999
(
=====
( VARIÁVEIS DE SAÍDA
=====
DPLT
(Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
DELT 3 10 1 10
DELT 2 10 1 10
VOLT 1
VOLT 2
VOLT 3
VOLT 5
VOLT 6
VOLT 7
VOLT 8
VOLT 9
VOLT 10
VOLT 11
TAP 10 11
PELE 1 10
PELE 2 10
PELE 3 10
QELE 1 10
QELE 2 10
QELE 3 10
PCAR 8
PCAR 11
QCAR 8
QCAR 11
IFD 1 10
IFD 2 10
IFD 3 10
FLXA 6 7 1
FLXA 6 7 2
FLXA 6 7 3
FLXA 6 7 4
FLXA 6 7 5
FREQ 8
FREQ 11
VCAG 1 10
VCAG 2 10
VCAG 3 10
999999

```

```
(
EXSI INIC
(
=====
( RELATORIO DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS INICIAIS DO SISTEMA
=====
RELA RBLI RBAR RGER ROPG RCDU
(
DSIM
( Tmax ) (Stp) ( P ) ( I )
  300.00 .0001 1001
(
EXSI ECHO
(
RELA RBLI RBAR RGER ROPG RCDU
(
FIM
```

ANEXO 5: TRANSFORMADOR OLTC

```

DCDU
(ncdu) ( nome cdu )
  0201      OLTC      SNPTEE XIX - RANGEL & C.H.C GUIMARÃES
(
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #X1      0.00942-|
DEFPAR #Y1      0.0-| DADOS DO SENSOR
DEFPAR #X2      0.00942-| PARA BANDA MORTA
DEFPAR #Y2      1.0-|
DEFPAR #T1      30.0 TEMPORIZAÇÃO PARA O PRIMEIRO TAP
DEFPAR #T2      5.0 TEMPORIZAÇÃO PARA TAPS SUBSEQUENTES
(
( SENSOR COM BANDA MORTA
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VBUS      VREF
0002 IMPORT VLTC      VM
0003 SOMA      VM      DV
      -VREF      DV
0007 ENTRAD      BLOQ
0008 ENTRAD      ENAB
0009 ENTRAD      SIGN
0010 MULTPL      DV      ERR
      ENAB      ERR
      BLOQ      ERR
      SIGN      ERR
0011 FUNCAO ABS      ERR      ERRa
0012 FUNCAO SINHAL      ERR      X2
0013 FUNCAO HISTE1      ERRa      PBM      #X1      #Y1      1
      #X2      #Y2
0014 MULTPL      PBM      PBMS
      X2      PBMS
0015 DELAY      PBMS      X3
0016 MULTPL      X3      X4
      PBMS      X4
0017 LOGIC .AND.      X4      PSENS
      PBM      PSENS
(
( RELÉ COM DUPLA TEMPORIZAÇÃO
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0018 ENTRAD      UM
0019 ENTRAD      V
0020 LOGIC .AND.      PCOM      X7
      PSENS      X7
0021 LOGIC .NOT.      PSENS      X8
0022 LOGIC .OR.      PCOM      R
      X8      R
0023 INTRES      UM      TMPREL 1.
      R      TMPREL
      V      TMPREL
0024 LOGIC FFLOP1      X8      FF0
      X7      FF0
0053 DELAY      FF0      FF
0025 ENTRAD      TNOM1
0026 ENTRAD      TNOM2
0027 SELET2      TNOM1      TREF
      TNOM2      TREF
      FF      TREF
0028 COMPAR .GT.      TMPREL      PREL
      TREF      PREL
(
( ACIONAMENTO DO MOTOR PARA COMUTAÇÃO DO TAP
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0029 LOGIC .AND.      PREL      X9
      BLQCOM      X9
0030 DELAY      X9      PSCOM
0031 LOGIC FFLOP1      PRCOM      X10
      PSCOM      X10
0032 LOGIC .NOT.      X10      R1
0033 INTRES      UM      TMPCOM 1.
      R1      TMPCOM
      V      TMPCOM
0034 LOGIC .NOT.      TMPCOM      BLQCOM
0035 ENTRAD      TMCOM
0036 IMPORT DT      DT

```

