



COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES DE PERDA DE EXCITAÇÃO  
DE GERADOR SÍNCRONO CONECTADO AO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL

Leandro Ribeiro Montezuma

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira  
Antonio Carlos Ferreira

Rio de Janeiro  
Junho de 2015

COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES DE PERDA DE EXCITAÇÃO  
DE GERADOR SÍNCRONO CONECTADO AO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL

Leandro Ribeiro Montezuma

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

---

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

---

Prof. Sergio Gomes Junior, D.Sc.

---

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2015

Montezuma, Leandro Ribeiro

Coordenação e seletividade das proteções de perda de excitação de gerador síncrono conectado ao Sistema Interligado Nacional/ Leandro Ribeiro Montezuma – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XIII, 114 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Antonio Carlos Ferreira

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 111 – 114.

1. Proteções de perda de excitação 2. Coordenação e Seletividade 3. Sistema Interligado Nacional. I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo de *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

## AGRADECIMENTOS

A Deus por me conceder a energia necessária para aprender e progredir sempre, permitindo que mais este objetivo seja alcançado.

À minha esposa Paula e à minha filha Sofia, pela compreensão e apoio incondicional em todos os momentos.

Aos meus pais, José Carlos e Lucinda, por me ensinarem valores importantes como não desistir diante das dificuldades.

Ao ONS por me proporcionar as condições necessárias para cumprir todas as etapas e aos meus colegas de trabalho, pelas sugestões e contribuições técnicas durante a elaboração desta dissertação.

Aos meus professores orientadores, Sebastião Ércules Melo de Oliveira e Antonio Carlos Ferreira, pelos valiosos ensinamentos e pelo incentivo à pesquisa.

À instituição UFRJ e a todo o corpo docente do programa de mestrado pela formação acadêmica.

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

COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES DE PERDA DE EXCITAÇÃO  
DE GERADOR SÍNCRONO CONECTADO AO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL

Leandro Ribeiro Montezuma

Junho/2015

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Antonio Carlos Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

Este estudo visa analisar as principais proteções de perda de excitação e as metodologias de parametrização aplicadas em um gerador síncrono conectado ao Sistema Interligado Nacional. Os conceitos de coordenação e seletividade destas proteções, conforme explicitadas nas normas e na literatura, são abordados através da análise conjunta com limites térmicos e de estabilidade da unidade geradora e do limitador de subexcitação associado ao regulador de tensão.

Os eventos de perda de excitação são simulados através dos modelos contidos nas bases de dados utilizadas nos estudos elétricos pelos agentes e pelo ONS. A partir dos resultados das simulações, são apresentados os efeitos da perda de excitação na unidade geradora, nos geradores conectados à mesma usina e no sistema interligado, e principalmente, o desempenho das proteções considerando diferentes condições operativas.

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

COORDINATION AND SELECTIVITY OF THE LOSS OF EXCITATION  
PROTECTION SCHEMES OF SYNCHRONOUS GENERATOR CONNECTED TO THE  
NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM

Leandro Ribeiro Montezuma

June/2015

Advisors: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Antonio Carlos Ferreira

Department: Electrical Engineering

This study aims to analyze the main loss of excitation protection schemes and parameterization methods applied in a synchronous generator connected to the National Interconnected System. The protection concepts about coordination and selectivity, as explained in the standards and literature, are addressed through the joint analysis with thermal and stability limits of the generator unit and the underexcitation limiter associated with the voltage regulator.

Disturbances leading to loss of excitation are simulated through models contained in the databases used in electrical studies by Utilities and ONS. Simulation results are used to assess the effects of loss of excitation on the generating unit, on the generators connected to the same plant and on the interconnected system, and mainly, the performance of the protections considering different operating conditions.

# SUMÁRIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....	1
I.1    Revisão Bibliográfica .....	2
I.2    Objetivo .....	10
I.3    Estrutura do Texto .....	11
CAPÍTULO II A PERDA DE EXCITAÇÃO DA UNIDADE GERADORA E SEUS EFEITOS .....	12
II.1    O sistema de excitação e a unidade geradora .....	12
II.2    Tipos de perda de excitação.....	13
II.3    Efeitos na unidade geradora sob falta.....	14
II.4    Efeitos nas unidades geradoras próximas.....	18
II.5    Efeitos no sistema elétrico.....	19
II.6    Representação dos efeitos da perda de excitação nos planos de potência P-Q, impedâncias R-X e admitâncias G-B.....	20
CAPÍTULO III LIMITES OPERATIVOS DAS UNIDADES GERADORAS.....	23
III.1    Curva de capacidade.....	23
III.2    Limite de corrente do enrolamento do estator .....	26
III.3    Limite de corrente do rotor.....	30
III.4    Limite da turbina .....	33
III.5    Limite do núcleo de ferro ao final da estrutura estatórica .....	34
III.6    Limite teórico de estabilidade .....	35
III.7    Limite prático de estabilidade .....	39
III.8    Limites de excitação nula e de mínima excitação .....	40
III.9    Limite de estabilidade de regime permanente .....	41
III.10    Limitador de subexcitação.....	48
III.11    Representação no plano de impedância R-X.....	50
CAPÍTULO IV PRINCIPAIS PROTEÇÕES DE PERDA DE EXCITAÇÃO.....	51
IV.1    Mho com uma zona de atuação (Mason).....	52
IV.2    Mho com duas zonas de atuação (J. Berdy) .....	53
IV.3    Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional (Tremaine e Blackburn) .....	55

IV.4	Característica de proteção por admitância.....	58
IV.5	Característica de proteção no plano P-Q .....	62
IV.6	Utilização da função de subtensão.....	64
IV.7	Coordenação da proteção de perda de excitação com o MEL e com os limites operativos do gerador .....	64
CAPÍTULO V SIMULAÇÕES .....		67
V.1	Sistema .....	68
V.2	Casos simulados .....	70
V.3	Efeitos da perda de excitação na UG01 .....	71
V.4	Efeitos da perda de excitação na UG02 e no SIN .....	77
V.5	Desempenho das proteções de perda de excitação da UG1.....	84
V.5.1	Mason e Berdy .....	84
V.5.2	Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional .....	87
V.5.3	Característica de proteção por admitância .....	93
V.5.1	Característica de proteção no plano P-Q.....	96
V.5.2	Visão geral do desempenho dos esquemas .....	99
V.5.3	Habilitação da unidade de subtensão. ....	100
V.6	Desempenho das proteções de perda de excitação da UG1 durante oscilações estáveis .....	102
CAPÍTULO VI CONCLUSÕES .....		109
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		111



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II-1 - Blocos funcionais do sistema de excitação.....	12
Figura II-2 - Abertura angular da UG após a perda de excitação.....	15
Figura II-3 - Potências ativas e reativas da UG após a perda de excitação .....	16
Figura II-4 - Corrente do estator da UG após a perda de excitação .....	17
Figura II-5 - Principais efeitos da perda de excitação na unidade geradora sob falta .....	18
Figura II-6 - Operação do gerador nos planos P-Q, R-X e G-B.....	21
Figura II-7 - Trajetória de impedância visto pelo gerador.....	22
Figura III-1 - Curva de capacidade do gerador hidráulico .....	24
Figura III-2 - Curva de capacidade com limite do núcleo do final do estator .....	25
Figura III-3 - Influência da tensão terminal e da saturação na curva de capacidade – Polos salientes .....	25
Figura III-4 - Análise vetorial do gerador de polos salientes e o limite de corrente do estator .....	27
Figura III-5 - Limite de corrente do estator de um gerador de polos salientes representado no plano PQ .....	28
Figura III-6 - Limite de corrente do estator de um gerador de polos lisos representado no plano P-Q.....	29
Figura III-7 - Análise vetorial preliminar para obtenção do limite térmico do rotor no plano P-Q.....	30
Figura III-8 - Limite de corrente do rotor de um gerador de polos salientes representado no plano PQ .....	32
Figura III-9 - Limite de corrente do rotor de um gerador de polos lisos representado no plano PQ .....	33
Figura III-10 - Limite teórico de estabilidade para geradores de polos salientes.....	37
Figura III-11 - Limite teórico de estabilidade para geradores de polos lisos .....	38
Figura III-12 - Limite prático de estabilidade para geradores de polos salientes.....	39
Figura III-13 - Limite prático de estabilidade para geradores de polos lisos .....	40
Figura III-14 - Limite de excitação nula e limite de excitação mínima .....	41
Figura III-15 - Potência ativa do gerador versus ângulo de carga.....	42

Figura III-16 - Efeito da redução da tensão de excitação na potência elétrica do gerador...	43
Figura III-17 - Análise vetorial de um gerador de polos lisos conectado a uma barra infinita .....	44
Figura III-18 - Lugar geométrico do SSSL no plano P-Q .....	46
Figura III-19 - Diferença entre o SSSL do gerador de polos salientes e o SSSL do gerador de polos lisos .....	48
Figura III-20 - Limitadores de subexcitação do tipo reta e do tipo segmentos lineares.....	49
Figura III-21 - Representação da curva de capacidade, SSSL e MEL nos planos P-Q e R-X .....	50
Figura IV-1 - Principais funções de proteção associadas à unidade geradora.....	52
Figura IV-2 – Esquema de proteção Mason .....	53
Figura IV-3 - Esquema de proteção Berdy .....	54
Figura IV-4 - Esquema de proteção Mho com <i>offset</i> positivo.....	56
Figura IV-5 - Exemplo de lógica de operação do esquema mho com <i>offset</i> positivo .....	57
Figura IV-6 - Característica tomate e lenticular no plano R-X .....	58
Figura IV-7 - Representação no plano R-X e no plano G-B .....	59
Figura IV-8 - Característica do esquema de proteção por admitância .....	60
Figura IV-9 - Esquema de proteção baseado na medição P-Q.....	62
Figura IV-10 - Proteção de perda de excitação no plano P-Q quando o SSSL está fora da curva de capacidade.....	63
Figura IV-11 – Coordenação da proteção perda de excitação representadas no plano R-X	65
Figura IV-12 - Coordenação da proteção perda de excitação quando o SSSL é mais restritivo.....	66
Figura V-1 - Sistema analisado .....	68
Figura V-2 - Potências ativa e reativa da UG01 (casos 1 a 5).....	71
Figura V-3 - Potências ativa e reativa da UG01 (casos 6 a 9).....	72
Figura V-4 - Corrente do estator da UG01 (casos 1 a 5).....	73
Figura V-5 - Corrente do estator da UG01 (casos 6 a 9).....	74
Figura V-6 - Tensão terminal da UG01 (casos 1 a 5).....	75
Figura V-7 - Tensão terminal da UG01 (casos 6 a 9).....	75
Figura V-8 - Ângulos das UG01 e UG02 (casos 1 a 5).....	76

Figura V-9 - Ângulos das UG01 e UG02 (casos 6 a 9).....	77
Figura V-10 - Corrente de campo da UG02 (casos 1 a 5).....	78
Figura V-11 - Corrente de campo da UG02 (casos 6 a 9).....	79
Figura V-12 - Potência reativa da UG02 (casos 1 a 5).....	79
Figura V-13 - Potência reativa da UG02 (casos 6 a 9).....	80
Figura V-14 - Fluxo de potência reativa da LT Barra 5 - Barra 4 C1 (casos 1 a 5).....	80
Figura V-15 - Fluxo de potência reativa da LT Barra 5 - Barra 4 C1 (casos 6 a 9).....	81
Figura V-16 - Tensão terminal da UG02 - Barra 2 (casos 1 a 5).....	82
Figura V-17 - Tensão terminal da UG02 - Barra 2 (casos 5 a 9).....	82
Figura V-18 - Tensão na Barra 4 (casos 1 a 5).....	83
Figura V-19 - Tensão na Barra 4 (casos 6 a 9).....	83
Figura V-20 - Mason - Mho com uma zona de atuação (casos 1 a 5).....	85
Figura V-21 - Mason - Mho com uma zona de atuação (casos 6 a 9).....	86
Figura V-22 - Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional (casos 1 a 5).....	88
Figura V-23 - Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional (casos 6 a 9).....	89
Figura V-24 - Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional - Método 2 - casos 1 a 5.....	91
Figura V-25 - Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional - Método 2 - casos 6 a 9.....	92
Figura V-26 - Característica de proteção por admitância - casos 1 a 5.....	94
Figura V-27 - Característica de proteção por admitância - casos 6 a 9.....	95
Figura V-28 - Característica de proteção no plano P-Q - casos 1 a 5.....	97
Figura V-29 - Característica de proteção no plano P-Q - casos 6 a 9.....	98
Figura V-30 - Tensão na Barra 4 para os casos 10 a 14.....	103
Figura V-31 - Potência ativa da UG01 para os casos 10 a 14.....	103
Figura V-32 - Ângulo da UG01 para os casos 10 a 14.....	104
Figura V-33 - Mason - Mho com uma zona de atuação - casos 10 a 14.....	105
Figura V-34 - Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional - casos 10 a 14.....	106
Figura V-35 - Mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional - Método 2 - casos 10 a 14.....	106
Figura V-36 - Característica de proteção por admitância - casos 10 a 14.....	107
Figura V-37 - Esquema de proteção baseado na medição P-Q (casos 10 a 14).....	108

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela V-1 - Dados da unidade geradora .....	69
Tabela V-2 - Dados de reatância do transformador elevador e de reatância equivalente do sistema .....	69
Tabela V-3 - Casos simulados de perda de excitação .....	70
Tabela V-4 - Tempos de atuação do relé Mason - casos 1 a 5 .....	85
Tabela V-5- Tempos de atuação do relé Mason - casos 6 e 9 .....	87
Tabela V-6 - Tempos de atuação do esquema mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional - casos 1 a 5 .....	88
Tabela V-7 - Tempos de atuação do esquema mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional - casos 6 e 9 .....	90
Tabela V-8 - Tempos de atuação do esquema mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional -Método 2 - casos 1 a 5.....	91
Tabela V-9 - Tempos de atuação do esquema mho com <i>offset</i> positivo e unidade direcional -Método 2 - casos 6 e 9.....	92
Tabela V-10 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 1 a 5.....	95
Tabela V-11 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 6 e 9.....	96
Tabela V-12 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 1 a 5.....	98
Tabela V-13 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 6 e 9.....	99
Tabela V-14 - Visão geral do desempenho dos esquemas .....	99
Tabela V-15 - Tempos de subtensão para os casos simulados .....	101
Tabela V-16 - Casos simulados de oscilações eletromecânicas estáveis .....	102

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers;
MATLAB	Matrix Laboratory;
MEL	Minimum Excitation Limiter;
OEL	Over Excitation Limiter
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
PSS	Sistema Estabilizador de Potência
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SSSL	Steady-state Stability Limit

## CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

Todo projeto de sistemas de proteção deve considerar premissas como: sensibilidade às falhas para as quais é responsável por detectar e seletividade em não atuar para falhas externas ao equipamento protegido. Este deve ser capaz de identificar as condições que requeiram ação imediata ou temporizada, atuando de forma coordenada com as demais proteções e controles do sistema elétrico.

Os geradores são equipamentos de custo elevado e falhas internas em seus componentes, mesmo sendo eventos de baixa frequência, podem provocar danos irreversíveis ao gerador e impacto ao sistema, quando as proteções não são sensibilizadas ou não atuam com a rapidez necessária. Em geradores de grande porte conectados ao SIN, um projeto de proteção que atenda a estas premissas é de grande relevância, pois além dos riscos relacionados às falhas internas, a indisponibilidade de operação de uma unidade geradora, provocada pela atuação inadequada de sua proteção, pode agravar as perturbações em determinada região do SIN.

Dada a relevância deste tema e devido à complexidade dos sistemas de proteção das unidades geradoras, o ONS iniciou o processo de elaboração do Relatório de Filosofias de Proteção de Geradores. Este relatório conta com a colaboração dos agentes do setor elétrico e tem o objetivo de disseminar as boas práticas de aplicação de todas as funções de proteção associadas ao gerador. Relatórios similares que se referem às proteções de linhas de transmissão e transformadores já foram elaborados e divulgados aos agentes.

No intuito de aprimorar estes conhecimentos, a presente dissertação trata particularmente das principais proteções de perda de excitação. As consequências deste tipo de falha, quando sustentadas, podem ser a violação dos limites de capacidade térmica e de estabilidade do gerador sob falta, além de impactar os geradores próximos e o sistema interligado.

Os ajustes de proteção de perda de excitação, devido à natureza deste tipo de falha, devem considerar a curva de capacidade do gerador que está relacionada ao seu projeto, bem como seus limites de estabilidade. As ações dos sistemas de proteção deverão estar

coordenadas com as ações dos limitadores contidos nos reguladores automáticos de tensão e com as ações das proteções de outros equipamentos que, por ventura, possam ser também sensibilizadas por esta falha.

A utilização de simulações computacionais é primordial para que os engenheiros de proteção façam a validação dos ajustes de perda de excitação que são, normalmente, sugeridos pelas normas e pela literatura. Desta forma é possível avaliar, através de modelos, as principais contingências nas mais diversas condições operativas e os seus efeitos em todos os equipamentos relacionados.

## I.1 Revisão Bibliográfica

Na fundamentação teórica desta dissertação foi utilizada uma coletânea de referências examinadas que contextualizaram esta pesquisa. Nestes trabalhos são abordados temas como a perda de excitação e seus efeitos, as principais proteções de perda de excitação e a evolução destes esquemas, os limites de operação dos equipamentos protegidos e a análise dinâmica dos distúrbios.

Na referência [1] publicada em 1942, o autor ressalta os efeitos que possíveis falhas no sistema de excitação podem provocar na unidade geradora e a degradação das condições operativas do sistema conectado a esta unidade. Os exemplos de perturbações ocorridos na cidade de Nova Iorque desde 1927 e seus efeitos sistêmicos tornaram evidente a necessidade de um sistema de proteção que fosse sensível a qualquer problema no sistema de excitação para todas as condições de carregamento da máquina. O autor destaca a limitação da aplicação do relé de proteção com princípio de atuação pela medição da corrente e tensão de campo, uma vez que deve ser configurado para operar em valores bem abaixo das condições de excitação sem carga e ainda ser seletivo em condições de plena carga. Portanto, o objetivo principal desta referência é destacar a eficácia de um novo esquema de proteção, que se encontrava em fase de instalação nos geradores de 60 Hz e de potência superior a 50 MW. Este esquema, composto por um relé trifásico que atua através de medição da corrente reativa e de sua direção, é associado a uma unidade de subtensão

que visa garantir atuação da proteção referida apenas para valores de tensão abaixo dos limites de operação.

Em 1949, devido ao aumento do interesse em relação as proteções de perda de excitação dos geradores síncronos e as limitações do relé de subtensão e subcorrente de campo para baixa excitação e baixo carregamento da unidade geradora, C.R. Mason, através da referência [2], demonstra o resultado do desenvolvimento de um relé de distância com característica circular mho com diâmetro equivalente à reatância síncrona de eixo direto e *offset* negativo equivalente à metade da reatância transitória de eixo direto. A proteção proposta se mostrou a mais seletiva para os casos de perda do sistema de excitação e não operou para nenhuma outra condição anormal do sistema nos ensaios realizados.

R. L Tremaine e J. L Blackburn retratam, na referência [3] publicada em 1954, a aplicação de um esquema composto de relé monofásico de perda de excitação desenvolvido pela Westinghouse Electric Corporation com três elementos de operação, sendo um elemento direcional que monitora o sentido do fluxo de reativo, um elemento de impedância que monitora a impedância vista pelos terminais do gerador e de um elemento de subtensão. Apenas a atuação dos três elementos provoca o desligamento automático da unidade geradora. Neste artigo também é apresentado o comportamento das grandezas elétricas envolvidas na operação do gerador e no sistema elétrico no período entre perda de excitação e o instante logo após a perda de sincronismo. A análise dos eventos foi realizada em um sistema reduzido representado por um gerador conectado à uma barra infinita.

O autor John Berdy na referência [4], publicada em 1975, mostrou a eficiência do relé *offset* mho na detecção de uma variedade de falhas do sistema de excitação ao longo dos anos, porém cita a preocupação em relação a possíveis atuações incorretas desta proteção durante oscilações estáveis quando o gerador opera na região subexcitada. O esquema proposto por John Berdy, motivado pelos valores elevados de reatância de eixo direto de máquinas mais modernas, é de duas zonas de proteção com *offset* igual metade da reatância transitória de eixo direto. Uma das zonas com alcance de 1 pu sem temporização, promove rápida atuação para as condições mais severas de carregamentos do gerador entre 30% a 100% e uma segunda zona com alcance igual a reatância de eixo direto com temporização, evita atuações indesejáveis durante oscilações estáveis e promove cobertura



para perda de excitação de geradores com baixo carregamento. O autor analisou o desempenho deste esquema considerando diferentes condições pré-falta dos geradores, diferentes impedâncias equivalentes do sistema e modos de operação do regulador de tensão. Neste trabalho também foram destacados os impactos da perda de excitação no sistema elétrico interligado e nas máquinas conectadas à mesma usina, além de possíveis operações incorretas do esquema para oscilações estáveis.

A referência [5], publicada em 1975, descreve a avaliação do desempenho da proteção de perda de excitação de um gerador de 595 MVA no sistema de Detroit Edison. Ao contrário do que era aplicado em Detroit Edison, algumas empresas do setor elétrico resistiam em promover o desligamento automático dos geradores pela proteção de perda de excitação, pois achavam que havia provocado desligamentos desnecessários, agravando perturbações de grande porte ocorridas na época. O artigo relata a necessidade de investigação para aplicação seletiva desta proteção e descreve o resultado de simulações realizadas. A eficácia do relé proposto por Mason foi analisada para eventos de perda de excitação e para oscilações estáveis, para os quais os resultados obtidos mostraram que em algumas simulações de falta trifásica com tempo de eliminação de defeito próximo ao crítico houve violação da trajetória de impedância na característica do relé, evidenciando a necessidade de temporização de disparo da proteção em aproximadamente 0,25 s.

No ano de 1975 foi publicada a referência [6] que apresenta os resultados contidos em um relatório elaborado por um grupo de trabalho denominado Subcomitê de Máquinas Rotativas do IEEE. Este grupo foi formado em resposta às grandes perturbações ocorridas nos Estados Unidos envolvendo um número significativo de desligamentos de unidades geradoras provocados pela proteção de perda de excitação nos anos de 1965 e 1967. O grupo de trabalho enviou questionários às empresas envolvidas nestas perturbações sobre as experiências com a proteção de perda de excitação ao longo dos anos. As respostas dos membros dos comitês revelaram que as filosofias utilizadas pelas empresas eram de medição reversa de reativo ou de medição de impedância através do relé mho, além do emprego frequente da supervisão de tensão nos esquemas. Quanto ao desempenho destas filosofias, foram registradas 52 atuações corretas, 4 atuações incorretas, e 4 recusas. As atuações incorretas foram provocadas por vibrações dos contatos dos relés eletromecânicos, sendo uma provocada por perda de potencial no relé. As recusas de atuação se originaram

na não atuação do sistema de supervisão de tensão para casos de falhas reais no sistema de excitação, pois não houve redução de tensão do sistema abaixo dos ajustes do relé.

O objetivo do estudo contido na referência [7], também publicada em 1975, é de avaliar o desempenho da proteção de perda de excitação e o impacto deste tipo de falha na confiabilidade de operação de um sistema de grande porte. O esquema de proteção utilizado no estudo foi de duas unidades mho com *offset* negativo, havendo análise conjunta deste esquema com a curva de capacidade e o limite de estabilidade de regime permanente no diagrama R-X. Os resultados apresentados por esta pesquisa foram os seguintes: (1) a impedância vista pela máquina durante algumas oscilações estáveis entrou na característica de proteção, de forma que a temporização desta unidade evitaria possíveis atuações incorretas; (2) as tensões terminais da máquina não reduziram significativamente durante as perturbações com variação de apenas 0,2 pu em 2,5 s, mostrando que a utilização da supervisão de tensão neste caso seria prejudicial ao desempenho do esquema; (3) em geradores conectados à sistemas elétricos de grande porte, o suprimento da demanda de reativos da máquina sob falta ocorre sem grandes reduções nas tensões do sistema. Entretanto, a máquina pode sofrer danos térmicos em um período curto de tempo devido às altas correntes induzidas no rotor; (4) a aceleração da máquina após a perda de excitação é função do seu carregamento inicial e da capacidade de suporte de reativo do sistema conectado; (5) o suporte de reativo das máquinas conectadas em uma mesma usina minimizam os efeitos deste tipo de perturbação no sistema interligado e (6) em sistemas de transmissão mais fracos os efeitos da perda de excitação são mais severos no que se referem à queda de tensão e aos desligamentos de outros equipamentos do sistema.

No artigo [8] de 1985 é apresentado estudo sobre o efeito da perda de excitação em geradores conectados em sistemas isolados. Para este tipo de configuração, o autor ressalta a possibilidade de não atuação da proteção de perda de excitação, pois o suporte de reativos das máquinas remanescentes pode não ser suficiente para sensibilizar esse esquema. Nas simulações realizadas, foi observado bom desempenho da proteção para a perda de excitação provocada por curto-circuito em diferentes combinações e pontos operativos dos geradores, transformadores e cargas do sistema. O desempenho do relé de impedância com uma unidade mho com *offset* negativo se mostrou eficaz para a maior parte das combinações

Em 1990 foi publicada a referência [9] que relata a experiência da aplicação da proteção de perda de excitação nas unidades geradoras da empresa americana AEP (American Electric Power). A AEP avaliava periodicamente o desempenho dos esquemas de proteção de perda de excitação e estava reconsiderando uma prática de não utilizar o disparo automático desta proteção na maioria de suas unidades, principalmente em geradores de grande porte. O autor ressalta que a reavaliação desta prática ocorreu em virtude do desenvolvimento de sistemas de excitação cada vez mais complexos e mais sujeitos a diferentes tipos de falhas, da melhoria dos modelos matemáticos dos equipamentos para avaliação dos eventos e do desenvolvimento de recursos de tecnologia digital que melhoram o desempenho dos relés convencionais. Nas simulações realizadas de perda de excitação pode-se verificar, em alguns casos, a possibilidade de danos a máquina devido às alterações observadas nas suas grandezas elétricas e mecânicas, justificando a utilização do desligamento automático do gerador para estes eventos. Nos casos simulados onde a trajetória de impedância entrou na característica do relé durante oscilações estáveis, concluiu-se que ajustes de alcances e de temporizações adequadas das unidades do relé seriam necessárias para a prevenção de atuações incorretas dos esquemas.

Na referência [11] de 1992, é investigada com mais detalhes a trajetória da impedância vista da máquina ressaltando as diferenças dos efeitos da perda de campo provocada por curto-circuito e por abertura do campo. De uma forma geral, na perda de excitação observa-se a excursão da impedância da região de carga para o quarto e terceiro quadrantes no diagrama RX, como consequência da importação de reativo do sistema, e a dinâmica em espiral desta trajetória como resultado do efeito das oscilações no processo de perda de sincronismo da máquina. O sistema modelo utilizado no estudo foi de um gerador de 600 MVA, de um transformador elevador de 22/400 kV e duas linhas de transmissão de 120 km conectadas à uma barra infinita.

No artigo [12], apresentado no VII Seminário Técnico de Proteção e Controle em 2003, os autores se apoiam em métodos computacionais para realizar uma revisão crítica da proteção de perda de excitação *offset* mho em geradores síncronos. Em um modelo de um gerador com reatância de eixo direto de 1,98 pu conectado à uma barra infinita através de duas linhas de transmissão, foram simulados perda de excitação por curto-circuito no enrolamento de campo e oscilações estáveis provocadas por curto-circuito trifásico no

terminal de uma das linhas de transmissão, com tempo de eliminação de falta igual a 100 ms. Os esquemas de proteção propostos por Mason e Berdy, quando aplicados as temporizações corretas, apresentaram desempenho adequado e os resultados das simulações mostraram: (1) a importância da implementação de uma segunda zona de proteção em geradores de elevada reatância de eixo direto, (2) a possibilidade de atuação incorreta da proteção durante oscilações estáveis em geradores operando na região subexcitada e (3) a necessidade de se avaliar a redução de tensão nos terminais da máquina durante os distúrbios para se definir a ativação e os ajustes da unidade de supervisão de tensão. Os autores também ressaltaram a relevância de uma análise conjunta da proteção de perda de excitação, do limitador de subexcitação, da curva de capacidade e do limite de estabilidade estática no diagrama P-Q ou R-X, para se definir os ajustes e a coordenação adequada entre os dispositivos de proteção e controle.

A referência [13] enumera as vantagens e desvantagens da utilização das características “tomate e lenticular” na filosofia de proteção de perda de excitação que foram aplicadas às unidades geradoras da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Este estudo, apresentado no VII Seminário Técnico de Proteção e Controle em 2005, busca fazer um comparativo do esquema *offset* mho que é tradicionalmente aplicada e a utilização das características “tomate e lenticular”. Este esquema consiste em dois círculos mho deslocados por uma certa angulação, criando duas zonas sobrepostas na forma similar a um tomate e uma característica em forma de lente na região de interseção destas duas zonas. Quando esta filosofia é visualizada no plano P-Q ou no plano de admitâncias, as zonas de atuação tomam a forma de retas que são traçadas em função da curva de capacidade. Segundo os autores, os resultados das simulações computacionais mostraram a eficiência deste esquema para perdas totais e parciais da excitação além de apresentar vantagens quanto a maior maleabilidade nas faixas de ajustes, facilidade de implementação em relés digitais e maior confiabilidade na utilização da atuação instantânea para perda total de excitação.

Em 2006 foi publicado no X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica o artigo [15] que destaca os diagramas operacionais das unidades geradoras. Neste trabalho foram apresentados, principalmente, os conceitos associados à obtenção da curva de capacidade, mostrando os limites térmicos do rotor e do

estator, o limite da turbina, os limites de mínima excitação e de estabilidade teórico e prático. O autor também relata as diferenças entre as curvas de capacidade típicas dos geradores de polos lisos e polos salientes e a influência da tensão terminal nestas características. A respeito da proteção de perda de excitação, o artigo ressalta a importância da parametrização adequada a fim de evitar condições operativas prejudiciais à unidade geradora, além da coordenação desta função com os dispositivos de controle dos reguladores de tensão.

O artigo [16] dos autores Ramón Sandoval, Armando Guzman e Héctor J. Altuve, publicado em 2006, descreve o resultado de simulações digitais de perda de excitação em um modelo de dois geradores de 160 MW de uma usina térmica em Topolobampo, Sinaloa no México. O trabalho apresenta informações sobre os limites térmicos e de estabilidade de regime permanente da máquina e sobre as funções de proteção do gerador relacionadas às curvas de capacidade, com destaque para o limitador excitação mínima contido no regulador de tensão e para a proteção de perda de excitação. Os esquemas de proteção propostos por Mason, Berdy, Blackburn e das proteções baseadas no plano P-Q são descritos com ênfase nas características de sensibilidade aos distúrbios e na coordenação com o limitador. Dentre as conclusões obtidas destacam-se: a relevância das simulações dinâmicas no apoio à aplicação das proteções, os ajustes apropriados e a influência do carregamento pré-falta e do número de unidades geradoras em operação no que se referem à perda de sincronismo, ao decaimento da tensão terminal e à severidade dos efeitos na máquina submetida à perda de excitação.

A referência [17], publicada em 2007, foi elaborada por um grupo de trabalho J-5 do IEEE com o objetivo de orientar as empresas para uma melhor coordenação entre as proteções dos geradores e seus controles do sistema de excitação, fornecendo orientações práticas para os engenheiros de proteção com apoio nas teorias encontradas em artigos, livros e manuais de relés. Após as perturbações de grande porte ocorridas em 1996 na área oeste e em 2003 na costa leste, o Conselho de Confiabilidade Norte Americano (NERC) questionou às empresas quanto à devida atenção a este tema. O artigo discute as funções de proteção e de controle relacionadas aos limites de subexcitação e sobre-excitação, exemplificando através de ajustes, as melhores práticas com a finalidade de garantir a

estabilidade do gerador e de permitir a operação do mesmo na região segura de sua curva de capacidade.

No ano de 2007 foi publicada pela Schweitzer Engineering Laboratories, a referência [18] do autor Gabriel Benmouyal que trata do impacto do sistema de excitação nos limites térmicos e de estabilidade do gerador, bem como sua interação com seus sistemas de proteção. Inicialmente, os limites térmicos do gerador são descritos, seguidos dos conceitos teóricos e simplificações da representação prática do limite de estabilidade de regime permanente. O autor mostra o impacto dos valores da reatância de eixo direto, da reatância de eixo de quadratura, da reatância equivalente do sistema e da tensão terminal sobre estes limites.

Em outubro de 2010 foi publicado, na Conferência Internacional de Máquinas Elétricas e Sistemas, a referência [22] que propõe discutir as práticas de ajustes de perda de excitação de geradores de grande porte. Os autores relatam que na filosofia de ajuste mais adotada na China, o alcance máximo da característica é determinado pela reatância de eixo direto da máquina, diferentemente dos esquemas tradicionais adotados pelo IEEE que pode ter alcance de 1,1 vezes o alcance do esquema proposto por Blackburn. Nos casos onde há grande separação entre o limite de estabilidade de regime permanente e a curva de capacidade, algumas referências e as últimas edições do guia do IEEE sobre proteção de geradores sugerem estender o alcance da característica mho em 1,25 vezes a reatância de eixo direto, como proposta para melhorar o desempenho da proteção. Entretanto, segundo os estudos dinâmicos realizados pelos autores em um gerador térmico conectado a um sistema de 9 barras, este recurso não acelera efetivamente a operação do relé, principalmente quando o gerador está operando com carregamento elevado, além de aumentar as chances de atuações incorretas.

A referência [25], publicada em 2013, apresenta análise comparativa entre os esquemas de proteção de perda de excitação mais utilizados. O desempenho dos esquemas R-X, R-X com unidade direcional, admitância e abordagens P-Q e V-I foi analisado com ênfase no desempenho de um dos geradores de um sistema constituído por dois geradores de polos salientes e dois transformadores elevadores conectados a um barramento interligado a uma barra infinita através de duas linhas de transmissão de 100 km. O artigo

também enumera recursos a fim de evitar atuação indevida da proteção de perda de excitação, tais como: elemento de supervisão da tensão terminal de sequência negativa que bloqueia a proteção de perda de excitação para os casos de curto-circuito e elemento de supervisão da componente de corrente contínua ausente nas perturbações que se seguem à de perda de excitação.

## I.2 Objetivo

Esta dissertação visa analisar os efeitos da perda de excitação e o desempenho das principais proteções quando aplicadas a um gerador de polos salientes conectado ao Sistema Interligado Nacional. O estudo propõe observar os impactos não apenas sobre o gerador sob falta, mas sobre a interação entre os geradores de uma mesma usina interligada ao SIN. As principais proteções de perda de excitação e suas metodologias de parametrização, conforme explicitadas nas normas e na literatura, são avaliadas através de simulações de perdas de excitação, além de se verificar os riscos de operação incorreta destes esquemas para oscilações eletromecânicas estáveis.

Nas simulações computacionais foram utilizados os programas ANAREDE e ANATEM desenvolvidos pelo CEPTEL. Com apoio do ANAREDE que trata da análise de regime permanente, foram simulados diferentes cenários de operação, definindo as condições pré-falta para viabilizar a correta inicialização das equações diferenciais presentes nos estudos dinâmicos realizados com o apoio do programa ANATEM. Com o programa ANATEM, foram realizadas simulações de transitórios eletromecânicos, relativamente aos casos de perda de excitação e de oscilações eletromecânicas estáveis para as diferentes condições operativas, sendo verificadas as excursões das principais grandezas elétricas envolvidas. Para tanto, foram utilizadas as bases de dados de modelos de regime permanente e dinâmico elaborados para os estudos elétricos realizados pelo ONS e pelos agentes do setor elétrico brasileiro.

O programa MATLAB foi utilizado na representação das proteções de perda de excitação, na descrição do comportamento dinâmico das grandezas envolvidas nos planos de impedância R-X, admitância G-B e de potência P-Q e na visualização do instante da

sensibilização destas proteções quando aplicados os eventos simulados no ANATEM. A coordenação e seletividade foram observadas realizando análise conjunta com a curva de capacidade, o limite de estabilidade e o limitador de subexcitação.

### I.3 Estrutura do Texto

A presente dissertação foi desenvolvida conforme as seguintes etapas:

No capítulo 2 os efeitos da perda da excitação de uma unidade geradora são descritos. Este fenômeno também é analisado sob o ponto de vista dos geradores próximos e do sistema interligado.

No capítulo 3 é feita uma descrição dos limites térmicos e de estabilidade do gerador e as consequências relacionadas à sua violação. Nesta etapa também é mostrada a construção destes limites e sua relação com o projeto do gerador e com as características do sistema.

O capítulo 4 é dedicado às principais proteções de perda de excitação, mostrando as diretrizes de ajustes contidas na literatura, além das vantagens e desvantagens de aplicação de cada esquema. Neste capítulo também são apresentados os aspectos relacionados a coordenação e a seletividade destas proteções com os limites operativos do gerador e o limitador de subexcitação.

No capítulo 5 são apresentados o sistema modelo adotado e os resultados obtidos através das simulações computacionais de perda de excitação e de distúrbios que provocam oscilações eletromecânicas estáveis. O desempenho das principais proteções, conforme ajustes sugeridos pela literatura, é avaliado através da trajetória da impedância, admitância ou potências vistas pelo gerador durante a falta. Os conceitos de coordenação são abordados através da análise conjunta com a curva de capacidade, limite de estabilidade de regime permanente e a ação do limitador de subexcitação.

Por último, o capítulo 6 é destinado às conclusões da dissertação e sugestões de trabalhos futuros.

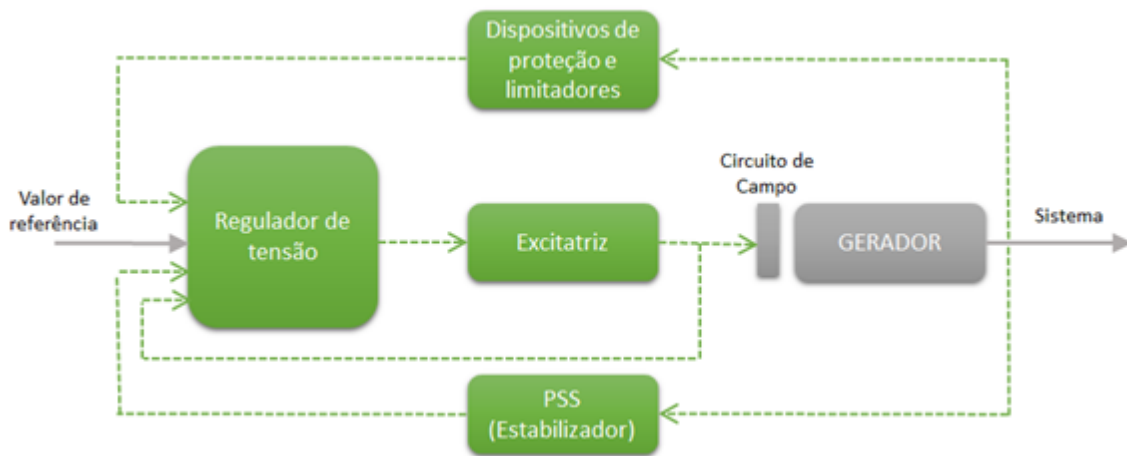


## CAPÍTULO II A PERDA DE EXCITAÇÃO DA UNIDADE GERADORA E SEUS EFEITOS

### II.1 O sistema de excitação e a unidade geradora

O sistema de excitação de uma unidade geradora é responsável, basicamente, por prover corrente contínua ao enrolamento de campo a fim de estabelecer e manter, em faixa adequada, a tensão interna do gerador. A ação de regulação automática ajusta a corrente fornecida ao circuito de campo através da comparação de grandezas de saída do gerador com valores de referência.

Dentre as atribuições do sistema de excitação destacam-se o controle da tensão terminal, o fornecimento ou a absorvendo potência reativa ao sistema elétrico e sua contribuição à extensão dos limites de estabilidade.



**Figura II-1 - Blocos funcionais do sistema de excitação**

No que se refere à estabilidade, o regulador de tensão deverá responder rapidamente a perturbações para aumentar a estabilidade transitória e atuar no controle e limitação da corrente de campo de forma a contribuir para o aumento da estabilidade de regime permanente [28][29].

A Figura II-1 mostra os elementos básicos que compõem o sistema de excitação. A excitatriz é responsável por prover a potência CC ao circuito de campo da unidade geradora, sendo o arranjo convencional constituído por um ou dois geradores CC montados na parte superior do eixo do gerador principal em usinas hidrelétricas mais antigas. Entretanto, com a necessidade de evolução destes sistemas e das unidades geradoras, as excitatrizes evoluíram para máquinas rotativas CA com retificadores, tais como: excitatriz de campo rotativo com retificador a diodo estático, excitatriz de armadura rotativa com retificadores a diodos rotativos através da utilização de escovas, excitação estática utilizando tiristores e sistemas de excitação sem escovas com tiristores montados no eixo [36][37].

O regulador de tensão atua no controle da excitatriz, sendo responsável por manter a tensão terminal nos limites adequados, realiza a divisão de potência reativa das máquinas em paralelo através do controle conjunto e mantém o sincronismo da unidade geradora com o sistema através do controle da corrente de campo [37].

O PSS (Estabilizador de Sistema de Potência) fornece o sinal adicional estabilizador para permitir amortecimento das oscilações eletromecânicas. Os limitadores e os dispositivos de proteção buscam assegurar que a unidade geradora opere dentro da capacidade nominal de seus componentes [29].

## II.2 Tipos de perda de excitação

A perda de excitação ocorre quando não há suprimento adequado de corrente contínua para garantir a operação síncrona da unidade geradora [9]. A falha de fornecimento de corrente contínua pode ser total ou parcial, provocando redução na produção do campo magnético nos enrolamentos do rotor da máquina síncrona.

A perda do sistema de excitação é observada quando ocorre abertura no circuito de campo ou, ainda, quando ocorre um curto-circuito próximo aos terminais do enrolamento de campo. Este distúrbio também pode ser provocado por uma ação humana errônea do operador da usina através da abertura acidental do disjuntor de campo ou através da operação incorreta do regulador de tensão quando este está em funcionamento manual.

Dentre as falhas que provocam perdas parciais do sistema de excitação, destacam-se: curto-circuito em uma seção do enrolamento de campo, falhas no regulador de tensão e erro de operação [6][13].

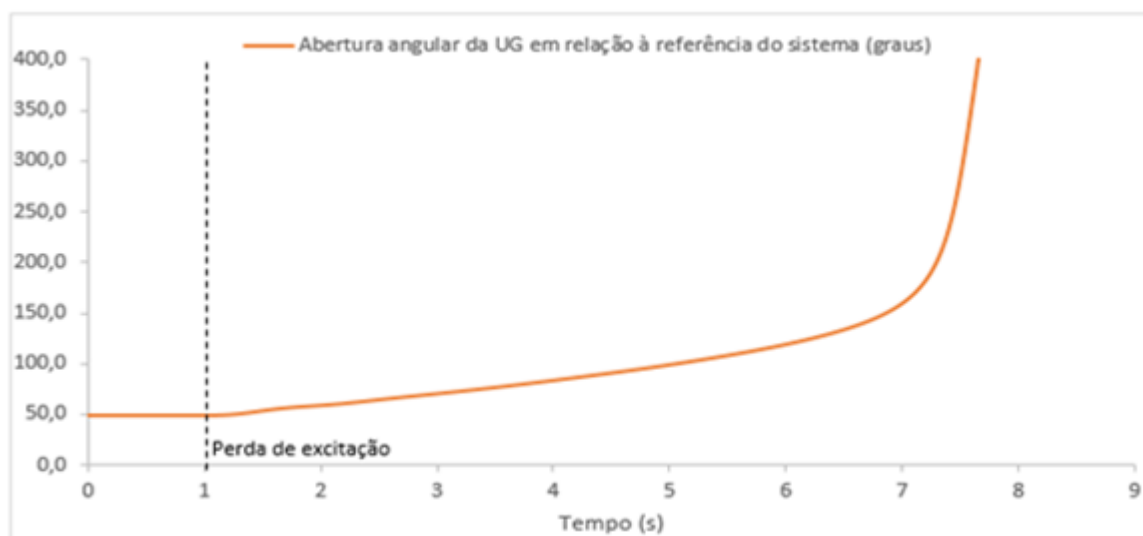
As consequências da perda de excitação podem ser graves para a integridade da unidade geradora e para as condições de operação das unidades geradores próximas e do sistema elétrico conectado.

### II.3 Efeitos na unidade geradora sob falta

Os baixos níveis de excitação da unidade geradora ou a sua perda total fazem com que o acoplamento magnético entre o rotor e o estator seja enfraquecido, devido ao decaimento dos componentes do fluxo magnético rotórico segundo os eixos de quadratura e direto, de acordo com as suas respectivas constantes de tempo. Nesta condição, o sistema de excitação não consegue suprir em níveis adequados a corrente contínua e a tensão contínua para que a unidade geradora produza conjugado suficiente para se contrapor ao conjugado mecânico associado ao despacho de potência da máquina motriz, o que pode impedir a operação sincronizada do gerador em relação ao sistema ao qual está conectado [3][9].

A queda da força magnetomotriz produzida pelo enrolamento de campo faz com que a potência ativa terminal momentaneamente diminua, e como o regulador de velocidade ainda está ajustado para entregar a mesma quantidade de potência mecânica, o rotor do gerador começa a girar acima da velocidade síncrona, provocando aumento do ângulo de carga e reduzindo ainda mais o acoplamento magnético campo - estator [20][24].

Resulta então a perda de sincronismo do gerador que passa a operar como gerador de indução, perdendo a contribuição do conjugado sincronizante e podendo operar, apenas, no acionamento elétrico de cargas reduzidas. A Figura II-2 mostra o aumento do ângulo de carga após a perda de excitação do gerador.



**Figura II-2 - Abertura angular da UG após a perda de excitação**

De uma forma geral os efeitos da perda de excitação são semelhantes nos geradores de polos lisos e de polos salientes quando estes estão operando a plena carga [26]. Entretanto, de um lado, a perda de sincronismo poderá se desenvolver de forma mais rápida nos geradores de polos salientes, por geralmente possuírem valores maiores de reatância transitória [3]. De outro lado, como forma de compensação, a saliência síncrona presente neste tipo de gerador contribui para favorecer a manutenção do sincronismo. Na condição de carga leve, o gerador de polos salientes pode não perder o sincronismo, devido exatamente a este efeito da saliência síncrona [3].