```

0037 SOMA          TCOM  TCOMC
          -DT    TCOMC
0038 COMPAR .GT.  TPCOM PCOM
          TCOMC PCOM
0039 DELAY        PCOM  PRCOM
(
( POSIÇÃO DO TAP
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0040 S/HOLD       PBMS  PBMSH
          PSCOM PBMSH
0041 MULTPL      PCOM  DNTAP
          PBMSH DNTAP
0042 SOMA        DNTAP NTAPn
          NTAPa NTAPn
0043 ENTRAD      NTAPMN
0044 ENTRAD      NTAPMX
0045 LIMITA      NTAPn NTAP
          NTAPMN NTAPMX
0046 DELAY       NTAP  NTAPa
0047 IMPORT DTAP DTAP
0048 ENTRAD      TAPNT
0049 MULTPL      NTAP  X11
          DTAP  X11
0050 SOMA        X11  TAPn
          TAPNT TAPn
0051 S/HOLD      TAPn  TAP
          PCOM  TAP
0052 EXPORT TAP  TAP
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      V      0
DEFVAL      UM     1.
DEFVAL      TNOM1  #T1
DEFVAL      TNOM2  #T2
DEFVAL      SIGN   1
DEFVAL      ENAB   1
DEFVAL      BLOQ   1
DEFVAL      X10    0
DEFVAL      TCOM   5E-3
DEFVAL      NTAP   -1
DEFVAL      TAPNT  1.
DEFVAL      PBMSH  0
DEFVAL      NTAPMN -16
DEFVAL      NTAPMX 16
(
FIMCDU
999999
FIM

```

ANEXO 6: REGULADOR DE TENSÃO

```

DCDU
(ncdu) ( nome cdu )
  0102      AVR2
(
  (EFPAR (nome) ( valor )
  DEFPAR #TR      0.02
  DEFPAR #KA      400.
  DEFPAR #K1      0.248
  DEFPAR #K2      12.6
  DEFPAR #IFM1    1.407 IFD*1.05 | CALCULADOS NAS      1.70 1.60 1.65
  DEFPAR #IFM2    2.144 IFD*1.60 | CONDIÇÕES NOMINAIS  2.40 2.30 2.35
  DEFPAR #ZERO    0.
  DEFPAR #INFTO   1E+6
  DEFPAR #ILIM    -3.85
(
  ( OXL - LIMITADOR DE SOBRECORRENTE - KUNDUR CHAP.14
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0006 IMPORT IFD      IFD
  0007 ENTRAD          IFMAX1
  0008 ENTRAD          IFMAX2
  0009 SOMA            -IFD X1
                          IFMAX1 X1
  0010 PRINT          X1 X2      1. 0. 1.      ILIM ZERO
  0011 GANHO          X2 IFD1 #K1
  0012 SOMA            -IFD1 X3
                          -IFMAX2 X3
                          IFD X3
  0013 LIMITA        X3 X4      ZERO INFTO
  0014 GANHO          X4 VOXL #K2
(
  ( EXCITATRIZ COM TIRISTORES E ALTO GANHO - KUNDUR CHAP.14
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0001 ENTRAD          VREF
  0002 IMPORT VOLT     VT
  0003 LEDLAG         VT V1      1. 0. 1. #TR
  0004 SOMA            VREF X6
                          -V1 X6
                          -VOXL X6
  0005 GANHO          X6 EFD #KA
  0015 EXPORT EFD     EFD
(
  (DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
  DEFVAL X2 0.
  DEFVAL IFMAX1 #IFM1
  DEFVAL IFMAX2 #IFM2
  DEFVAL ZERO #ZERO
  DEFVAL INFTO #INFTO
  DEFVAL ILIM #ILIM
(
  FIMCDU
(
  (ncdu) ( nome cdu )
  0103      AVR3
(
  (EFPAR (nome) ( valor )
  DEFPAR #TR      0.02
  DEFPAR #KA      400.
  DEFPAR #K1      0.248
  DEFPAR #K2      12.6
  (DEFPAR #IFM1    3.02
  (DEFPAR #IFM2    4.60
  DEFPAR #IFM1    1.407 IFD*1.05 1.70 1.60 1.65
  DEFPAR #IFM2    2.144 IFD*1.60 2.40 2.30 2.35
  DEFPAR #ZERO    0.
  DEFPAR #INFTO   1E+6
  DEFPAR #ILIM    -3.85
(
  ( OXL - LIMITADOR DE SOBRECORRENTE - KUNDUR CHAP.14
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0006 IMPORT IFD      IFD
  0007 ENTRAD          IFMAX1
  0008 ENTRAD          IFMAX2
  0009 SOMA            -IFD X1
                          IFMAX1 X1

```