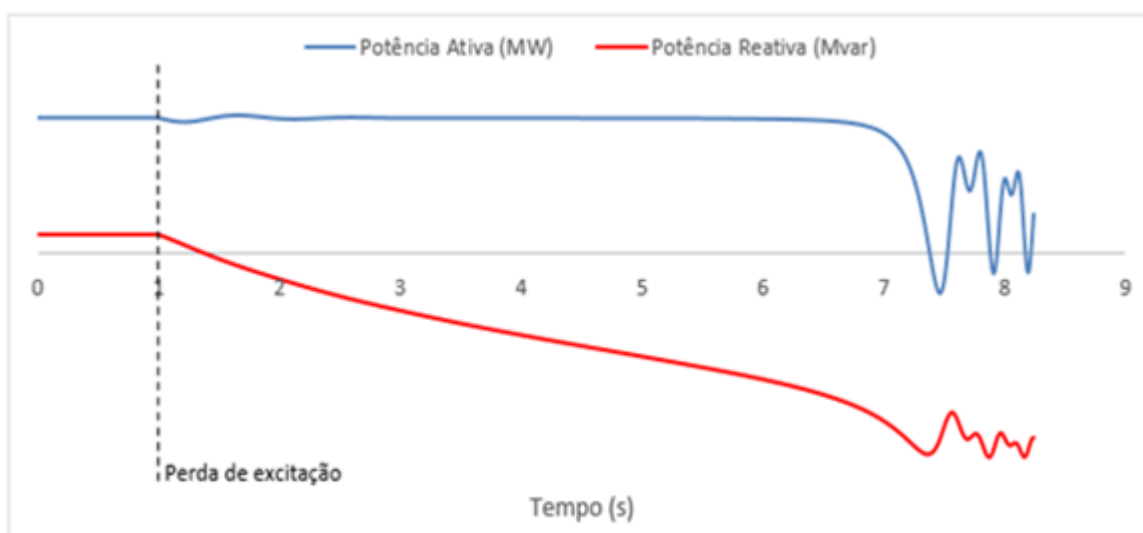
Durante a operação assíncrona da unidade geradora ocorre aumento da circulação de correntes induzidas no enrolamento e no corpo do rotor, nas ranhuras, nos anéis de retenção e nos enrolamentos amortecedores. Este efeito, que está diretamente associado ao escorregamento que passa a existir na máquina, pode provocar aquecimento excessivo nos componentes rotóricos.

No gerador de indução, quanto maior o escorregamento, afetado diretamente pelo carregamento pré-falta, resulta menor impedância da máquina e correntes estatóricas maiores. O carregamento inicial do gerador sob falta é, portanto, variável importante no que se refere as consequências deste efeito assíncrono, visto que a impedância menor do gerador resulta maior consumo de reativos e maiores correntes no estator e no rotor [16].

As consequências da operação assíncrona dos geradores síncronos são um pouco mais severas nos geradores de polos lisos, nos quais o efeito do aquecimento provocado pelas correntes induzidas ocorrerá de forma mais rápida [27]. Estes geradores não possuem os enrolamentos amortecedores que estão presentes nos rotores de polos salientes e por onde circulam as correntes induzidas na frequência de escorregamento.

As extremidades do núcleo do estator também são submetidas a sobreaquecimento provocado pelo aumento do enlace de fluxo devido à baixa excitação.

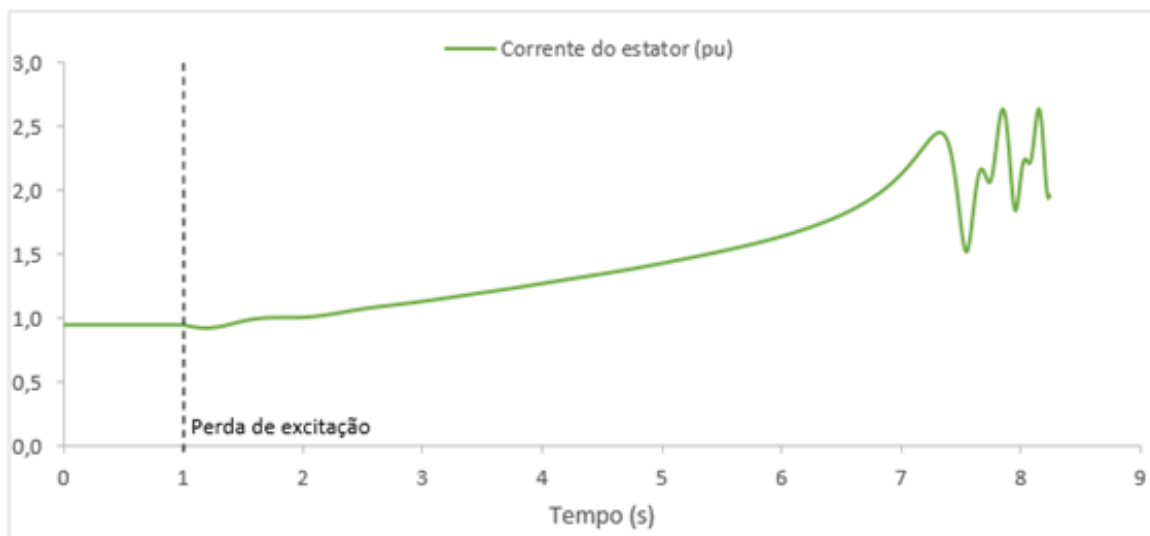
A potência ativa do gerador, temporariamente, de um lado, continua sendo fornecida, conforme demandada pelo sistema de potência, pela energia cinética da unidade geradora. Entretanto, a potência reativa da máquina, por outro lado, decai a zero rapidamente e começa a crescer negativamente, resultando em grande quantidade de absorção de reativo com a finalidade de prover sua excitação. Este efeito é mostrado na Figura II-3.



**Figura II-3 - Potências ativas e reativas da UG após a perda de excitação**

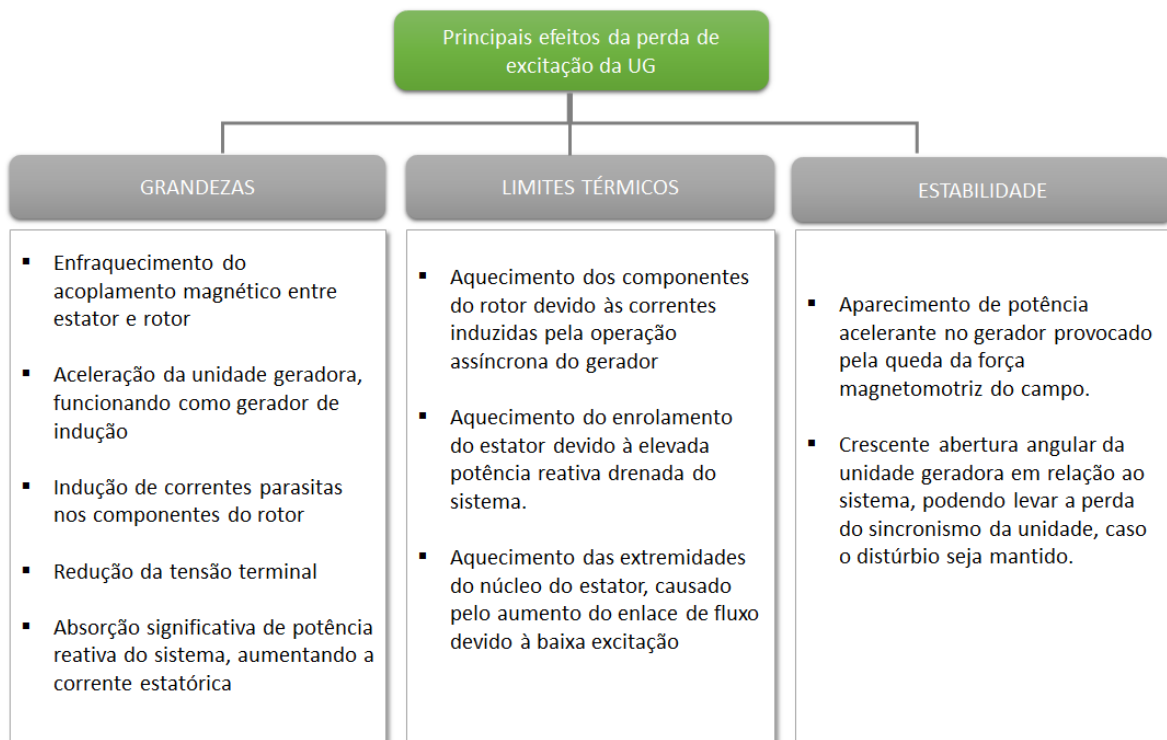
A absorção excessiva de reativos do sistema após a perda de excitação pode provocar danos térmicos ao enrolamento estatórico, caso a proteção não opere de forma adequada. Este aquecimento é causado pelos níveis elevados de corrente circulante no

estator devido a corrente reativa drenada do sistema elétrico. O sobreaquecimento no estator se manifesta de forma mais lenta do que no rotor. A Figura II-4 mostra o aumento da corrente estatórica após a perda de excitação da unidade geradora.



**Figura II-4 - Corrente do estator da UG após a perda de excitação**

A Figura II-5 sintetiza as principais consequências da perda de excitação para o gerador no que se refere as grandezas envolvidas, aos limites térmicos dos componentes e a estabilidade eletromecânica.



**Figura II-5 - Principais efeitos da perda de excitação na unidade geradora sob falta**

As condições operativas das unidades geradoras durante este tipo de falta deverão ser monitoradas levando em consideração a curva de capacidade e outros dados fornecidos pelos fabricantes.

#### II.4 Efeitos nas unidades geradoras próximas

A perda de excitação de uma unidade geradora pode afetar as unidades geradoras próximas, principalmente as localizadas na mesma usina. Estas tentam suprir a requisição de potência reativa da máquina sob falta, sobrecarregando o sistema de excitação e o enrolamento do estator [6].

Em relação aos fatores que potencializam estes efeitos nas demais unidades geradoras, destacam-se: a proximidade dos geradores referidos, relativamente à máquina sob falta, as condições operativas, a ação do regulador de tensão e as impedâncias das unidades geradoras envolvidas e do sistema elétrico.

As simulações dinâmicas são essenciais para avaliar os impactos deste tipo de falha. Na referência [4], o autor realizou simulações em um sistema de duas unidades geradoras conectadas ao sistema de alta tensão pelos seus respectivos transformadores elevadores. Os geradores estavam operando a plena carga e um deles foi submetido a perda de excitação. Os resultados mostraram que as variações dos valores de impedância do sistema e a condição de operação do regulador de tensão impactam no comportamento dos geradores próximos à máquina submetida ao distúrbio.

Para geradores conectados aos sistemas mais robustos, ou seja, menores valores de impedância, o efeito sobre os geradores próximos é minimizado. Para sistemas mais fracos com maiores impedâncias, a parcela de contribuição de potência reativa dos geradores adjacentes é aumentada.

A operação adequada do regulador de tensão é primordial para minimizar a redução da tensão terminal dos geradores adjacentes, sendo também relevante, quanto à estabilidade dos referidos geradores, quando conectados a um sistema elétrico de impedâncias relativamente elevadas.

## II.5 Efeitos no sistema elétrico

O sistema elétrico é responsável por suprir as necessidades de potência reativa da unidade geradora sob falta. A capacidade do sistema em atender esta demanda de reativos determina a amplitude de redução das tensões da rede, o suporte de reativos aos demais equipamentos, a estabilidade e a possíveis perdas de carga.

Para geradores de pequeno porte quando comparados com a capacidade de geração do sistema, as reduções de tensão da rede são pouco significativas. Entretanto, quando considerando geradores de grande porte conectados aos sistemas de alta impedância, as tensões podem ser fortemente reduzidas caso a unidade geradora sob falta não seja desconectada.



A habilidade de um sistema se manter estável está diretamente relacionada com o tamanho do gerador em relação ao sistema [3]. A ação dos reguladores de tensão das unidades geradores também é essencial para minimizar os impactos da perda de excitação.

Além da redução dos níveis de tensão, as oscilações e o excessivo fluxo de potência reativa no sistema também podem provocar desligamentos indevidos de linhas de transmissão [9], degradando cada vez mais as condições do sistema.

II.6 Representação dos efeitos da perda de excitação nos planos de potência P-Q, impedâncias R-X e admitâncias G-B.

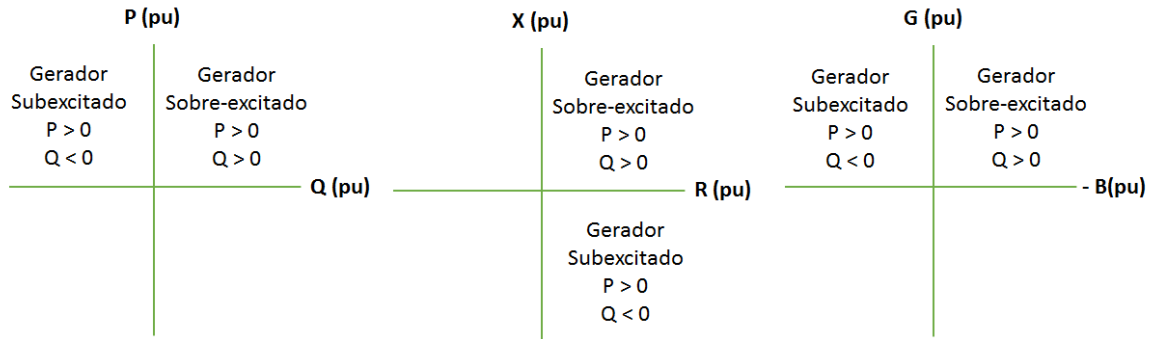
Os efeitos de perda de excitação da unidade geradora podem ser analisados nos planos de potência P-Q, impedâncias R-X e admitâncias G-B. Este tipo de representação permite uma análise conjunta da característica de perda de excitação, das proteções, do limitador de subexcitação e dos limites operativos.

A conversão dos valores deverá ser feita conforme as equações II-1 e II-2 respectivamente. Estas equações são válidas para efeitos trifásicos e equilibrados como os da perda de excitação [12].

$$R = \frac{P \cdot V^2}{P^2 + Q^2} \quad X = \frac{Q \cdot V^2}{P^2 + Q^2} \quad (\text{II-1})$$

$$G = \frac{P}{V^2} \quad B = -\frac{Q}{V^2} \quad (\text{II-2})$$

Na Figura II-6 estão representados os pontos de operação do gerador nos planos P-Q, R-X e G-B. A potência ativa e a potência reativa do gerador em direção ao sistema são consideradas positivas.



**Figura II-6 - Operação do gerador nos planos P-Q, R-X e G-B**

Durante a perda de excitação do gerador, a elevada absorção de potência reativa do sistema faz com que a trajetória saia, eventualmente de um ponto de operação na região sobre-excitada, para o quadrante referente a região de subexcitação ( $Q < 0$ ).

As características da trajetória da impedância observadas pelo gerador sob falta e o seu tempo de excursão dependem de uma série de fatores como: carregamento pré-falta, tipo de perda de excitação, características do gerador, ação do regulador automático de tensão e impedância do sistema.

Nos geradores com carregamento pré-falta elevado, a trajetória de impedância é feita de forma mais rápida em direção ao quarto quadrante, alcançando valores próximos à média das reatâncias subtransitórias de eixos direto ( $X''_d$ ) e em quadratura ( $X''_q$ ), em torno do qual passa a oscilar [4][12].

Nos geradores com baixo carregamento pré-falta, a trajetória de impedância é feita de forma mais lenta em direção ao quarto quadrante, alcançando valores entre as reatâncias síncronas de eixo direto ( $X_d$ ) e em quadratura ( $X_q$ ).

A Figura II-7 mostra exemplos das características da perda de excitação para carregamentos iniciais de 80% e 40% da potência nominal.

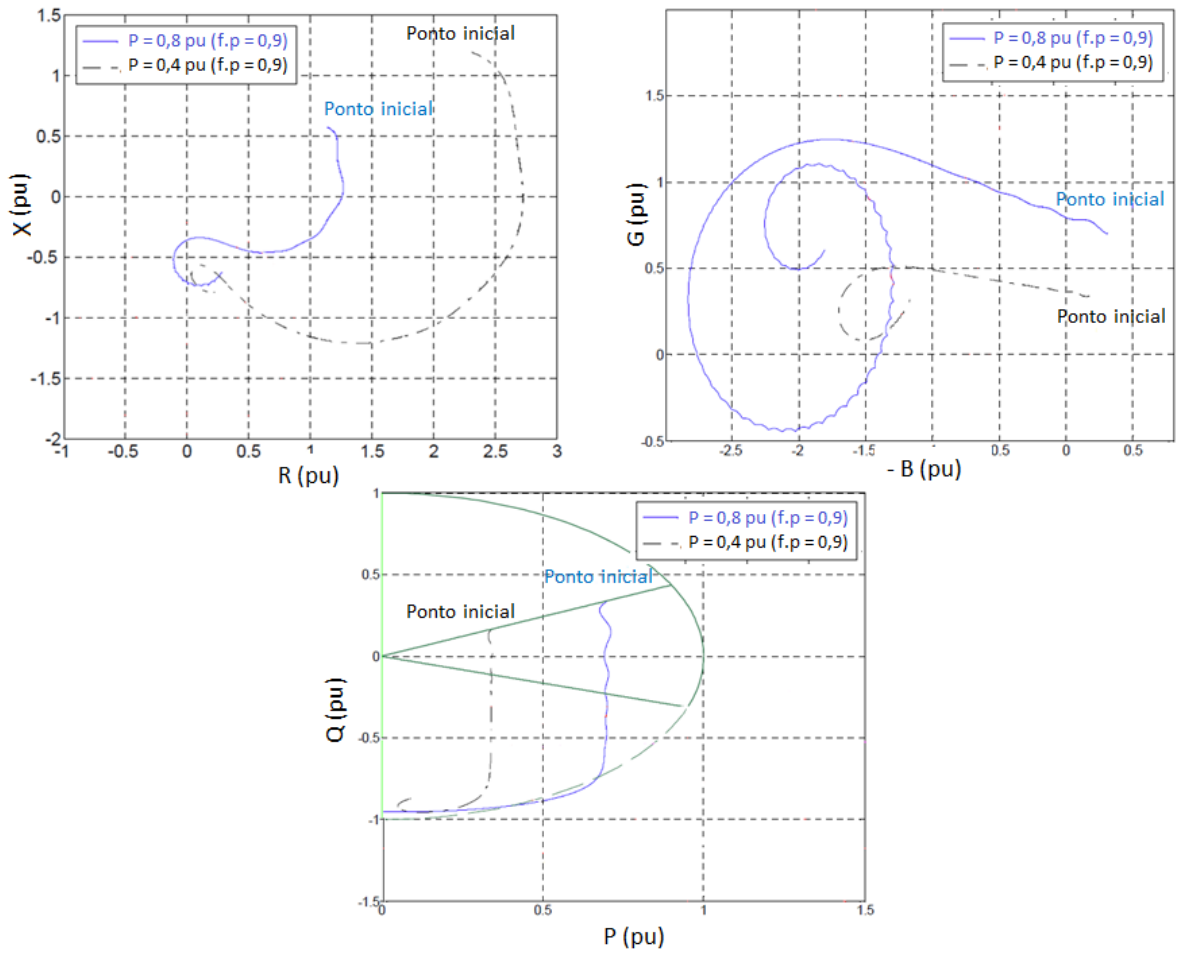


Figura II-7 - Trajetória de impedância visto pelo gerador

## CAPÍTULO III LIMITES OPERATIVOS DAS UNIDADES GERADORAS

Os limites operativos dos componentes de um sistema elétrico de potência devem ser respeitados a fim de garantir a integridade dos mesmos e a operação segura do sistema interligado. Nas unidades geradoras estes limites estão relacionados não só aos aspectos construtivos de projeto, mas também estão relacionados à estabilidade.

O total conhecimento da capacidade das unidades geradoras é essencial para a operação em regime da unidade e principalmente para a avaliação da suportabilidade frente às condições anormais de operação e até mesmo frente aos distúrbios severos como o resultante da perda de excitação.

Dentre os fatores que estabelecem as condições operativas adequadas da unidade geradora, destacam-se a curva de capacidade do gerador, os limites de tensão e os limites de estabilidade.

As ações de proteção e controle devem ser dimensionadas e ajustadas da forma adequada a fim de evitar que estas restrições sejam ultrapassadas.

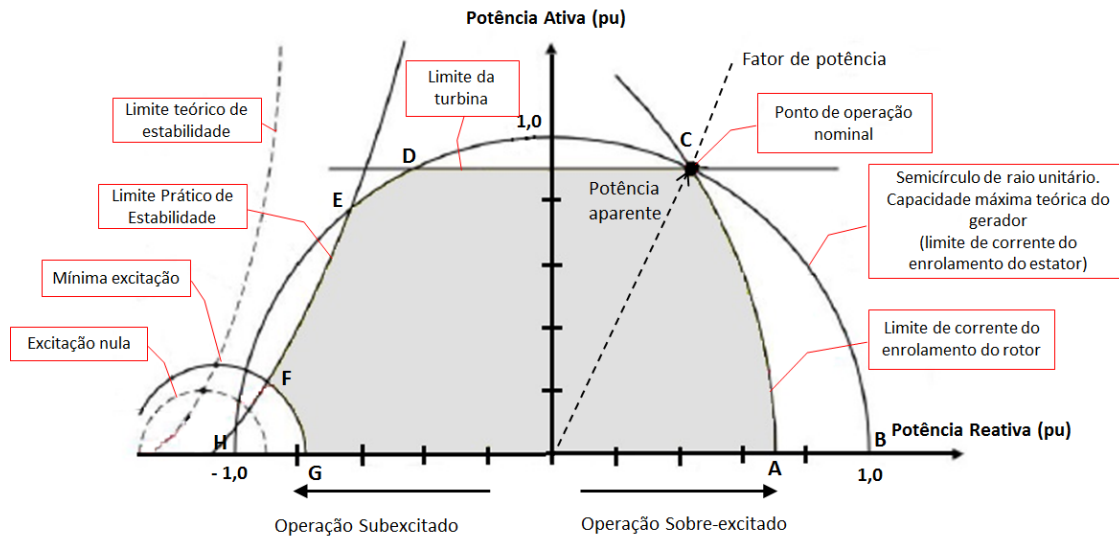
### III.1 Curva de capacidade

A curva de capacidade define o lugar geométrico dos pontos operativos nos quais a unidade geradora poderá funcionar de forma segura, permitindo visualizar as regiões de operação da máquina [15][27][28].

O gráfico da curva de capacidade do gerador normalmente é representado por valores de potências de saída ativa e reativa e é delimitado pelos limites térmicos do estator e do rotor, os limites construtivos da turbina, os limites de estabilidade e o limite de mínima corrente de excitação [15].

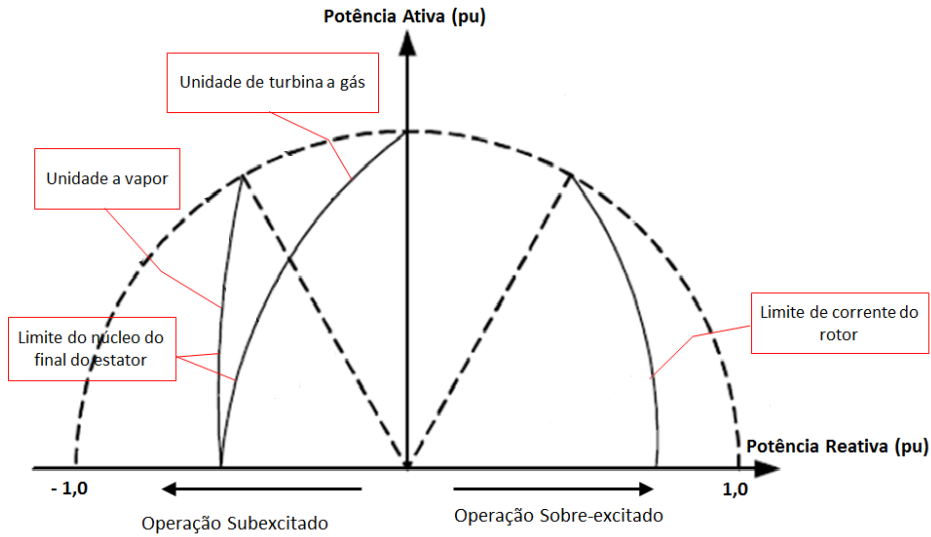
A Figura III-1 mostra o exemplo da curva de capacidade de um gerador hidráulico. Neste exemplo, a região cinza A-C-D-E-F-G define os pontos de operação possíveis do gerador considerando os limites mais restritivos para cada trecho. O trecho C-D estabelece

o limite da turbina. Na região de operação sobre-excitada o limite de corrente do rotor (A-C) é mais restritivo do que o limite de corrente do estator (B-C). O mesmo ocorre na região de operação subexcitada para os limites práticos de estabilidade (E-F) e de mínima excitação (F-G) que também são mais restritivos do que a limite de corrente do estator (E-H) para esta curva de capacidade.



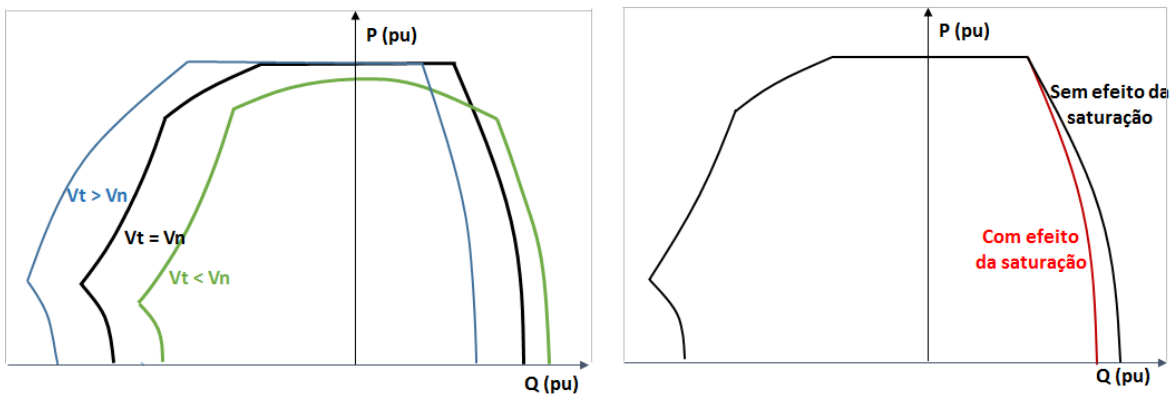
**Figura III-1 - Curva de capacidade do gerador hidráulico**

Nos geradores de polos lisos, na região subexcitada, o limite mais restritivo da curva de capacidade diz respeito às perdas magnéticas relativamente elevadas localizadas ao final do núcleo estatórico. Esta restrição é inexistente no rotor de polos salientes [21]. A Figura III-2 mostra este limite na região subexcitada e as diferenças que se apresentam em função dos aspectos construtivos da turbina. A redução da região de capacidade é maior para os geradores de polos lisos acionados por turbinas a gás.



**Figura III-2 - Curva de capacidade com limite do núcleo do final do estator**

As características da curva de capacidade são influenciadas pela tensão terminal da unidade geradora, nota-se na Figura III-3 o deslocamento da característica para a esquerda à medida que a tensão terminal aumenta. A influência da saturação também é abordada na referência [15], pois a parcela da corrente de excitação para vencer a saturação não é desprezível na maioria dos geradores. O efeito da saturação quase não afeta o gerador de polos salientes na região subexcitada, entretanto, a não consideração da saturação pode levar a resultados otimistas quando da região sobre-excitada [15].



**Figura III-3 - Influência da tensão terminal e da saturação na curva de capacidade – Polos salientes**

### III.2 Limite de corrente do enrolamento do estator

Este limite, que também é conhecido como limite térmico do estator, define a corrente máxima que pode circular em seus enrolamentos. A circulação de valores elevados de corrente estatórica provoca aquecimento excessivo em seus enrolamentos devido ao efeito *joule* provocado pelas perdas no cobre. Este limite é definido pela corrente nominal do gerador.

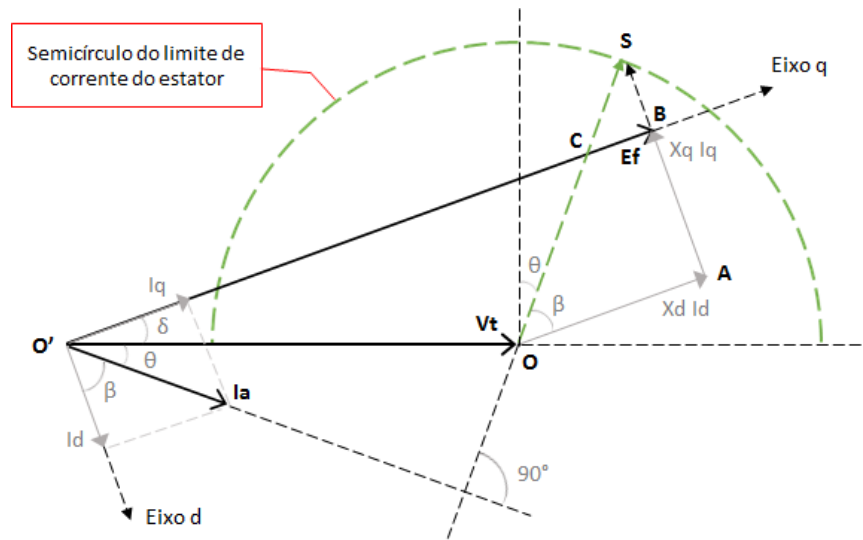
Na curva de capacidade, trata-se do lugar geométrico dos pontos operativos com corrente nominal do gerador constante, que é representado graficamente por um semicírculo centrado na origem, com raio igual a potência aparente nominal no plano P-Q [15].

A demonstração da obtenção do semicírculo que define o limite de corrente no estator parte da análise vetorial da relação existente entre a tensão interna do gerador, a tensão terminal e a queda de tensão nas reatâncias da máquina. Para o gerador de polos salientes, as reatâncias são  $X_d$  que é a reatância de eixo direto e  $X_q$  que é a reatância do eixo de quadratura.

$$\vec{E}_f = \vec{V}_t + jX_d \cdot \vec{I}_d + jX_q \cdot \vec{I}_q \quad (\text{III-1})$$

Nesta equação  $E_f$  é a tensão interna do gerador,  $V_t$  a tensão terminal e  $I_d$  e  $I_q$  são resultados da decomposição do vetor da corrente do estator nos eixos d (direto) e q (quadratura), conforme teoria das duas reações das máquinas síncronas de polos salientes.

A Figura III-4 mostra a construção do semicírculo que define o limite de corrente do estator. Nesta análise são consideradas a corrente de estator  $I_a$  como a máxima corrente admissível e  $E_f$  é a máxima tensão interna resultado para a máxima corrente de excitação de campo.



**Figura III-4 - Análise vetorial do gerador de polos salientes e o limite de corrente do estator**

O vetor OS, que é o raio do semicírculo, é determinado pelas relações a seguir:

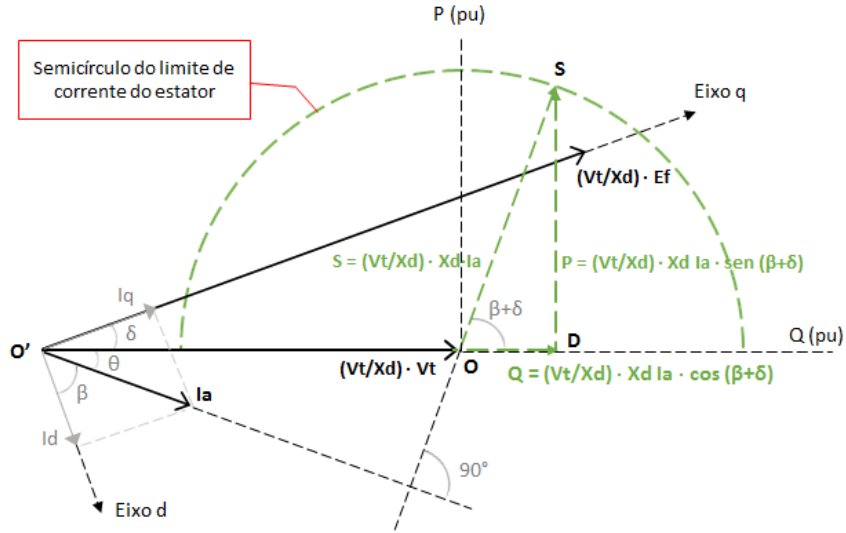
$$\overline{OS} = \frac{\overline{OA}}{\cos \beta} = \frac{X_d \cdot I_d}{\frac{I_d}{I_a}} \quad (\text{III-2})$$

$$\overline{OS} = X_d \cdot I_a \quad (\text{III-3})$$

Ao se estabelecer a direção da tensão terminal como referência e com valor constante e o valor limite da corrente do estator, forma-se o semicírculo a partir da variação do fator de potência ao girar o vetor Ia entre os ângulos  $\theta = -90^\circ$  e  $\theta = +90^\circ$ . Nestas condições também pode se afirmar a proporcionalidade do vetor OS com a potência aparente nominal. [31]

Na figura será aplicado o fator de proporcionalidade  $V_t / X_d$  em todos os vetores. Podendo estabelecer o limite de térmico do estator no plano P-Q. [31]





**Figura III-5 - Limite de corrente do estator de um gerador de polos salientes representado no plano PQ**

$$\overline{OS} = S \text{ (potência aparente)} = \frac{Vt}{X_d} \cdot (X_d \cdot I_a) \quad (\text{III-4})$$

$$\overline{OS} = S \text{ (potência aparente)} = Vt \cdot I_a \quad (\text{III-5})$$

$$\overline{DS} = P \text{ (potência ativa)} = \frac{Vt}{X_d} \cdot (X_d \cdot I_a) \cdot \text{sen}(\beta + \delta) \quad (\text{III-6})$$

$$\overline{DS} = P \text{ (potência ativa)} = \frac{Vt}{X_d} \cdot [(X_d \cdot I_q) \cdot \text{cos}(\delta) + (X_d \cdot I_d) \cdot \text{sen}(\delta)] \quad (\text{III-7})$$

$$\overline{DS} = P \text{ (potência ativa)} = Vt \cdot [I_q \cdot \text{cos}(\delta) + I_d \cdot \text{sen}(\delta)] \quad (\text{III-8})$$

$$\overline{OD} = Q \text{ (potência reativa)} = \frac{Vt}{X_d} \cdot (X_d \cdot I_a) \cdot \text{cos}(\beta + \delta) \quad (\text{III-9})$$

$$\overline{OD} = Q \text{ (potência reativa)} = \frac{Vt}{X_d} \cdot [(X_d \cdot I_d) \cdot \text{cos}(\delta) - (X_d \cdot I_q) \cdot \text{sen}(\delta)] \quad (\text{III-10})$$

$$\overline{OD} = Q \text{ (potência reativa)} = Vt \cdot [I_d \cdot \text{cos}(\delta) - I_q \cdot \text{sen}(\delta)] \quad (\text{III-11})$$

Nos geradores de polos lisos a reatância considerada é a reatância síncrona  $X_s$  e a construção gráfica deste limite também parte da análise vetorial.

$$\dot{E}_f = \dot{V}_t + jX_s \cdot \dot{I}_a \quad (\text{III-12})$$

Aplicando as mesmas condições adotadas na análise do gerador de polos salientes e o fator de proporcionalidade  $V_t/X_s$ , tem-se:

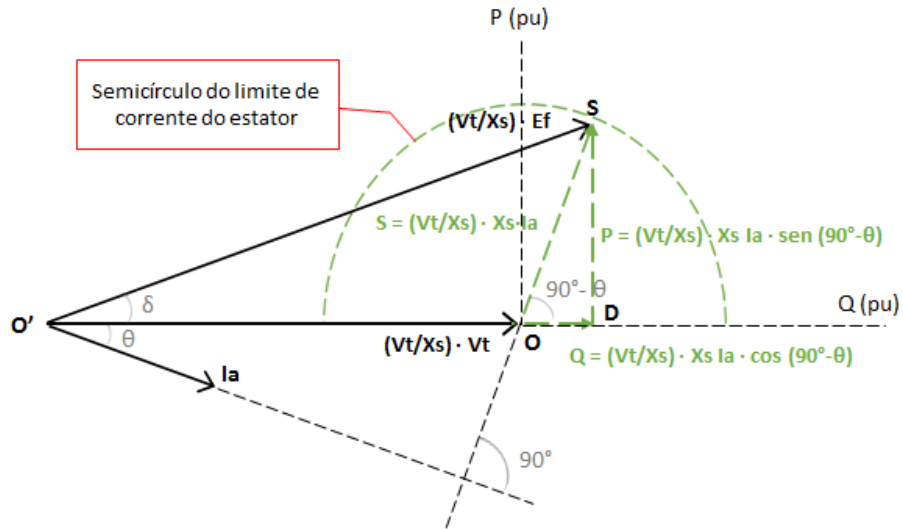


Figura III-6 - Limite de corrente do estator de um gerador de polos lisos representado no plano P-Q

$$\overline{OS} = S \text{ (potência aparente)} = \frac{V_t}{X_s} \cdot (X_s \cdot I_a) \quad \text{(III-13)}$$

$$\overline{OS} = S \text{ (potência aparente)} = V_t \cdot I_a \quad \text{(III-14)}$$

$$\overline{DS} = P \text{ (potência ativa)} = \frac{V_t}{X_s} \cdot (X_s \cdot I_a) \cdot \sin(90^\circ - \theta) \quad \text{(III-15)}$$

$$\overline{DS} = P \text{ (potência ativa)} = V_t \cdot I_a \cdot \cos(\theta) \quad \text{(III-16)}$$

$$\overline{OD} = Q \text{ (potência reativa)} = \frac{V_t}{X_s} \cdot (X_s \cdot I_a) \cdot \cos(90^\circ - \theta) \quad \text{(III-17)}$$

$$\overline{OD} = Q \text{ (potência reativa)} = V_t \cdot I_a \cdot \sin(\theta) \quad \text{(III-18)}$$



$$\overline{O'C} = \overline{BS} = \overline{AS} - \overline{AB} = Vt \cdot Ia \cdot \sin \beta - \frac{Vt}{Xd} \cdot Xq \cdot Iq \quad (\text{III-20})$$

$$\overline{O'C} = \overline{BS} = Vt \cdot Ia \cdot \frac{Iq}{Ia} - \frac{Vt}{Xd} \cdot Xq \cdot Iq = Vt \cdot Iq \cdot \left(1 - \frac{Xq}{Xd}\right) \quad (\text{III-21})$$

Por semelhança de triângulos, tem-se:

$$\frac{\overline{O''O'}}{\overline{O'O}} = \frac{\overline{O'C}}{\overline{AB}} \quad (\text{III-22})$$

$$\overline{O''O'} = Vt^2 \cdot \left(\frac{1}{Xq} - \frac{1}{Xd}\right) \quad (\text{III-23})$$

$$\overline{O''O} = \overline{O''O'} + \overline{O'O} = \frac{Vt^2}{Xq} \quad (\text{III-24})$$

Nos geradores de polos salientes  $\overline{O''O'}$  é um constante e é o diâmetro de um circunferência que depende apenas da saliência do rotor, não sendo modificada por variações no carregamento do gerador. Esta circunferência indica a potência que o gerador pode produzir quando a excitação é nula, representando a contribuição devida ao conjugado de relutância.

O lugar geométrico dos pontos de operação para qualquer nível de tensão de excitação constante deverá ser traçado a partir do ponto  $O'$  e da circunferência de diâmetro  $\overline{O''O'}$ . Para o caso de interesse onde a tensão de excitação tem seu valor máximo permitido, a relação entre o ponto S e o ponto  $O''$  é a seguinte [31]:

$$\overline{O''S} = \overline{O''C} + \overline{CS} \quad (\text{III-25})$$

$$\overline{CS} = \frac{Ef \cdot Vt}{Xd} = \text{constante} \quad (\text{III-26})$$

Conhecendo-se a circunferência de diâmetro  $\overline{O''O'}$ , a construção dos demais pontos deste limite é realizada através do mesmo procedimento para obtenção do ponto S a partir do ponto C. Para tanto, são estabelecidos vários novos pontos (Ci) pertencentes a

circunferência de diâmetro  $O''O'$  de onde partem vetores com os mesmos valores do vetor  $\overline{CS}$  cujos prolongamentos cruzam o ponto  $O''$  no eixo da potência reativa.

A Figura III-8 mostra o traçado que restringe os valores máximos de corrente no enrolamento do rotor para a operação do gerador de polos salientes.

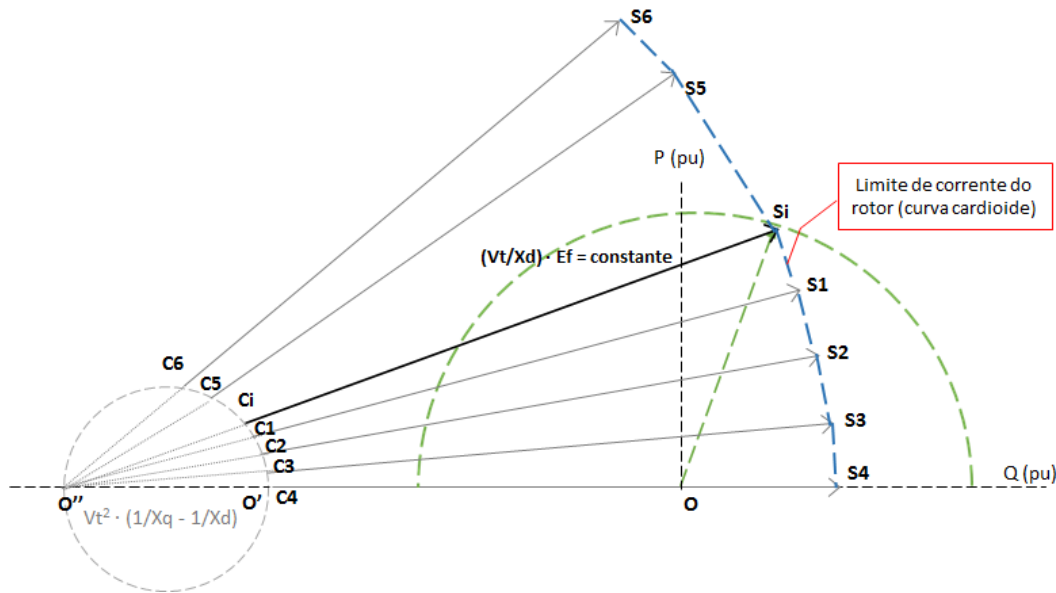
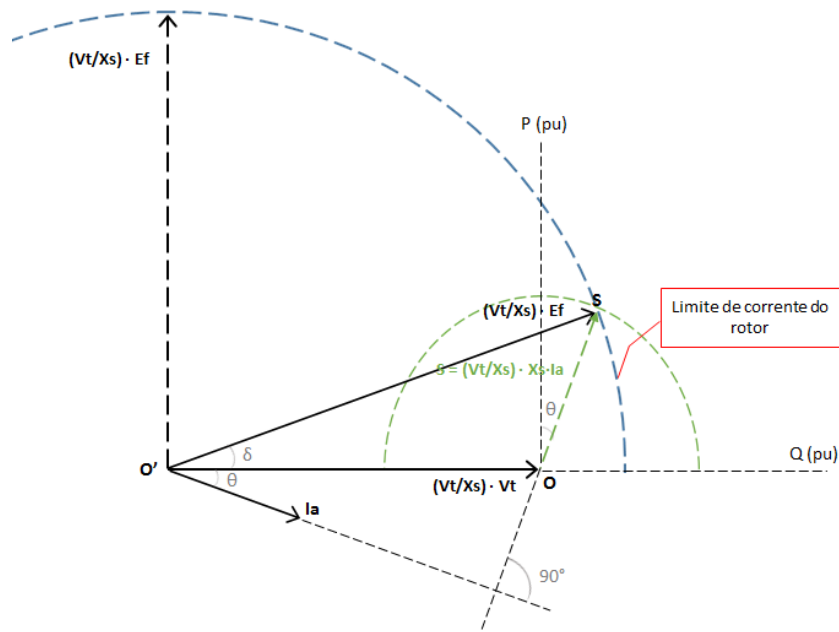


Figura III-8 - Limite de corrente do rotor de um gerador de polos salientes representado no plano PQ

Para os geradores de polos lisos, a construção do limite de corrente do enrolamento do rotor é mais simples do que para os geradores de polos salientes. Para este tipo de rotor,  $Xq = Xd$  e como consequência,  $\overline{O''O'} = 0$ , não havendo o efeito do conjugado de relutância [31].

Ao considerar a corrente e a tensão de campo com valores máximos e constantes e o fator de proporcionalidade  $Vt/Xs$ , o lugar geométrico que define os pontos de limite de corrente do rotor de polos lisos será uma semicircunferência, descrito pelo vetor  $E_f$  e centro  $O'$ .



**Figura III-9 - Limite de corrente do rotor de um gerador de polos lisos representado no plano PQ**

#### III.4 Limite da turbina

A turbina da unidade geradora geralmente é dimensionada de forma a entregar potência ativa nominal, atendendo as condições de corrente e fator de potência nominais impostas ao gerador [16]. A entrega de potência ativa do gerador é limitada pelas características e pela capacidade máxima de potência mecânica que a máquina primária pode entregar ao eixo do gerador.

Este limite é construído considerando o valor de potência ativa constante e nível de excitação variável, não sendo influenciado pela tensão terminal da unidade geradora.

### III.5 Limite do núcleo de ferro ao final da estrutura estatórica

O limite do núcleo de ferro ao final da estrutura estatórica restringe a operação do gerador na região subexcitada.

O fluxo de dispersão entra e sai perpendicularmente à estrutura laminada do estator e, quando o gerador está operando com corrente de campo elevada (sobre-excitado), o anel de retenção é saturado e o fluxo de dispersão na região final do estator é pequeno.

Entretanto, quando o nível de excitação é baixo, o anel de retenção não está saturado e o fluxo de dispersão é alto. Nesta condição, as correntes parasitas circulam nesta laminação, provocando aquecimento nesta região. Este aquecimento pode restringir a operação do gerador.

O aumento do fluxo de dispersão provoca aquecimento desta região do estator, dado que este aquecimento é proporcional ao quadrado do fluxo de dispersão e o fluxo de dispersão é proporcional ao fluxo principal no entreferro [30].

O lugar geométrico do limite do núcleo de ferro ao final da estrutura estatórica é uma circunferência com os seguintes parâmetros [30]:

$$Raio = K2 \cdot \left(\frac{Vt}{Xd}\right) \quad (III-27)$$

$$Centro = \left(0; K1 \cdot \frac{Vt^2}{Xd}\right) \quad (III-28)$$

Onde os valores de K1 e K2 são definidos pela expressão abaixo:

$$K1 = \frac{Na \cdot Nf - Nf^2}{Na^2 + Nf^2 - 2 \cdot Na \cdot Nf} \quad (III-29)$$

$$K2 = \sqrt{\frac{\Delta\theta}{Kt \cdot (Na^2 + Nf^2 - 2 \cdot Na \cdot Nf)}} \quad (III-30)$$

$N_f$  é o número de espiras do enrolamento de campo,  $N_a$  é o número de espiras do enrolamento de armadura,  $\Delta\theta$  é o aumento máximo de temperatura permitido, acima da temperatura em vazio na região do núcleo de ferro do fim do estator e  $K_t$  é a constante de proporcionalidade que relaciona a energia térmica com o quadrado do fluxo magnético na região do núcleo de ferro do fim do estator.

O limite de aquecimento do núcleo ao final da estrutura estatórica é influenciado pelo tipo de rotor do gerador. Nos geradores de polos lisos, o efeito deste aquecimento é muito severo, enquanto nos geradores de polos salientes este efeito pode ser inexistente [21].