```

0010 PRINT      X1  X2      1.  0.  1.      ILIM  ZERO
0011 GANHO      X2  IFD1  #K1
0012 SOMA      -IFD1 X3
              -IFMAX2 X3
              IFD  X3

0013 LIMITA    X3  X4
0014 GANHO      X4  VOXL  #K2
(
( EXCITATRIZ COM TIRISTORES E ALTO GANHO - KUNDUR CHAP.14
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD      VREF
0002 IMPORT VOLT      VT
0003 LEDLAG      VT  V1      1.  0.  1.  #TR
0004 SOMA      VREF X6
              -V1  X6
              -VOXL X6

0005 GANHO      X6  EFD  #KA
0015 EXPORT EFD  EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      X2      0.
DEFVAL      IFMAX1 #IFM1
DEFVAL      IFMAX2 #IFM2
DEFVAL      ZERO  #ZERO
DEFVAL      INFTO #INFTO
DEFVAL      ILIM  #ILIM
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0104      AVR4
(
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #TR      0.02
DEFPAR #KA      400.
DEFPAR #K1      0.248
DEFPAR #K2      12.6
DEFPAR #IFM1    1.407 IFD*1.05  1.70  1.60  1.65
DEFPAR #IFM2    2.144 IFD*1.60  2.40  2.30  2.35
DEFPAR #ZERO    0.
DEFPAR #INFTO   1E+6
DEFPAR #ILIM    -3.85
(
( OXL - LIMITADOR DE SOBRECORRENTE - KUNDUR CHAP.14
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0006 IMPORT IFD      IFD
0007 ENTRAD      IFMAX1
0008 ENTRAD      IFMAX2
0009 SOMA      -IFD  X1
              IFMAX1 X1

0010 PRINT      X1  X2      1.  0.  1.      ILIM  ZERO
0011 GANHO      X2  IFD1  #K1
0012 SOMA      -IFD1 X3
              -IFMAX2 X3
              IFD  X3

0013 LIMITA    X3  X4
0014 GANHO      X4  VOXL  #K2
(
( EXCITATRIZ COM TIRISTORES E ALTO GANHO - KUNDUR CHAP.14
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD      VREF
0002 IMPORT VOLT      VT
0003 LEDLAG      VT  V1      1.  0.  1.  #TR
0004 SOMA      VREF X6
              -V1  X6
              -VOXL X6

0005 GANHO      X6  EFD  #KA
0015 EXPORT EFD  EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      X2      0.
DEFVAL      IFMAX1 #IFM1
DEFVAL      IFMAX2 #IFM2
DEFVAL      ZERO  #ZERO

```