### III.6 Limite teórico de estabilidade

A operação do gerador com valores reduzidos de excitação e com fator de potência capacitivo, pode tornar sua operação instável. Este limite é determinado pela máxima potência ativa que pode ser entregue pelo gerador sem que o mesmo perca o sincronismo. O ângulo de carga  $\delta$  do gerador para que este limite não seja atingido deverá ser menor do que  $90^\circ$ .

Para construção deste limite, é necessário obter a equação que determina o lugar geométrico dos pontos que representa o valor máximo de potência ativa para cada valor de tensão de excitação  $E_f$ . Quando  $E_f$  é máximo, ela representa a curva de capacidade do gerador para a corrente de campo máxima admissível [31].

Da Figura III-4 temos as seguintes relações:

$$I_d = I_a \cdot \text{sen}(\theta + \delta) = I_a \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \cos(\delta) + I_a \cdot \text{sen}(\delta) \cdot \cos(\theta) \quad (\text{III-31})$$

$$I_q = I_a \cdot \cos(\theta + \delta) = I_a \cdot \cos(\theta) \cdot \cos(\delta) - I_a \cdot \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\theta) \quad (\text{III-32})$$

$$I_d \cdot X_d = E_f - V_t \cdot \cos(\delta) \quad (\text{III-33})$$



$$I_d = \frac{E_f - V_t \cdot \cos(\delta)}{X_d} \quad (\text{III-34})$$

$$I_q \cdot X_q = V_t \cdot \sin(\delta) \quad (\text{III-35})$$

$$I_q = \frac{V_t \cdot \sin(\delta)}{X_q} \quad (\text{III-36})$$

Multiplicando as equações (III-31) e (III-32) por  $V_t$  e substituindo as expressões de potência ativa e reativa tem-se:

$$V_t \cdot I_d = V_t \cdot I_a \cdot \sin(\theta) \cdot \cos(\delta) + V_t \cdot I_a \cdot \sin(\delta) \cdot \cos(\theta) \quad (\text{III-37})$$

$$V_t \cdot I_d = P \cdot \sin(\delta) + Q \cdot \cos(\delta) \quad (\text{III-38})$$

$$V_t \cdot I_q = V_t \cdot I_a \cdot \cos(\theta) \cdot \cos(\delta) - V_t \cdot I_a \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\theta) \quad (\text{III-39})$$

$$V_t \cdot I_q = P \cdot \cos(\delta) - Q \cdot \sin(\delta) \quad (\text{III-40})$$

Substituindo os valores de  $I_d$  e  $I_q$  das equações (III-34) e (III-36) nas equações (III-38) e (III-40), tem-se:

$$\frac{V_t \cdot E_f}{X_d} = P \cdot \sin(\delta) + \left( Q + \frac{V_t^2}{X_d} \right) \cdot \cos(\delta) \quad (\text{III-41})$$

$$0 = - \left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right) \cdot \sin(\delta) + P \cdot \cos(\delta) \quad (\text{III-42})$$

A relação entre as potências ativa e reativa é obtida pelas equações (III-41) e (III-42) eliminando  $\delta$ .

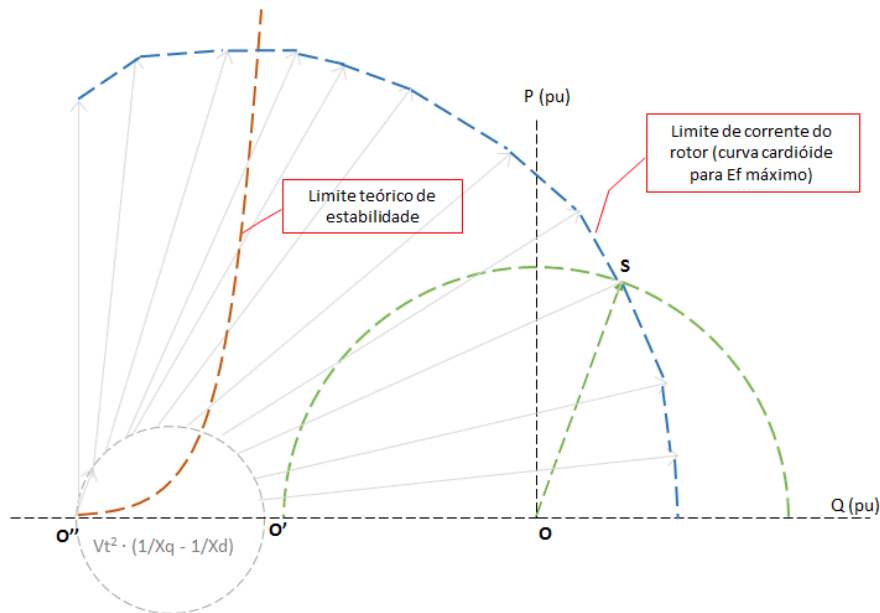
$$\left[ \left( Q + \frac{V_t^2}{X_d} \right) \cdot \left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right) + P^2 \right]^2 = \frac{E_f^2 \cdot V_t^2}{X_d^2} \cdot \left[ \left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right)^2 + P^2 \right] \quad (\text{III-43})$$

A equação (III-43) é a expressão geral que determina o lugar geométrico dos pontos  $P \times Q$  em relação ao parâmetro  $E_f$ . Para a obtenção da máxima potência ativa é necessário derivar esta expressão e igualar a zero ( $\frac{dP}{dQ} = 0$ ).

$$\frac{E_f^2 \cdot V_t^2}{X_d^2} \cdot \left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right) = \left[ \left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right) \cdot \left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right) + P^2 \right]^2 \cdot \left[ \left( Q + \frac{V_t^2}{X_d} \right) + \left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right) \right] \quad (\text{III-44})$$

Aplicando a condição (III-44) na equação (III-43), tem-se a relação entre  $P$  e  $Q$ , que representa o lugar dos pontos máximos da família de curvas cardioides (curva que define o limite de corrente do rotor nos geradores de polos salientes).

$$\left( Q + \frac{V_t^2}{X_q} \right)^3 + \left( Q + \frac{V_t^2}{X_d} \right) \cdot P^2 = 0 \quad (\text{III-45})$$



**Figura III-10 - Limite teórico de estabilidade para geradores de polos salientes**

Nos geradores de polos lisos, o limite teórico de estabilidade ocorre quando o ângulo de carga  $\delta$  atinge exatamente  $90^\circ$ , quando o vetor  $E_f$  está perpendicular ao vetor  $V_t$ .

Na Figura III-11 o ponto P define o máximo valor de potência ativa para o valor máximo de Ef (ponto na semicircunferência do limite de corrente do rotor). O lugar geométrico que define o limite de estabilidade teórico é uma reta que parte do ponto O'. Esta reta representa os valores de potência máxima para diferentes valores de Ef.

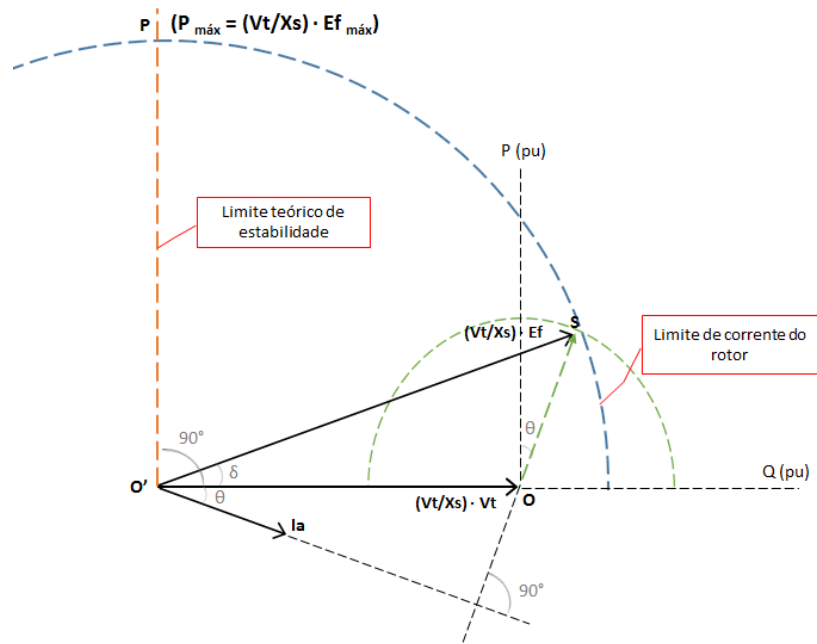


Figura III-11 - Limite teórico de estabilidade para geradores de polos lisos

Os limites teóricos de estabilidade exemplificados nas Figura III-10 e Figura III-11 não representam uma restrição ao traçado da curva capacidade. Entretanto, para valores diferentes de reatância  $X_d$  e  $X_q$  em geradores de polos salientes e  $X_s$  em geradores de polos lisos, o ponto O' poderá ser deslocado para direita. Nesta condição, o limite teórico de estabilidade seria uma restrição para a operação na região subexcitada da curva de capacidade.

### III.7 Limite prático de estabilidade

O limite prático de estabilidade é estabelecido com o objetivo de dar uma margem de segurança ao limite teórico de estabilidade. A operação próxima ao limite teórico seria muito arriscada, pois pequenas perturbações poderiam levar a perda de sincronismo do gerador [31].

Para a construção deste limite deve-se partir dos pontos relativos ao limite teórico para cada valor de  $E_f$  (ponto S), estabelecer uma margem de segurança de 10% da potência nominal e determinar a projeções deste novo ponto na curva limite de corrente do rotor (ponto S').

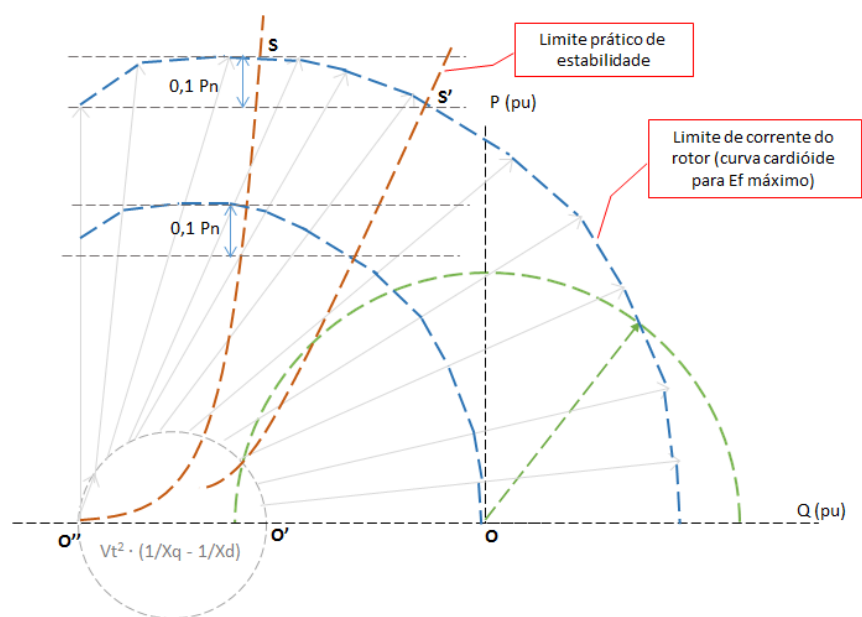


Figura III-12 - Limite prático de estabilidade para geradores de polos salientes

A obtenção deste limite prático de estabilidade é semelhante nos geradores de polos lisos conforme mostrado na Figura III-13. A curva que representa o limite prático de estabilidade é feita pela projeção no semicírculo que define o limite de capacidade térmica do rotor.

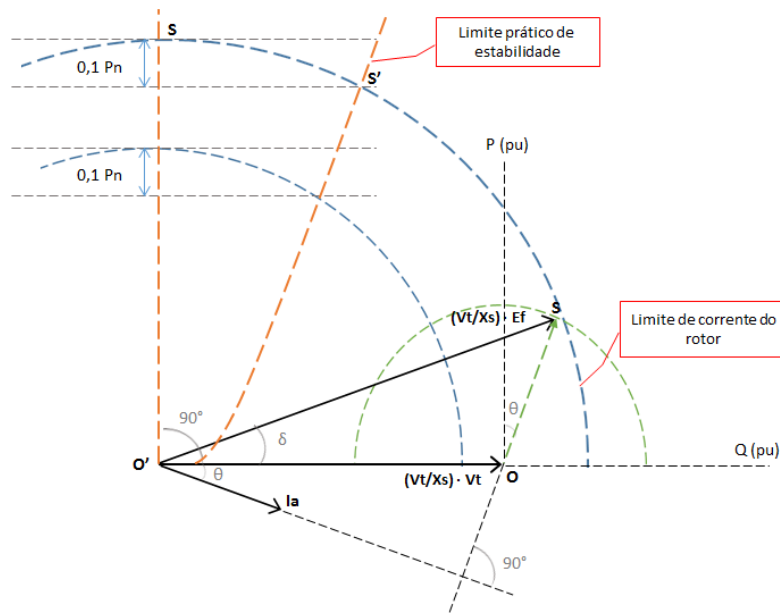


Figura III-13 - Limite prático de estabilidade para geradores de polos lisos

### III.8 Limites de excitação nula e de mínima excitação

A medida que a corrente de excitação é reduzida e o fator de potência torna-se cada vez mais capacitivo, o valor de potência poderá chegar a circunferência de diâmetro  $\overline{O''O'}$  representada nas figuras anteriormente ilustradas. Esta circunferência denominada limite de excitação nula é o lugar geométrico das potências produzidas pela máquina quando não há excitação, restando para gerador apenas a potência resultante do conjugado de relutância.

A fim de evitar que o gerador chegue neste patamar de operação, é estabelecido um limite mais restritivo denominado limite de mínima excitação. Este considera 5% a 10% da excitação normal e o lugar geométrico estará sobre a curva cardioide correspondente aos respectivos valores de excitação no gerador de polos salientes.

Outra forma de construir este limite é definir um ponto sobre o limite teórico de estabilidade no qual o gerador entregue potência referente a 10% da potência nominal sem considerar a contribuição do conjugado de relutância representado pelo círculo de excitação nula.

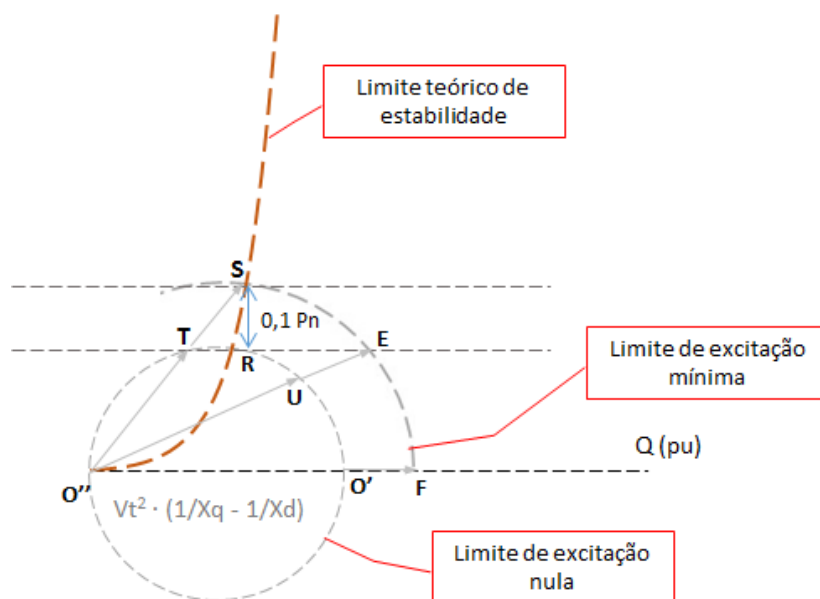
A equação que define a tensão de excitação para esta condição nos geradores de polos lisos e de polos salientes é a seguinte:

$$0,1 \cdot P_n = \frac{V_t \cdot E_f}{X_d} \cdot \text{sen}(\delta) \quad (\text{III-46})$$

$$\overline{RS} = 0,1 \cdot P_n \quad (\text{III-47})$$

$$\overline{TS} = \frac{V_t \cdot E_f}{X_d} \quad (\text{III-48})$$

$$\overline{UE} = \overline{TS} = \overline{O'F} \quad (\text{III-49})$$



**Figura III-14 - Limite de excitação nula e limite de excitação mínima**

### III.9 Limite de estabilidade de regime permanente

O limite de estabilidade de regime permanente (SSSL) é definido pelo lugar geométrico dos pontos de operação no plano P-Q onde o gerador se mantém em sincronismo com o sistema elétrico quando submetido às pequenas perturbações durante a operação em regime da unidade. Este reflete a capacidade do gerador de se manter estável

quando ocorre pequenas variações graduais de carga e configurações do sistema. Grandes perturbações como faltas ou perdas significativas de carga ou geração não estão incluídas nesta análise

A conceituação da estabilidade estática de gerador é feita pela análise da curva de potência que é a representação no plano P- $\delta$ . Esta é definida, basicamente, pela equação a seguir, onde  $E_f$  é a tensão interna do gerador,  $E_s$  é a tensão equivalente do sistema,  $X_g$  é a reatância do gerador,  $X_s$  é a reatância equivalente do sistema e  $\delta$  é o ângulo de carga.

$$P_e = \frac{E_f \cdot E_s}{X_g + X_s} \cdot \text{sen}(\delta) \quad (\text{III-50})$$

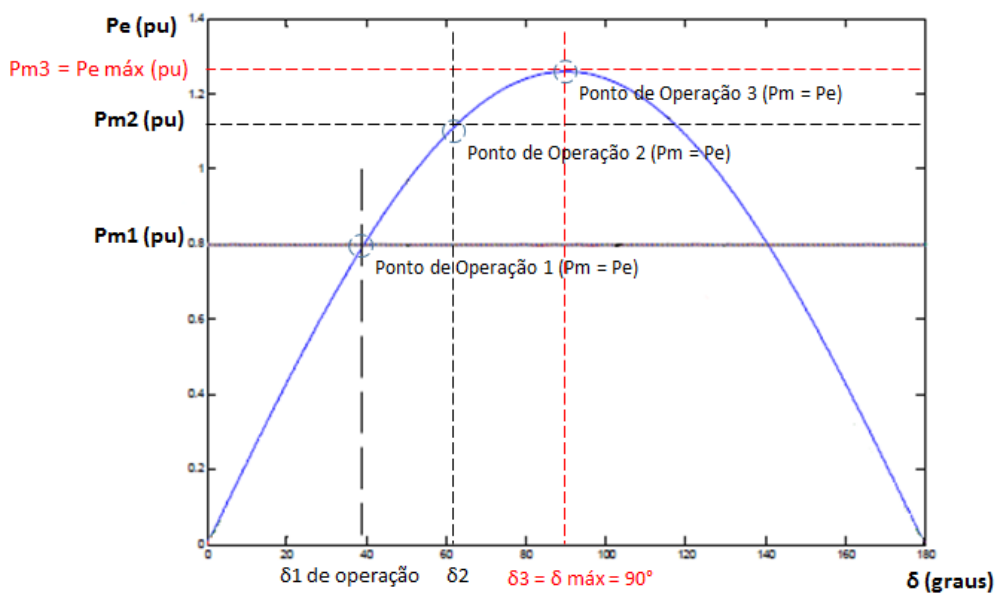
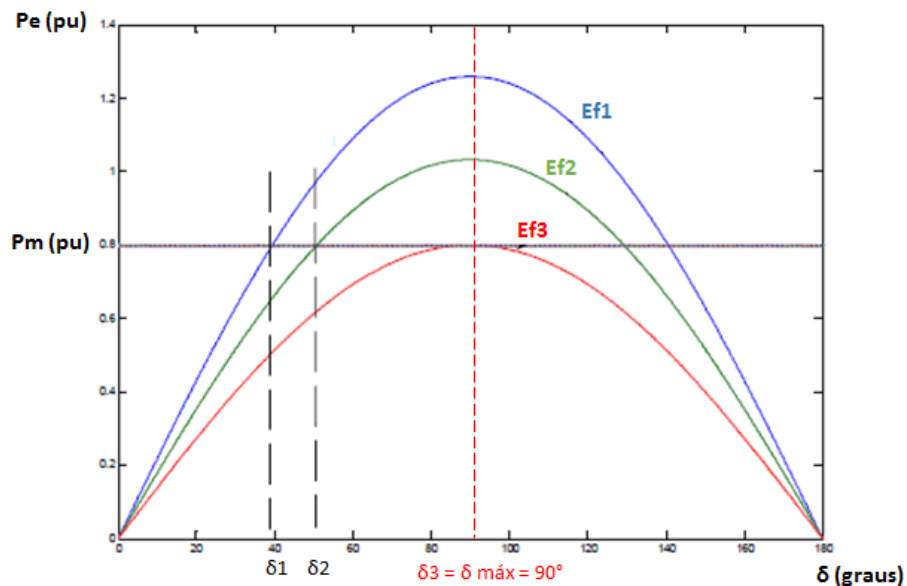


Figura III-15 - Potência ativa do gerador versus ângulo de carga

Durante a operação em regime permanente do gerador a potência mecânica é igual a potência elétrica. A fim de atender aos acréscimos de carga conectadas ao gerador, o regulador de velocidade atua no sentido de aumentar a potência mecânica fornecida para se estabelecer outro ponto operativo com ângulo de carga maior do que a condição anterior. A medida que ocorre aumento de carga este ângulo poderá atingir 90 graus, e, que a potência

elétrica fornecida pelo gerador é máxima. Para valores maiores que 90 graus, ocorre decréscimo de transferência de potência e o sistema torna-se instável. Portanto o valor de potência elétrica transmitida referente a abertura angular de 90 graus define o SSSL. Nesta análise a tensão de excitação foi considerada constante.

Alterações nos valores de tensão de excitação do gerador para controle de reativos do sistema também poderá tornar a operação do gerador instável. Considerando a potência mecânica constante, observa-se que quanto menor a tensão de excitação, maior é o ângulo de potência de operação do gerador. A redução significativa da tensão de excitação poderá fazer com que o ângulo de potência atinja o valor limite de estabilidade de 90 graus [16].



**Figura III-16 - Efeito da redução da tensão de excitação na potência elétrica do gerador**

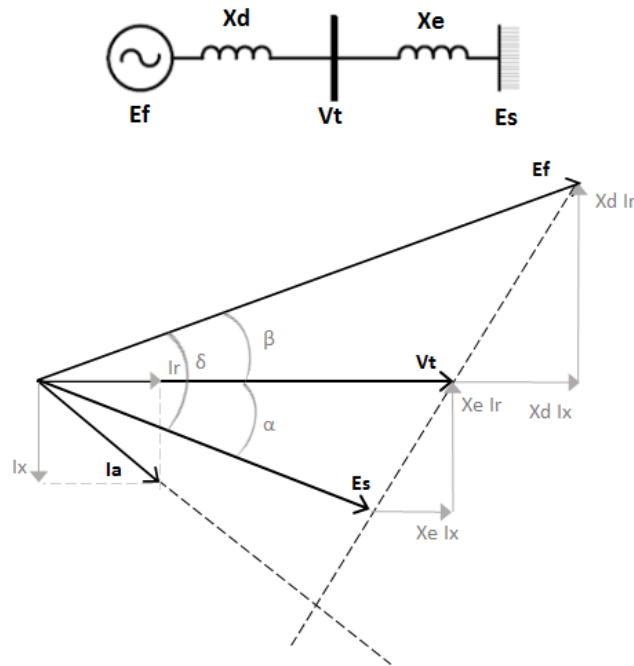
Este método de análise é considerado conservativo e assume que a tensão de excitação é constante, ou seja, o regulador automático de tensão está fora de operação [17].

Quando o regulador automático de tensão está em operação ocorre a rápida alteração da corrente de campo em resposta às novas condições do sistema, alterando os valores de potência máxima conforme solicitação. Esta resposta dinâmica melhora o SSSL quando comparada com a operação manual do regulador de tensão [16].



A representação do SSSL no plano P-Q é obtida a partir da análise fasorial de um gerador síncrono conectado ao sistema elétrico de reatância equivalente  $X_e$  [18][21].

Para o gerador de polos lisos tem-se a análise fasorial mostrada na Figura III-17. Onde  $E_f$  é a tensão interna do gerador,  $V_t$  a tensão terminal,  $E_s$  a tensão do sistema,  $X_d$  é a reatância do gerador (polos lisos  $X_d = X_q$ ),  $X_e$  é a reatância equivalente do sistema e  $\delta$  é o ângulo de carga.



**Figura III-17 - Análise vetorial de um gerador de polos lisos conectado a uma barra infinita**

Conforme descrito anteriormente, o SSSL é definido para o ângulo de carga igual a 90 graus, portanto tem-se:

$$\delta = \beta + \alpha = 90^\circ \quad (\text{III-51})$$

$$\tan \delta = \tan(\beta + \alpha) = \frac{\tan \beta + \tan \alpha}{1 - \tan \beta \cdot \tan \alpha} = \infty \quad (\text{III-52})$$

Onde:

$$1 - \tan \beta \cdot \tan \alpha = 0 \quad (\text{III-53})$$

Pela análise fasorial tem-se:

$$\tan \beta = \frac{Xd \cdot Ir}{Vt + Xd \cdot Ix} \quad e \quad \tan \alpha = \frac{Xe \cdot Ir}{Vt - Xe \cdot Ix} \quad (\text{III-54})$$

$$1 - \tan \beta \cdot \tan \alpha = 1 - \frac{Xd \cdot Ir}{Vt + Xd \cdot Ix} \cdot \frac{Xe \cdot Ir}{Vt - Xe \cdot Ix} = 0 \quad (\text{III-55})$$

$$1 - \frac{Ir^2 \cdot (Xd \cdot Xe)}{Vt^2 + Vt \cdot Ix \cdot Xd - Vt \cdot Ix \cdot Xe - Ix^2 \cdot (Xd \cdot Xe)} = 0 \quad (\text{III-56})$$

Substituindo na equação as expressões obtidas para as potências ativa e reativa, tem-se:

$$Q = Vt \cdot Ix \quad e \quad P = Vt \cdot Ir \quad (\text{III-57})$$

$$Vt^2 - Q \cdot (Xd - Xe) - \frac{Q^2}{Vt^2} \cdot (Xd \cdot Xe) - \frac{P^2}{Vt^2} \cdot (Xd \cdot Xe) = 0 \quad (\text{III-58})$$

Multiplicando a equação acima por  $\frac{Vt^2}{Xd \cdot Xe}$ , tem-se:

$$\frac{Vt^4}{Xd \cdot Xe} = Vt^2 \cdot Q \cdot \left( \frac{Xd - Xe}{Xd \cdot Xe} \right) + Q^2 + P^2 \quad (\text{III-59})$$

$$\frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xd} + \frac{1}{Xe} \right)^2 - \frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right)^2 = Vt^2 \cdot Q \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right) + Q^2 + P^2 \quad (\text{III-60})$$

$$\frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xd} + \frac{1}{Xe} \right)^2 = \frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right)^2 + Vt^2 \cdot Q \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right) + Q^2 + P^2 \quad (\text{III-61})$$

$$P^2 + Q^2 + Vt^2 \cdot Q \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right) + \frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right)^2 = \frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xd} + \frac{1}{Xe} \right)^2 \quad (\text{III-62})$$

$$P^2 + Q^2 + Vt^2 \cdot Q \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right) + \frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right)^2 = \frac{Vt^4}{4} \cdot \left( \frac{1}{Xd} + \frac{1}{Xe} \right)^2 \quad (\text{III-63})$$

$$P^2 + \left[ Q + \frac{Vt^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right) \right]^2 = \left[ \frac{Vt^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{Xd} + \frac{1}{Xe} \right) \right]^2 \quad (\text{III-64})$$

Portanto a representação do limite de estabilidade de regime permanente de um gerador de polos lisos no plano P-Q é uma circunferência de:

$$Raio = \frac{Vt^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{Xd} + \frac{1}{Xe} \right) \quad (III-65)$$

$$Centro = \left( 0; \frac{Vt^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd} \right) \right) \quad (III-66)$$

A Figura III-18 mostra o limite de estabilidade de regime permanente no diagrama P-Q, onde Xe considera a soma das reatâncias do transformador elevador do gerador e do sistema. A estabilidade do gerador em regime permanente está condicionada ao seu funcionamento de acordo com os pontos operativos no interior da circunferência, não sendo permitida a sua operação além destes limites.

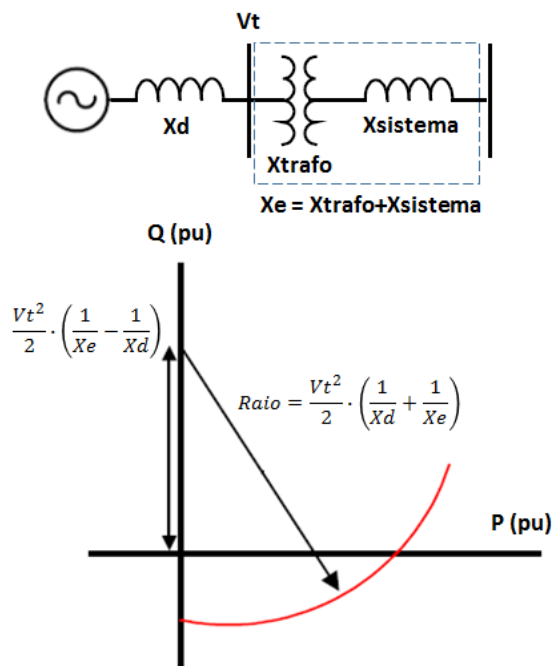


Figura III-18 - Lugar geométrico do SSSL no plano P-Q

Pela equação da circunferência no plano P-Q, nota-se que quanto mais fraco o sistema no qual o gerador está conectado, maior será o valor de Xe, menor será o raio da

circunferência e mais restritivo será o SSSL. A mesma conclusão se aplica para geradores com valores de reatância elevada e para operação do gerador com tensão terminal reduzida.

Nos geradores de polos salientes, deve-se considerar as reatâncias de eixo direto ( $X_d$ ) e de quadratura ( $X_q$ ). Neste caso, as equações das potências transmitidas são as seguintes [21]:

$$P = \frac{E_f \cdot E_s}{X_d + X_e} \cdot \text{sen } \delta + \frac{E_s^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{X_q + X_e} - \frac{1}{X_d + X_e} \right) \cdot \text{sen } 2\delta \quad (\text{III-67})$$

$$Q = \frac{E_f \cdot E_s}{X_d + X_e} \cdot \text{cos } \delta - \frac{E_s^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{X_q + X_e} - \frac{1}{X_d + X_e} \right) \cdot \text{sen}^2 \delta - \frac{E_s^2}{X_q + X_s} \quad (\text{III-68})$$

Para se determinar o valor máximo da potência ativa deve-se derivar a expressão da potência em relação ao ângulo de carga e igualar a zero.

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{E_f \cdot E_s}{X_d + X_e} \cdot \text{cos } \delta + E_s^2 \left( \frac{1}{X_q + X_e} - \frac{1}{X_d + X_e} \right) \cdot \text{cos } 2\delta = 0 \quad (\text{III-69})$$

Não existe solução algébrica disponível para plotar o SSSL quando a saliência é levada em consideração. Contudo, o SSSL de um gerador de polos salientes pode ser determinado por meio de solução numérica [18].

A Figura III-19 mostra o limite de estabilidade de regime permanente de um gerador de polos lisos e de um gerador de polos salientes. Observa-se que a diferença entre as duas curvas está apenas na área próxima ao eixo imaginário, onde o ponto de interseção está no ponto  $-1/X_q$  para o gerador com rotor de polos salientes ao invés de  $-1/X_d$  para o gerador de com polos lisos [18].

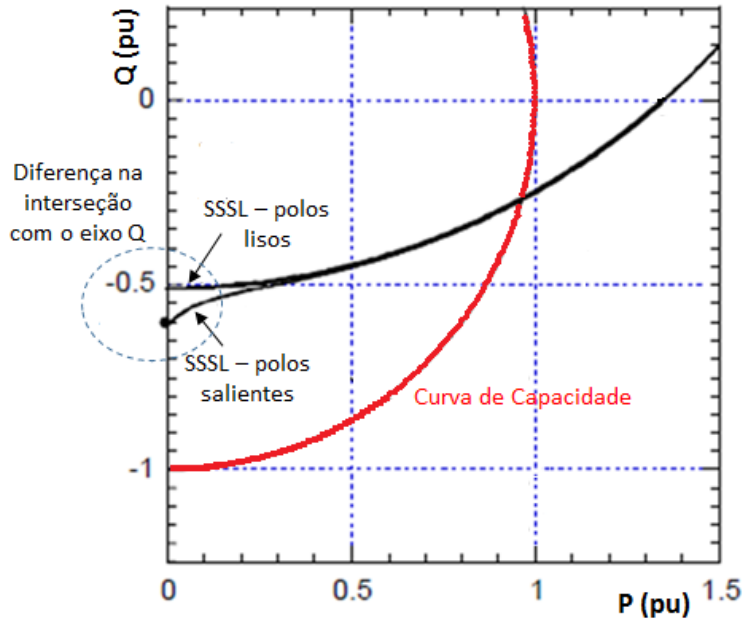


Figura III-19 - Diferença entre o SSSL do gerador de polos salientes e o SSSL do gerador de polos lisos

A diferença entre curvas de SSSL dos geradores de polos lisos e de polos salientes é mínima e é considerada desprezível para efeitos práticos [18].

### III.10 Limitador de subexcitação

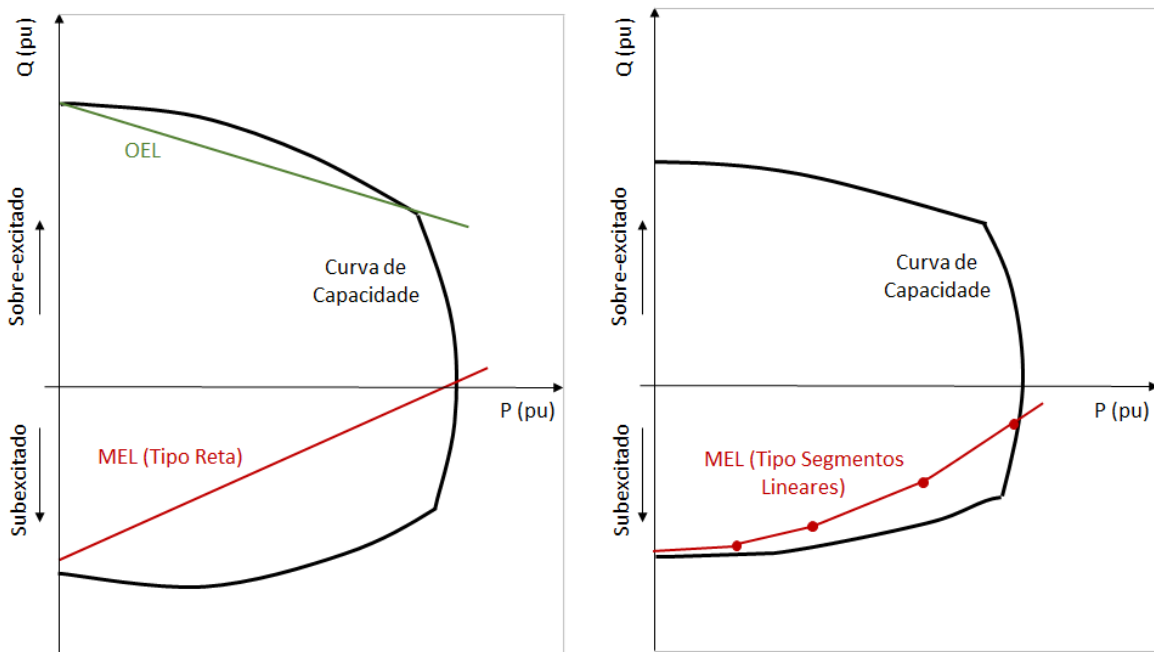
Conforme abordado no item II.1 desta dissertação, o regulador automático de tensão atua na corrente de campo controlando o fornecimento ou a absorção de potência reativa do sistema.

A ação do sistema de excitação em reduzir a corrente de campo não deverá exceder as restrições de aquecimento do núcleo de ferro ao final da estrutura estatórica e os limites de estabilidade durante a operação do gerador na região subexcitada.

A fim de evitar que estes limites sejam excedidos, o regulador automático de tensão dispõe de um dispositivo de controle denominado limitador de subexcitação que tem a função de impedir que a regulação reduza a excitação para níveis abaixo de seus ajustes estabelecidos.

O limitador de subexcitação (MEL) interage com o regulador no sentido de aumentar a tensão até que o fluxo de reativo fique dentro de seus ajustes. Quando o gerador opera em condições normais, o MEL não atua, havendo somente a ação do regulador de tensão em manter a tensão terminal em um valor pré-definido.

As características de operação do limitador de subexcitação (MEL) podem ser do tipo reta no plano P-Q, do tipo de operação circular ou do tipo multissegmentos de reta.



**Figura III-20 - Limitadores de subexcitação do tipo reta e do tipo segmentos lineares**

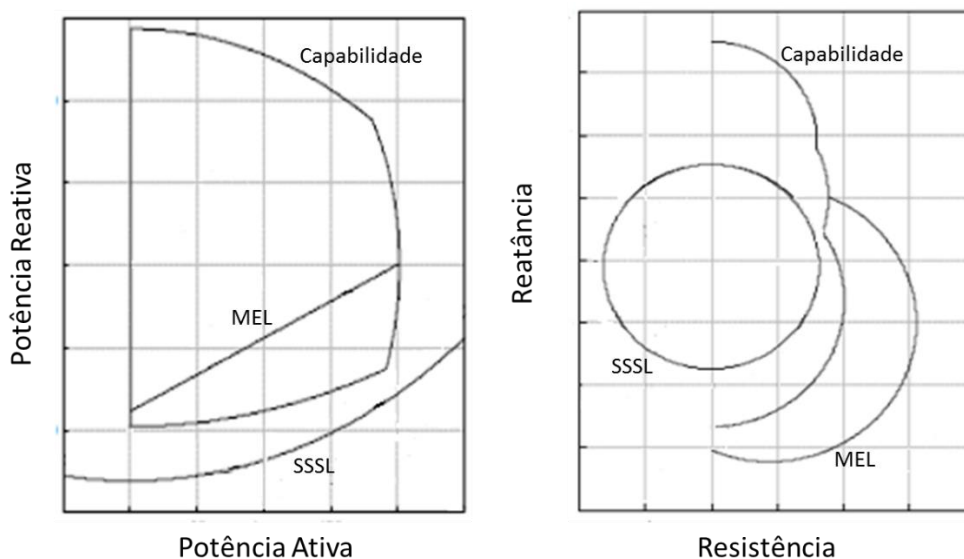
Assim como o limitador de subexcitação, o limitador de sobre-excitação também está presente no regulador automático de tensão, evitando que o regulador de tensão aumente a corrente de campo além dos limites operativos presentes na região sobre-excitada da curva de capacidade.

### III.11 Representação no plano de impedância R-X.

Os limites operativos do gerador e o limitador de subexcitação também são representados no plano de impedância R-X. A conversão das grandezas de potência ativa e reativa em valores de resistência e reatância são realizadas conforme as equações apresentadas no item II.6 desta dissertação.

Esta representação visa facilitar a análise conjunta destes limites com as proteções que são baseadas na medição de impedância vista pela máquina.

Na Figura III-21 tem-se um exemplo da curva de capacidade, do limite de estabilidade de regime permanente e do limitador de subexcitação representados nos planos P-Q e convertidos para o plano R-X.



**Figura III-21 - Representação da curva de capacidade, SSSL e MEL nos planos P-Q e R-X**

## CAPÍTULO IV PRINCIPAIS PROTEÇÕES DE PERDA DE EXCITAÇÃO

Conforme descrito no CAPÍTULO II, a perda de excitação da unidade geradora pode trazer graves consequências ao gerador e ao sistema conectado. O histórico de eventos relacionados a este tipo de falha tem mostrado a necessidade de utilização de um esquema de proteção exclusivo para se detectar a perda de excitação.

As primeiras soluções propostas para a proteção contra perda de excitação do gerador síncrono até o final da década de 40 consistiam de relés de subcorrente e subtensão de campo, e posteriormente de relés de corrente reativa, que apresentavam limitações para se discriminar corretamente a operação do gerador na região de subexcitação e o evento de perda da excitação [12].

A experiência dos engenheiros de proteção, as publicações técnicas e as simulações computacionais têm mostrado a maior eficiência dos esquemas de proteção baseados na medição da trajetória de impedância, admitância ou de potências vistas pelo gerador através da medição de corrente do estator e de tensão terminal. O monitoramento das grandezas associadas ao circuito de campo tem sido utilizado, na maioria dos casos, apenas como proteção adicional.

O sistema de proteção deverá ter sensibilidade para todos os tipos de perda de excitação que represente riscos a unidade geradora e ao sistema. Estes riscos estão associados a violação dos limites térmicos e de estabilidade conforme descritos no CAPÍTULO III.

A Figura IV-1 exemplifica as principais funções e proteção do gerador, havendo destaque para a função 40 (norma ANSI).



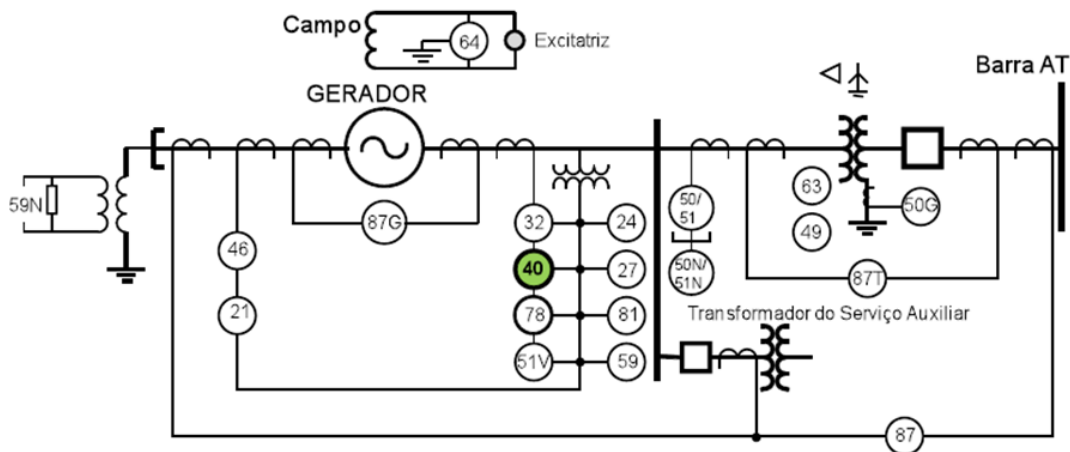


Figura IV-1 - Principais funções de proteção associadas à unidade geradora

Este capítulo tratará das principais proteções de perda de excitação. Estes esquemas são os mais utilizados pelos fabricantes de relés e estão presentes nas normais técnicas e na literatura em geral. Alguns esquemas não convencionais são propostos em alguns artigos, mas não são abordados nesta dissertação.

#### IV.1 Mho com uma zona de atuação (Mason)

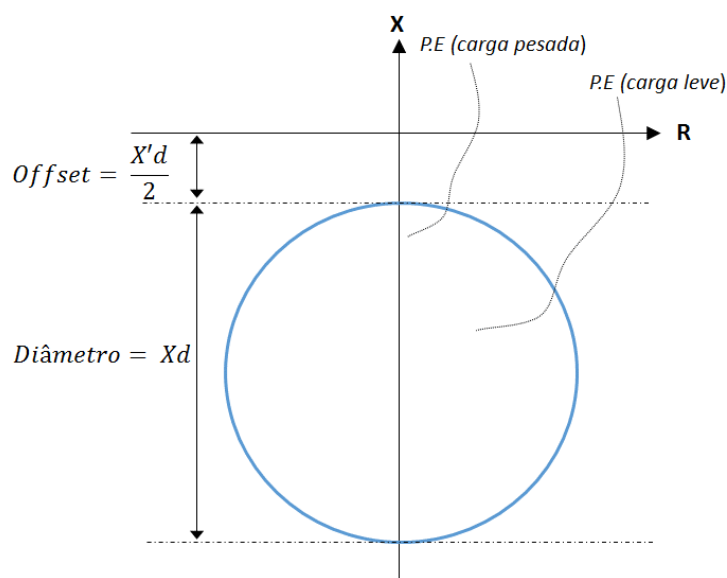
O esquema de proteção de perda de excitação proposto por C. R. Mason em 1949 introduziu o conceito de se utilizar o relé de distância para detectar a perda de excitação. Esta foi a alternativa apresentada diante das limitações dos relés de subtensão e subcorrente de campo que eram utilizados, pois apresentavam baixo desempenho quando o gerador estava principalmente com baixo carregamento e excitação reduzida [2].

O esquema proposto por C.R Mason consistiu de um relé de distância monofásico que obtém medição da impedância através da tensão fase-fase e a diferença entre as correntes de fase nos terminais do gerador.

A característica deste esquema é de círculo mho, similar aos relés de proteção de linhas de transmissão, porém com ajustes recomendados de *offset* negativo (afastamento da origem) igual a metade da reatância transitória de eixo direto e de diâmetro igual a reatância de eixo direto do gerador.

O *offset* negativo introduz uma margem de segurança para que o relé não atue indevidamente para falhas próximas ao TP. Este tipo de falha teria uma impedância vista pela proteção como próxima a origem do plano R-X.

A definição da temporização deste esquema deverá considerar a não atuação da proteção na ocasião de possíveis excursões de impedância dentro da característica durante oscilações estáveis e a atuação deverá ser rápida o suficiente de forma a não exceder o tempo que representaria danos ao gerador ou a perda de estabilidade.



**Figura IV-2 – Esquema de proteção Mason**

#### IV.2 Mho com duas zonas de atuação (J. Berdy)

O esquema proposto por J. Berdy busca atender a aplicação da proteção de perda de excitação em geradores com valores elevados de reatância de eixo direto. O objetivo foi de dar maior seletividade para discriminar a perda de excitação de outras condições anormais de operação.

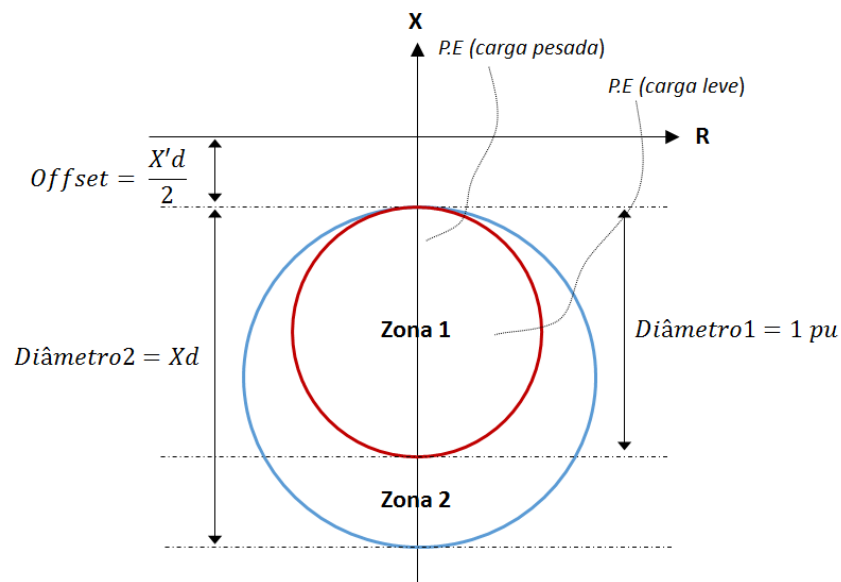
A proposta de J. Berdy foi de incluir mais uma zona de proteção ao esquema proposto por Mason, pois a aplicação de um esquema de apenas um círculo mho em

geradores com  $X_d > 1 pu$  poderia provocar atuações incorretas durante oscilações, devido ao alcance elevado deste esquema e sua baixa temporização de atuação.