```
DEFVAL      INFTO #INFTO
DEFVAL      ILIM  #ILIM
(
FIMCDU
999999
FIM
```

ANEXO 7: REGULADOR DE VELOCIDADE

```

DCDU
(ncdu) ( nome cdu )
  0007 RV1
  (
  (EFPAR (nome) ( valor )
  DEFPAR #R 0.05
  DEFPAR #TG 0.5
  DEFPAR #TW1 1.0
  DEFPAR #TW2 0.5
  (
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0001 ENTRAD WREF
  0002 IMPORT WMAQ WMAQ
  0003 IMPORT VCAG VCAG1
  0004 SOMA -WREF DW
  WMAQ DW
  0005 FRACAO DW DP 1. #R
  0006 SOMA -DP X1
  VCAG1 X1
  0007 LEDLAG X1 X2 1. 1. #TG
  0008 ENTRAD PREF
  0009 SOMA X2 X3
  PREF X3
  0010 LEDLAG X3 P 1. #TW1 1. #TW2
  0011 EXPORT P MEC P
  (
  (DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
  DEFVAL DW 0.
  FIMCDU
  (
  (ncdu) ( nome cdu )
  0008 RV2
  (
  (EFPAR (nome) ( valor )
  DEFPAR #R 0.05
  DEFPAR #TG 0.5
  DEFPAR #TW1 1.0
  DEFPAR #TW2 0.5
  (
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0001 ENTRAD WREF
  0002 IMPORT WMAQ WMAQ
  0003 IMPORT VCAG VCAG2
  0004 SOMA -WREF DW
  WMAQ DW
  0005 FRACAO DW DP 1. #R
  0006 SOMA -DP X1
  VCAG2 X1
  0007 LEDLAG X1 X2 1. 1. #TG
  0008 ENTRAD PREF
  0009 SOMA X2 X3
  PREF X3
  0010 LEDLAG X3 P 1. #TW1 1. #TW2
  0011 EXPORT P MEC P
  (
  (DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
  DEFVAL DW 0.
  FIMCDU
  (
  (ncdu) ( nome cdu )
  0009 RV3
  (
  (EFPAR (nome) ( valor )
  DEFPAR #R 0.05
  DEFPAR #TG 0.5
  DEFPAR #TW1 1.0
  DEFPAR #TW2 0.5
  (
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0001 ENTRAD WREF
  0002 IMPORT WMAQ WMAQ
  0003 IMPORT VCAG VCAG3
  0004 SOMA -WREF DW
  WMAQ DW

```

```

0005 FRACAO      DW    DP      1.      #R
0006 SOMA       -DP   X1
                VCAG3 X1
0007 LEDLAG     X1    X2      1.      1.    #TG
0008 ENTRAD          PREF
0009 SOMA       X2    X3
                PREF   X3
0010 LEDLAG     X3    P      1.    #TW1  1.    #TW2
0011 EXPORT P MEC P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      DW      0.
FIMCDU
999999
FIM

```

ANEXO 8: CAG

```

DCDU
(ncdu) ( nome cdu )
      0110 CAG-AREA1
(
  (EFPAR (npar) ( valpar )
  DEFPAR #B1          1440. 100. BIAS [PU]
  DEFPAR #Ki         -1.0 GANHO INTEGRAL DO CAG
  DEFPAR #TLB        0. TIE LINE BIAS
  DEFPAR #FF         0. FLAT FREQUENCY
  DEFPAR #FTL        1. FLAT TIE LINE
(
  (nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD          F_REF
0002 IMPORT  FREQ    F_MED      7
0003 SOMA            -F_REF  DF
                   F_MED  DF
0004 GANHO           DF      B1*DF  #B1
0005 IMPORT  FLXA    PT_L1      18
0006 IMPORT  FLXA    PT_L2      28
0007 IMPORT  FLXA    PT_L3      38
0008 IMPORT  FLXA    PT_L4      48
0009 IMPORT  FLXA    PT_L5      58
0010 SOMA           PT_L1  PT_MED
                   PT_L2  PT_MED
                   PT_L3  PT_MED
                   PT_L4  PT_MED
                   PT_L5  PT_MED
0011 ENTRAD          PT_CTD
0012 SOMA           PT_MED  DPT
                   -PT_CTD  DPT
(
  ( MODO DE OPERAÇÃO DO CAG
  ( TLB: ECA = B*DF + DPT
  ( FF: ECA = B*DF
  ( FTL: ECA = DPT
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0013 SOMA           B1*DF  X1
                   DPT    X1
0014 SOMA           B1*DF  X2
0015 SOMA           DPT    X3
0016*ENTRAD        TLB
0017*ENTRAD        FF
0018*ENTRAD        FTL
0019 MULTPL        X1     X11
                   TLB    X11
0020 MULTPL        X2     X22
                   FF     X22
0021 MULTPL        X3     X33
                   FTL    X33
0022 SOMA          X11    ECA1
                   X22    ECA1
                   X33    ECA1
0023 PROINT        ECA1  IECA1  #Ki      0.    1.0
(
  ( CÁLCULO DO FATOR DE PARTICIPAÇÃO
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0024*IMPORT  PELE   P1_PU      9
0025*IMPORT  PELE   P2_PU     10
0026 ENTRAD          PBGER1
0027 ENTRAD          PBGER2
0028 MULTPL        P1_PU  P1_MW
                   PBGER1  P1_MW
0029 MULTPL        P2_PU  P2_MW
                   PBGER2  P2_MW
0030 SOMA          P1_MW  PTOTMW
                   P2_MW  PTOTMW
0031 DIVSAO        P1_MW  ALFA-1
                   PTOTMW  ALFA-1
0032 DIVSAO        P2_MW  ALFA-2
                   PTOTMW  ALFA-2
(
  ( CÁLCULO DO SINAL DE CAG
  (nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0033 MULTPL        IECA1  X4

```