Os dois círculos mho propostos tem seus ajustes recomendados com *offset* negativo de metade da reatância transitória de eixo direto e diâmetros de 1 pu para Zona 1 e diâmetro com o valor da reatância de eixo direto para a Zona 2.

$$\text{Zona 1: } \text{Offset} = -\frac{X'd}{2} \quad \text{Diâmetro} = 1 pu \quad (\text{IV-1})$$

$$\text{Zona 2: } \text{Offset} = -\frac{X'd}{2} \quad \text{Diâmetro} = Xd \quad (\text{IV-2})$$



**Figura IV-3 - Esquema de proteção Berdy**

O objetivo da Zona 1 é de detectar as condições mais severas para integridade do gerador e do sistema, ou seja, nos casos onde a perda de excitação ocorre quando o carregamento do gerador está elevado. Nesta região a temporização de atuação do esquema é bem reduzida ou não deverá haver retardo intencional.

A Zona 2 detecta a perda de excitação durante operação em carga leve e atua com uma temporização maior devido ao seu maior alcance.

A temporização ideal destes esquemas é obtida através dos resultados da análise dinâmica dos eventos. Entretanto, a norma IEEE C37.102TM [26] sugere a temporização de aproximadamente 0,1 s para a Zona 1 e temporização de 0,5 s a 0,6 s para a Zona 2. O Guia Internacional de Proteção de Geradores Síncronos do Cigré [30] sugere a temporização da Zona 1 inferior a 0,3 s e temporização para Zona 2 entre 0,5 s e 1,5 s.

Para os geradores com reatância de eixo direto menor ou igual a 1 pu, o esquema de proteção terá apenas uma zona de atuação, conforme esquema proposto por Mason.

#### IV.3 Mho com *offset* positivo e unidade direcional (Tremaine e Blackburn)

O esquema Mho com *offset* positivo é combinação de duas unidades de distância mho com uma unidade direcional. Em alguns casos, a unidade de supervisão de subtensão é adicionada ao esquema.

A Zona 1 do relé tem diâmetro com *offset* negativo com valor de metade da reatância transitória de eixo direto ( $X'd/2$ ) e o alcance negativo é ajustado a fim de encontrar o alcance da Zona 2. A sensibilidade reduzida favorece a não atuação para os casos de oscilações estáveis, porém, por outro lado, esta unidade pode não atuar para alguns eventos de perda de excitação.

A Zona 2 tem *offset* positivo com valor igual a reatância vista a frente do gerador que é a soma da reatância do transformador elevador com a reatância equivalente do sistema, considerando a linha de transmissão mais forte fora de serviço. O alcance negativo da Zona 2 é ajustado em 110% de reatância de eixo direto ( $X_d$ ). O maior alcance desta unidade promove maior sensibilidade para os eventos de perda de excitação, porém aumenta-se o risco para disparo durante oscilações.

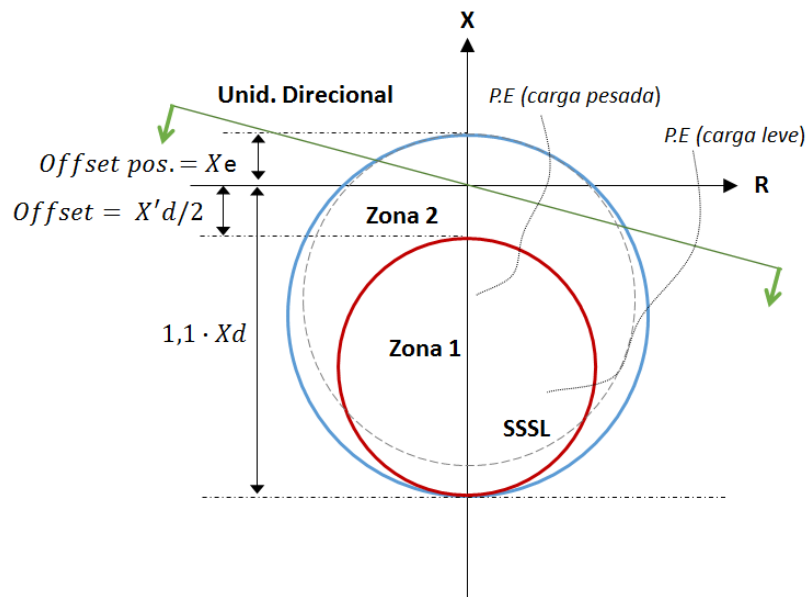
A Zona 2 deverá ser coordenada com o limite de estabilidade de regime permanente (SSSL) por uma margem de 10% (alcance negativo de  $1,1 \cdot X_d$ ) conforme Figura IV-4 ou ser ajustada de forma coincidente com este limite (alcance negativo de  $X_d$ ). O SSSL no plano R-X é uma circunferência de raio com valor de metade da soma das reatâncias de eixo

direto e a reatância equivalente do sistema e centro sobre o eixo X igual a metade da diferença entre as mesmas reatâncias.

$$SSSL: \text{ Raio} = \frac{1}{2} \cdot (Xd + Xe) \quad \text{Centro} = [0; \frac{1}{2} \cdot (Xe - Xd)] \quad (IV-3)$$

$$\text{Zona 1: } \text{Offset} = -\frac{X'd}{2} \quad \text{Diâmetro} = 1,1 \cdot Xd - \frac{X'd}{2} \quad (IV-4)$$

$$\text{Zona 2: } \text{Offset} = Xe \quad \text{Diâmetro} = 1,1 \cdot Xd + Xe \quad (IV-5)$$

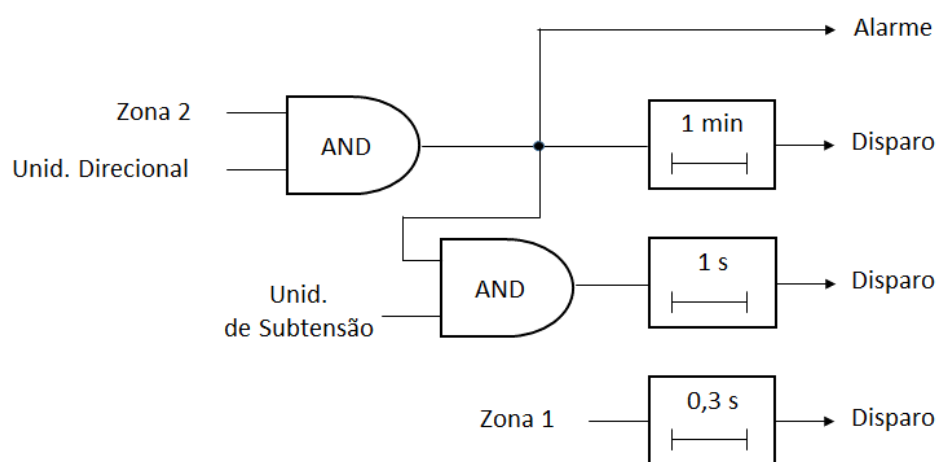


**Figura IV-4 - Esquema de proteção Mho com *offset* positivo**

A norma IEEE C37.102TM [26] também sugere o ajuste do alcance negativo da Zona 2 em 125% do SSSL (alcance negativo de  $1,25 \cdot Xd$ ) no intuito de melhorar a sensibilidade para os casos onde há grande separação entre o SSSL e a curva de capacidade.

A unidade direcional tem a função de supervisionar o elemento de Zona 2. Esta visa prevenir disparo para falhas externas e monitora o fluxo de reativos para o gerador quando ocorre a perda de excitação, fechando seu contato quando a absorção de potência reativa ultrapassa o limite da unidade. A inclinação da unidade direcional deve estar entre 10 e 20 graus, sendo usualmente ajustada no ângulo de fator de potência nominal do gerador.

A unidade de subtensão tem como o objetivo monitorar os efeitos da perda de excitação no sistema elétrico conectado, dado que este tipo de falha geralmente é acompanhado de queda da tensão terminal do gerador sob falta. A condição de subtensão terminal abaixo dos ajustes pré-definidos deverá ser atendida para que haja disparo quando a unidade está incluída no esquema. Em alguns casos, o elemento de subtensão atua somente no sentido de acelerar a atuação da Zona 2. Os ajustes típicos da unidade de subtensão ocorrem na faixa de 0,80 pu a 0,90 pu.



**Figura IV-5 - Exemplo de lógica de operação do esquema mho com *offset* positivo**

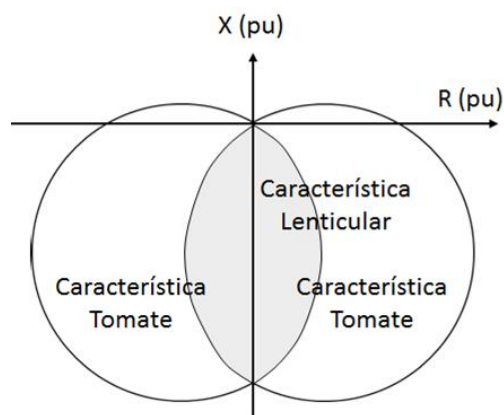
Em relação à temporização das unidades, a norma IEEE C37.102TM [26] sugere os seguintes parâmetros.

- Zona 2: Temporização entre 1 s e 1 min. Os ajustes de tempo menores deverão ser utilizados quando a Zona 1 não for aplicada;
- Zona 1: Temporização entre 0,2 s e 0,3 s;
- Unidade de Subtensão: Temporização entre 0,25 s a 1,0 s. Os ajustes de tempo menores deverão ser utilizados quando a Zona 1 não for aplicada.

#### IV.4 Característica de proteção por admitância

Neste esquema de proteção, as zonas de atuação do relé são definidas no plano de admitâncias. As zonas de atuação são retas que são oriundas da transformação das características de proteção de distância tomate e lenticular do plano de impedância (R-X) para o plano de admitância (G-B).

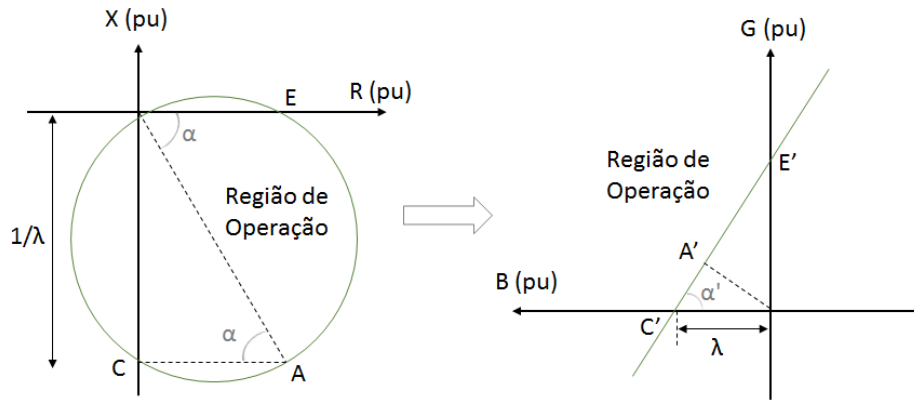
Em resumo, a característica de tomate consiste em dois círculos mho sobrepostos que são construídos a partir de uma determinada inclinação. A interseção destes dois círculos mho forma a característica lenticular.



**Figura IV-6 - Característica tomate e lenticular no plano R-X**

A representação do círculo mho sem *offset* no plano de admitância (G-B) passa a ser uma reta. Esta reta, na verdade, é um círculo de raio tendendo ao infinito, devido ao ponto relacionado a origem (0,0) que causa descontinuidade na transferência entre as representações [33].

A Figura IV-7 mostra a representação do círculo mho construída a partir de um determinado ângulo  $\alpha$  e representado no plano G-B. Uma outra construção deste círculo com ângulo  $-\alpha$  formaria a característica tomate mostrada na Figura IV-6.



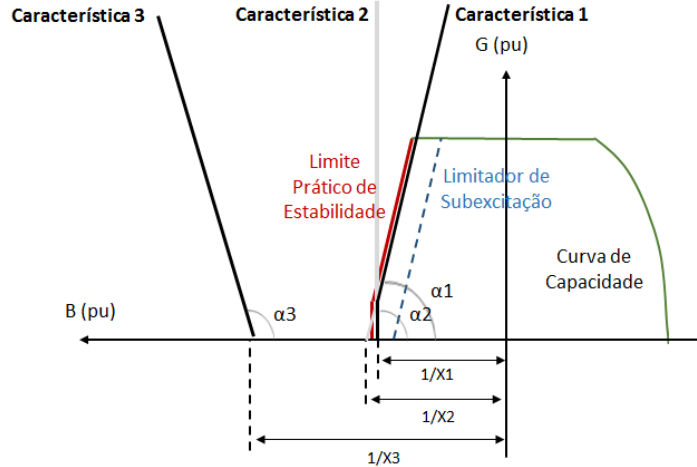
**Figura IV-7 - Representação no plano R-X e no plano G-B**

A inclinação da reta favorece a melhor adequação com a curva de capacidade de gerador e com os limites de estabilidade. Estes limites que são normalmente representados no plano P-Q podem ser representados no plano G-B conforme as seguintes equações:

$$G = \frac{P}{V^2} \quad B = -\frac{Q}{V^2} \quad (\text{IV-6})$$

Os relés digitais disponibilizam três zonas de proteção que podem ser ajustadas separadamente, conforme mostrado na Figura IV-8.





**Figura IV-8 - Característica do esquema de proteção por admitância**

Os parâmetros de ajustes são definidos pelos pontos de interseção com o eixo da susceptância (B) e os ângulos de inclinação das retas. Os parâmetros sugeridos pela Guia Internacional de Proteção de Geradores Síncronos do Cigré [30] são os seguintes:

Geradores de polos salientes.

$$\text{Característica 1: } \frac{1}{X_1} = \frac{1}{X_d} + \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \quad \alpha_1 \cong 80^\circ \quad (\text{IV-7})$$

$$\text{Característica 2: } \frac{1}{X_2} = \frac{1}{X_d} \quad \alpha_2 \cong 100^\circ \quad (\text{IV-8})$$

$$\text{Característica 3: } \frac{1}{X_3} = \frac{2}{X_d} \quad \alpha_3 \cong 110^\circ \quad (\text{IV-9})$$

Geradores de polos lisos ( $X_d = X_q$ ).

$$\text{Característica 1: } \frac{1}{X_1} = \frac{1}{X_d} \quad \alpha_1 \cong 80^\circ \quad (\text{IV-10})$$

$$\text{Característica 2: } \frac{1}{X_2} = 0,9 \cdot \frac{1}{X_d} \quad \alpha_2 \cong 90^\circ \quad (\text{IV-11})$$

$$\text{Característica 3: } \frac{1}{X_3} = \frac{2}{X_d} \quad \alpha_3 \cong 110^\circ \quad (\text{IV-12})$$

De acordo com o manual de um fabricante [32], a inclinação da característica 1 é tipicamente situada entre  $60^\circ$  e  $80^\circ$  e a sua interseção com o eixo B seria multiplicada por um fator de segurança de 1,05. Esta referência também sugere a inclinação da característica 3 entre  $80^\circ$  e  $110^\circ$  e sua interseção com o eixo B deverá estar situada entre  $X_d$  e  $X'_d$ , sendo este valor superior a 1 pu.

A característica 1 permite ser ajustada próxima ao limite prático de estabilidade e à curva de capacidade e a característica 2 é ajustada mais próxima ao limite teórico de estabilidade.

Neste tipo de esquema o monitoramento da tensão de excitação poderá ser incluída como critério adicional de disparo para as características 1 e 2. A referência [32] sugere a parametrização de aproximadamente 50% do valor da excitação quando o gerador está operando em vazio, podendo ser inferior de acordo com o tipo de aplicação.

Quando as características 1 e 2 são violadas e não há redução da tensão de excitação abaixo de ajuste, a referência [30] sugere a temporização alta de aproximadamente 10 s. Esta temporização é igual para as duas características e é necessária para que haja tempo suficiente para que o regulador de tensão tente recuperar a tensão de excitação.

Quando as características 1 e 2 são violadas e há grande redução da tensão de excitação, a temporização sugerida é entre 0,5 s a 1,5 s.

A característica 3 tem a função de monitorar uma região próxima ao limite de estabilidade dinâmica, onde a subexcitação ocorrida é bem acentuada e é improvável que o gerador retorne à operação estável. Nesta região o disparo deverá ser feito de forma imediata. Quando a característica 3 é violada, o tempo de atuação requerido deverá ser inferior a 0,3 s.

#### IV.5 Característica de proteção no plano P-Q

Os esquemas de proteção baseados na medição de impedância são os mais comuns. Entretanto, o esquema de proteção de característica no plano P-Q tem sido abordado pela literatura.

Neste esquema, a zona de proteção é obtida diretamente da curva de capacidade e do limite de estabilidade de regime permanente (SSSL), sendo composto por um elemento de perda de excitação, dois elementos de potência ativa e um elemento de subtensão.

A utilização dos elementos de potência ativa tem a função de restringir a cobertura do eixo P, aumentando a segurança durante oscilações de potência.

O elemento de subtensão é ajustado tipicamente entre 0,8 pu a 0,9 pu e tem a finalidade de acelerar a operação do esquema quando a redução da tensão terminal indica a possibilidade de colapso do sistema.

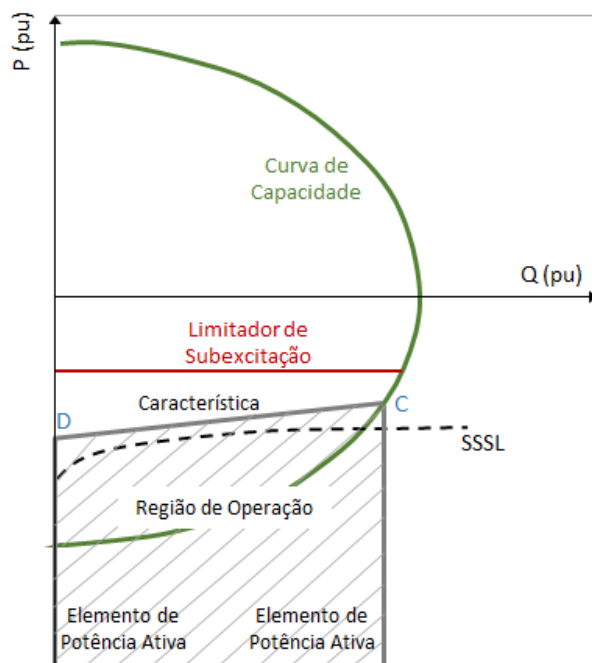
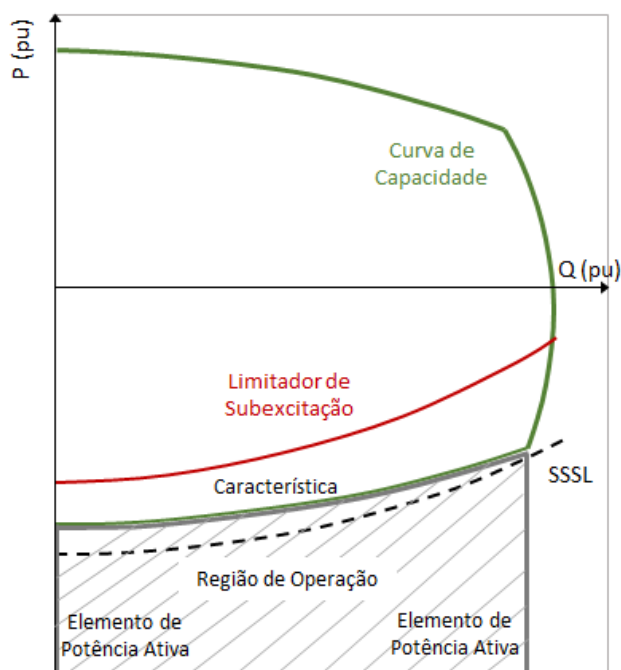


Figura IV-9 - Esquema de proteção baseado na medição P-Q

Conforme mostrado na Figura IV-9, a referência [25] sugere que o limite superior direito da característica (ponto C) é o ponto de interseção entre a potência aparente nominal e a potência ativa nominal. O limite superior esquerdo (ponto D) é limitado pelo SSSL que intercepta o eixo Q. A temporização para disparo sugerida nas referências [21] e [25] é de 0,750 s.

Este esquema se adapta bem quando o SSSL está fora da curva de capacidade conforme mostrado na Figura IV-10. Nestas condições, o elemento de perda de excitação poderá coincidir com a curva de capacidade para proteger o limite de subexcitação [16].



**Figura IV-10 - Proteção de perda de excitação no plano P-Q quando o SSSL está fora da curva de capacidade**

O elemento de potência ativa do lado esquerdo coincide com o eixo Q e do lado direito tem como ajuste de limite superior a potência nominal do gerador ou, alternativamente, o limite operativo da turbina [16].

#### IV.6 Utilização da função de subtensão

A utilização da função de subtensão nos esquemas de proteção de perda de excitação deverá ser feita de forma criteriosa e baseada em simulações dinâmicas para várias condições operativas. Pelo resultado das simulações, é possível definir o nível de redução da tensão terminal do gerador frente aos distúrbios.

Os ajustes sugeridos pelos fabricantes e pela literatura podem não atender à aplicação desejada, principalmente para grandes alterações ocorridas na configuração do sistema elétrico. A habilitação da supervisão de tensão com valores de parametrização incorretos, levaria a maiores tempos de eliminação do defeito ou até mesmo à recusa de esquema.

#### IV.7 Coordenação da proteção de perda de excitação com o MEL e com os limites operativos do gerador

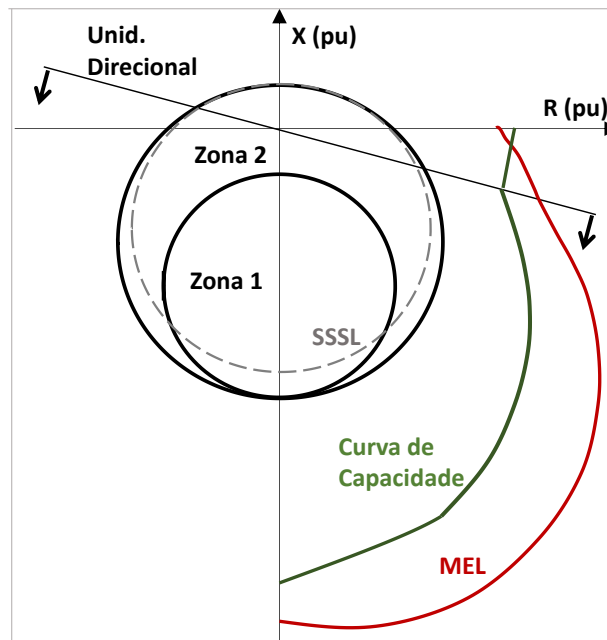
Os critérios de ajuste da proteção de perda de excitação não devem apenas considerar a sensibilidade para todas as falhas, mas também a ação coordenada com o limitador de subexcitação, além de não limitar a capacidade operativa do gerador em regime permanente.

A coordenação dinâmica com o limitador de subexcitação, que é parte integrante do sistema de excitação do gerador, é um aspecto importante na definição dos ajustes da proteção contra perda de excitação. [12]

Esta análise é realizada quando estão representadas no mesmo plano a proteção de perda de excitação, o limitador de subexcitação, a curva de capacidade e os limites de estabilidade.