```

ALFA-1 X4
0034 MULTPL IECA1 X5
ALFA-2 X5
0035 ENTRAD PBSIS
0036 MULTPL X4 X6
PBSIS X6
0037 MULTPL X5 X7
PBSIS X7
0038 DIVSAO X6 VCAG1
PBGER1 VCAG1
0039 DIVSAO X7 VCAG2
PBGER2 VCAG2
0040 EXPORT VCAG VCAG1 9
0041 EXPORT VCAG VCAG2 10
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL DF 0.
DEFVAL DPT 0.
DEFVAL PBGER PBGER1 9
DEFVAL PBGER PBGER2 10
DEFVAL PBSIS PBSIS
DEFVAL TLB #TLB
DEFVAL FF #FF
DEFVAL FTL #FTL
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0120 CAG-AREA2
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #B2 280. 16.67 BIAS [PU]
DEFPAR #Ki -1.0 GANHO INTEGRAL DO CAG
DEFPAR #TLB 0. TIE LINE BIAS
DEFPAR #FF 0. FLAT FREQUENCY
DEFPAR #FTL 1. FLAT TIE LINEY
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD F_REF
0002 IMPORT FREQ F_MED 13
0003 SOMA -F_REF DF
F_MED DF
0004 GANHO DF B2*DF #B2
0005 IMPORT FLXA PT_L1 14
0006 IMPORT FLXA PT_L2 24
0007 IMPORT FLXA PT_L3 34
0008 IMPORT FLXA PT_L4 44
0009 IMPORT FLXA PT_L5 54
0010 SOMA PT_L1 PT_MED
PT_L2 PT_MED
PT_L3 PT_MED
PT_L4 PT_MED
PT_L5 PT_MED
0011 ENTRAD PT_CTD
0012 SOMA PT_MED DPT
-PT_CTD DPT
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0013 SOMA B2*DF X1
DPT X1
0014 SOMA B2*DF X2
0015 SOMA DPT X3
0016*ENTRAD TLB
0017*ENTRAD FF
0018*ENTRAD FTL
0019 MULTPL X1 X11
TLB X11
0020 MULTPL X2 X22
FF X22
0021 MULTPL X3 X33
FTL X33
0022 SOMA X11 ECA2
X22 ECA2
X33 ECA2
0023 PRINT ECA2 IECA2 #Ki 0. 1.0

```

```
0024 ENTRAD          PBSIS
0025 ENTRAD          PBGER3
0026 MULTPL          IECA2 X4
                   PBSIS X4
0027 DIVSAO          X4 VCAG3
                   PBGER3 VCAG3
0028 EXPORT VCAG    VCAG3          15
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      DF      0.
DEFVAL      DPT     0.
DEFVAL PBGER PBGER3 15
DEFVAL PBSIS PBSIS
DEFVAL      TLB     #TLB
DEFVAL      FF      #FF
DEFVAL      FTL     #FTL
FIMCDU
999999
FIM
```