Quando a unidade geradora é submetida a perda de excitação, a trajetória de impedância vista pela máquina excursiona de um ponto de operação da curva de capacidade para uma região que indica operação subexcitada (eixo correspondente a potência reativa negativa).

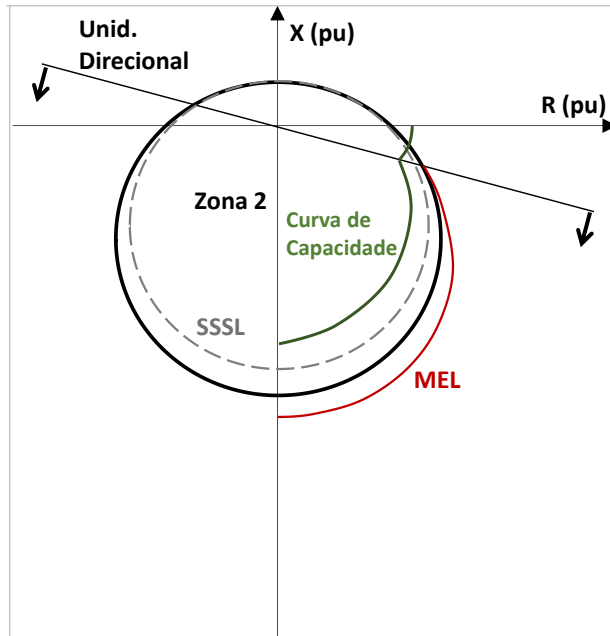
Como mostrado na Figura IV-11, o limitador de subexcitação (MEL) deverá atuar sobre o sistema de excitação antes de que a região limite de subexcitação da curva de capacidade seja atingida. O MEL deverá ser ajustado com uma margem da curva de capacidade ou do SSSL.



**Figura IV-11 – Coordenação da proteção perda de excitação representadas no plano R-X**

Quando o SSSL está dentro da curva de capacidade, este passa a ser o limite mais restritivo quanto à quantidade de potência reativa que o gerador pode absorver. Esta situação poderá ocorrer quando o gerador está conectado aos sistemas de potência menos robustos, ou seja, com valor elevado de reatância equivalente.

A Figura IV-12 mostra um exemplo de coordenação da proteção de perda de excitação quando o SSSL está dentro da curva de capacidade.



**Figura IV-12 - Coordenação da proteção perda de excitação quando o SSSL é mais restritivo**

Os ajustes de proteção de perda de excitação não podem sobrepor aos ajustes do MEL. Estes deverão permitir, primeiramente, a ação de controle do MEL na tentativa de restabelecer os níveis de excitação para o funcionamento do gerador dentro da curva de capacidade.

## CAPÍTULO V SIMULAÇÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos após as simulações de perda de excitação de uma unidade geradora conectada ao SIN e de aplicação de eventos que provoquem oscilações eletromecânicas estáveis nesta unidade. A seletividade e a coordenação das principais proteções de perda de excitação são avaliadas, além da verificação de possíveis impactos relacionados às grandezas elétricas dos geradores próximos e do sistema interligado.

Para tanto, as condições pré-falta foram definidas, onde alguns cenários de operação foram estabelecidos. Os casos utilizados para o estudo constam de despacho de potência próxima ao nominal e de potência reduzida, observando-se também os casos de operação na região subexcitada e sobre-excitada e número reduzido de unidades geradores.

Após definidas as condições iniciais, foi realizado o estudo dinâmico com as simulações de perda total e parcial do sistema de excitação e curto-circuito trifásico na barra de alta tensão do transformador elevador. Com o auxílio do MATLAB, as proteções propostas por Mason, Berdy, Mho com *offset* positivo, característica de proteção por admitância e característica de proteção no plano P-Q são representadas em conjunto com a curva de capacidade, com o limite de estabilidade de regime permanente e com o limitador de subexcitação.



## V.1 Sistema

O sistema modelo para realização das simulações é de uma usina hidrelétrica conectada ao tronco de 500 kV do Sistema Interligado Nacional. A usina consiste de 3 unidades geradoras de 473 MVA.

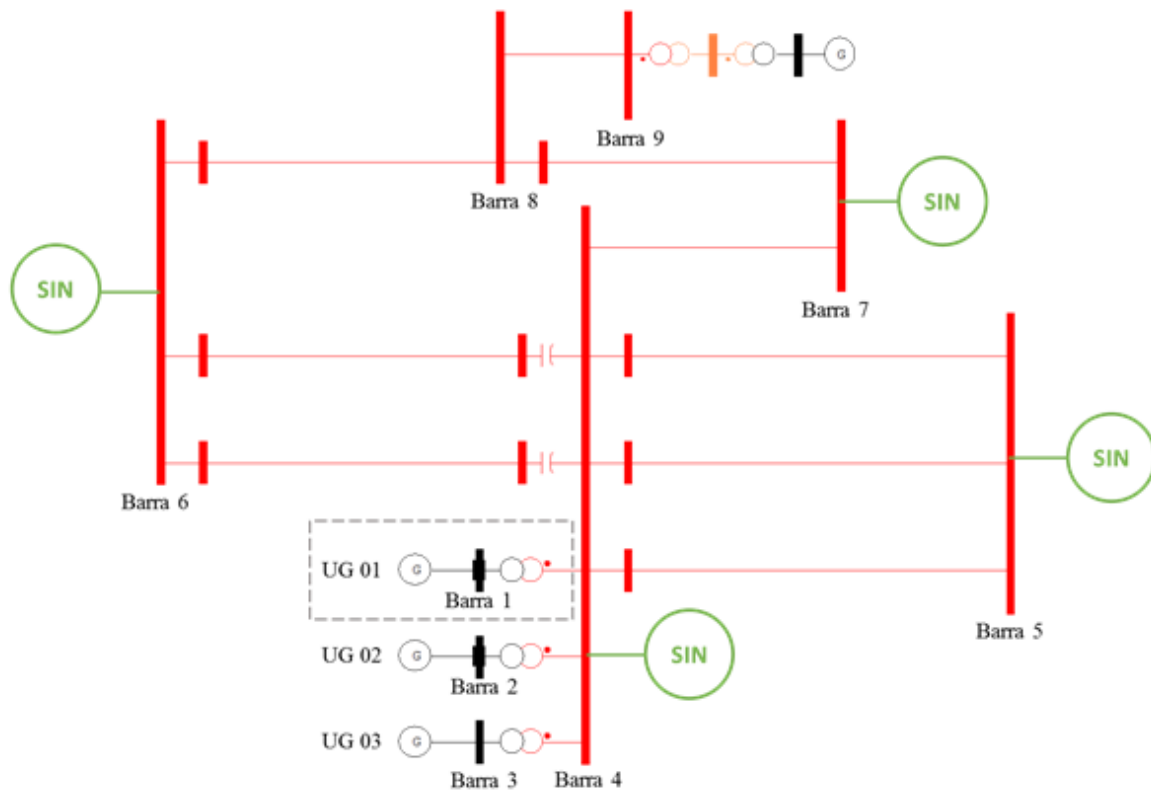


Figura V-1 - Sistema analisado

Os principais parâmetros em pu nas bases da unidade geradora utilizados nas simulações estão mostrados na Tabela V-1.

**Tabela V-1 - Dados da unidade geradora**

Potência Nominal	473 MVA
Tensão Nominal	15 kV
Fator de Potência	0,95
Reatância Síncrona de Eixo Direto ( $X_d$ )	0,934 pu
Reatância Síncrona de Eixo de Quadratura ( $X_q$ )	0,611 pu
Reatância Transitória de Eixo Direto ( $X'_d$ )	0,289 pu
Reatância Subtransitória de Eixo Direto ( $X''_d$ )	0,272 pu

Os dados de reatância de sequência positiva do transformador e da impedância equivalente do sistema foram convertidos da base de 100 MVA para as bases do gerador, conforme valores mostrados na Tabela V-2.

O valor de reatância equivalente do sistema calculado para os ajustes das proteções e da construção do SSSL foi obtido considerando a LT Barra 4 – Barra 7, de menor reatância, fora de operação. Este critério permite o cálculo de ajustes mais adequado, pois considera a configuração do sistema com uma linha de transmissão fora de operação. Valores maiores de reatância equivalente representam uma condição mais restritiva do SSSL.

**Tabela V-2 - Dados de reatância do transformador elevador e de reatância equivalente do sistema**

Reatância do transformador elevador ( $X_t$ )	0,119 pu
Reatância equivalente da Barra de AT do transformador ( $X_s$ )	0,029 pu
Reatância equivalente vista pela UG01 na Barra 1 ( $X_e = X_t + X_s$ )	0,148 pu

O modelo do gerador utilizado no ANATEM é o de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura (modelo *built in*). Os modelos dinâmicos do regulador automático de tensão, do regulador automático de velocidade e do PSS são definidos pelo usuário (CDU). No modelo do regulador automático de tensão está representado o limitador de subexcitação e os respectivos ajustes.

## V.2 Casos simulados

Os casos simulados e apresentados neste capítulo são os seguintes:

- Perda de Excitação: Simulação de um curto-circuito no enrolamento de campo anulando a tensão de campo  $E_{fd}$ ;
- Perda Parcial de Excitação: Redução de 50% da tensão de campo  $E_{fd}$  através da introdução de um bloco limitador na saída do regulador de tensão;
- Redução da Tensão de Referência: Simulação da redução em rampa da tensão de referência do regulador de tensão, a fim de avaliar a ação do limitador de subexcitação;
- Oscilações Estáveis: Simulações de curtos-circuitos trifásicos próximos a barra 4 (Figura V-1) com tempo de eliminação de falta de 100 ms, através da abertura de um dos circuitos conectados à usina.

As condições operativas pré-falta da UG01 para os casos simulados de perda de excitação estão descritos na Tabela V-3.

**Tabela V-3 - Casos simulados de perda de excitação**

Casos	Tipo de falha	UGs em operação	P (MW)	Q (Mvar)
Caso 1	Perda de excitação	3	420	90
Caso 2	Perda de excitação	2	420	90
Caso 3	Perda de excitação	3	300	90
Caso 4	Perda de excitação	3	220	90
Caso 5	Perda de excitação	3	220	-90
Caso 6	Perda parcial de excitação	3	420	90
Caso 7	Redução da $V_{ref}$	3	300	0
Caso 8	Redução da $V_{ref}$	3	220	-90
Caso 9	Redução da $V_{ref}$ – Sem limitador	3	300	0

### V.3 Efeitos da perda de excitação na UG01

Conforme descritos nos CAPÍTULO II e CAPÍTULO III, os limites operativos da unidade geradora poderão ser violados após a perda de excitação de uma unidade geradora, caso o sistema de proteção não atue conforme o esperado. A tensão terminal, o fluxo de potência reativa, a corrente estatórica, a defasagem angular em relação ao sistema e a frequência elétrica terão seus valores alterados como consequência do distúrbio.

Quando ocorre a perda de excitação do gerador, o acoplamento magnético entre o rotor e o estator também é reduzido e este efeito provoca o afastamento angular do rotor. O gerador síncrono passa a operar como gerador de indução.

A Figura V-2 mostra as potências ativa e reativa da UG01 após a perda de excitação da UG01 para diferentes pontos de operação.

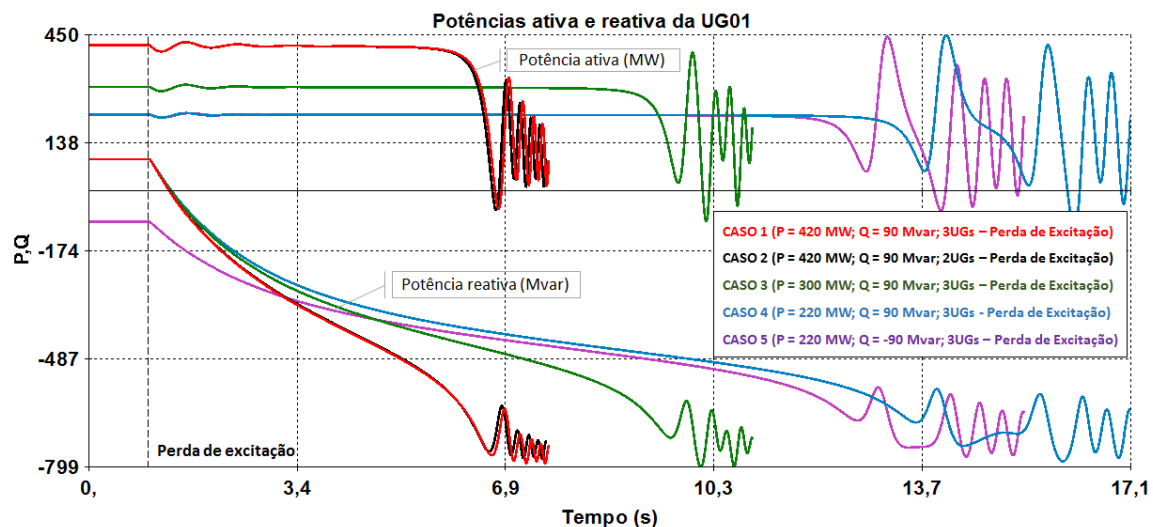


Figura V-2 - Potências ativa e reativa da UG01 (casos 1 a 5)

Após a perda do sistema de excitação ocorrida em 1 s os valores de potência ativa se mantêm próximos ao pré-falta atendendo à demanda do sistema até a perda de sincronismo do gerador. Entretanto, a potência reativa reduz-se a zero rapidamente e o gerador começa a importar potência reativa do sistema.

Cumprir destacar os valores de absorção de potência reativa para os 5 casos simulados. No caso 1 correspondente ao maior carregamento do gerador, o nível de potência reativa atinge 1,6 pu e a perda de sincronismo ocorre de forma mais rápida. Nos casos 4 e 5, onde o carregamento é reduzido, o valor máximo de 1,4 pu é atingido de forma mais lenta, assim como a perda de sincronismo. No caso 5 onde o gerador opera na condição subexcitada, o valor máximo e a perda de sincronismo ocorrem um pouco mais rápida do que no caso 4.

No caso 2 foi simulado a perda de excitação nas mesmas condições pré-falta do caso 1, mas com a usina operando com 2 unidades geradoras. Os efeitos observados na UG01 são praticamente os mesmos, entretanto a UG02 fornecerá uma parcela maior de contribuição de potência reativa.

A Figura V-3 mostra as potências ativa e reativa da UG01 para o caso de uma perda parcial com redução de 50% da tensão de campo (caso 6) e para os casos de redução gradual da tensão de referência do regulador de tensão, a fim de verificar a ação do limitador de subexcitação (casos 7, 8 e 9).

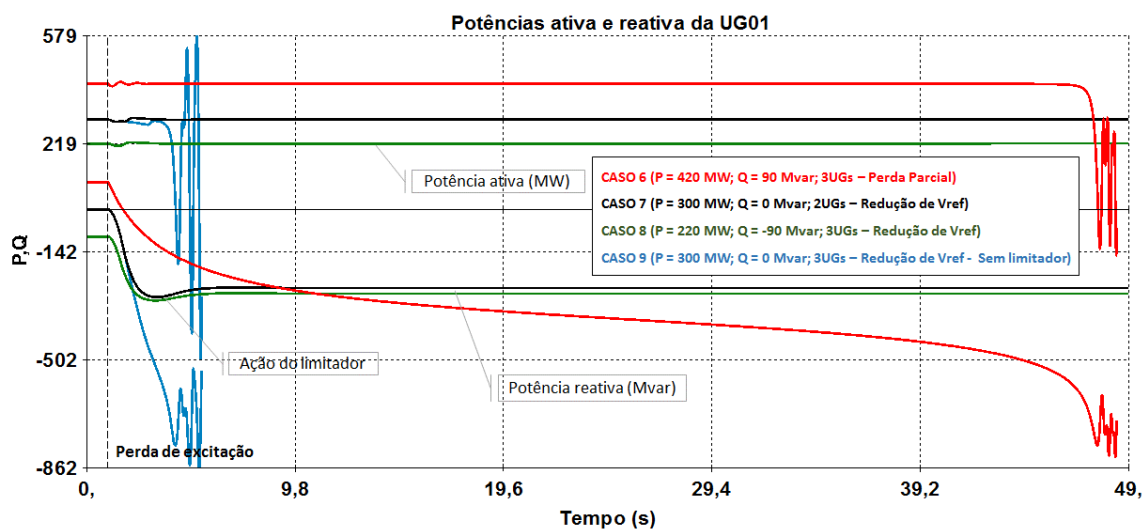


Figura V-3 - Potências ativa e reativa da UG01 (casos 6 a 9)

A simulação mostra que no caso 6 onde a perda de excitação é parcial, os níveis de absorção de potência reativa são os mesmos para o caso 1 com mesma condição pré-falta. Entretanto, a resposta do sistema ocorre de forma bem mais lenta.

Nos casos 6 e 7 a redução da tensão de referência do regulador de tensão provoca a ação do limitador de subexcitação no sentido de não permitir que a potência reativa absorvida pelo gerador ultrapasse seus limites operativos.

O caso 9 mostra os efeitos da redução da tensão de referência quando o limitador de subexcitação está fora de operação ou mal ajustado. O gerador absorve valores elevados de potência reativa e perde rapidamente o sincronismo, pois neste caso, devido a ação do regulador de tensão, a redução terminal do gerador é provocada diretamente pela redução da tensão de referência.

A absorção de potência reativa tem como consequência a elevação da corrente estatórica do gerador sob falta. As Figura V-4 e Figura V-5 mostram a corrente de estator da UG01 para os casos simulados.

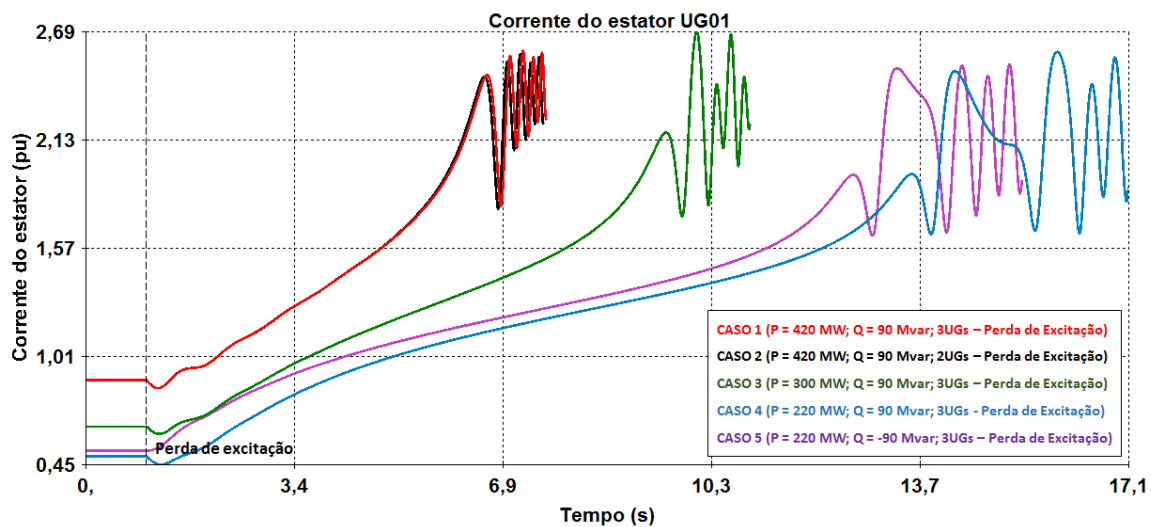
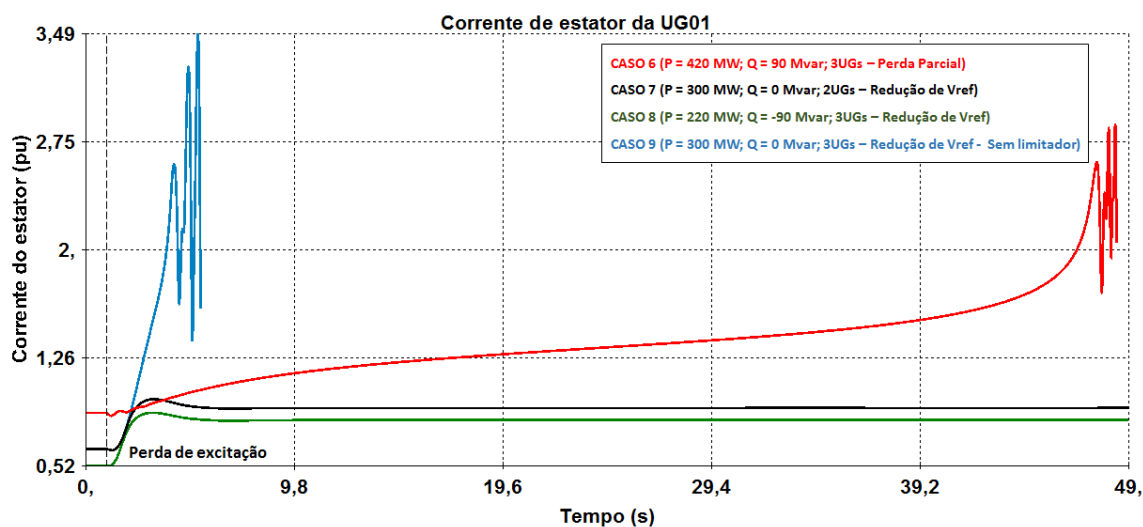


Figura V-4 - Corrente do estator da UG01 (casos 1 a 5)

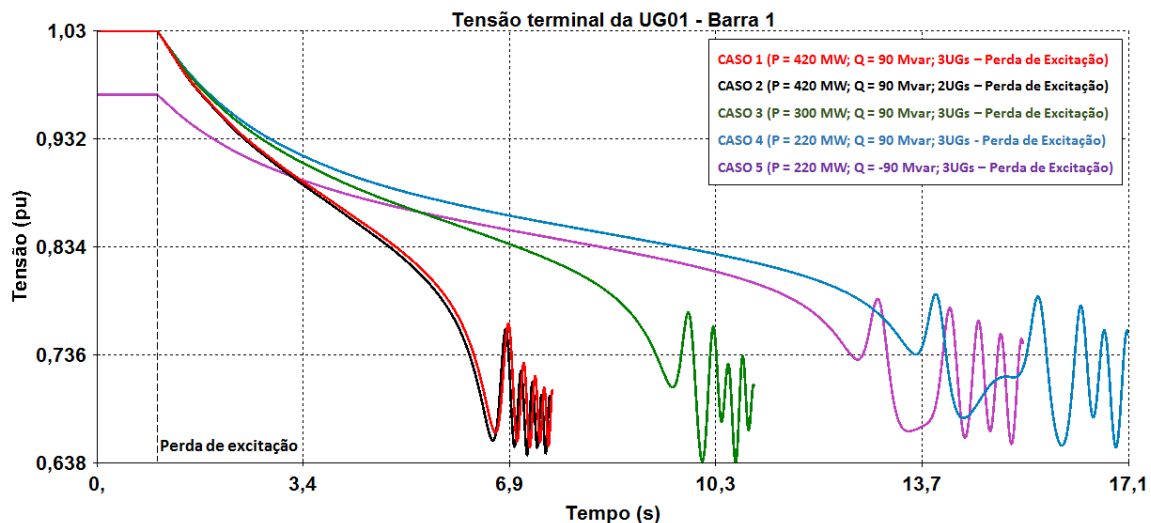
A corrente de estator pode chegar a 2,5 pu em 5,5 s no caso de maior carregamento pré-falta. Correntes elevadas podem provocar aquecimento excessivo nos enrolamentos quando mantidas por tempo elevado.

Na Figura V-5 mostra que a corrente do estator para ao caso de perda parcial atinge o mesmo valor máximo do caso 1, porém em um intervalo de tempo de aproximadamente 46 s. No caso 9 valores elevados podem ser atingidos em aproximadamente 3 s.



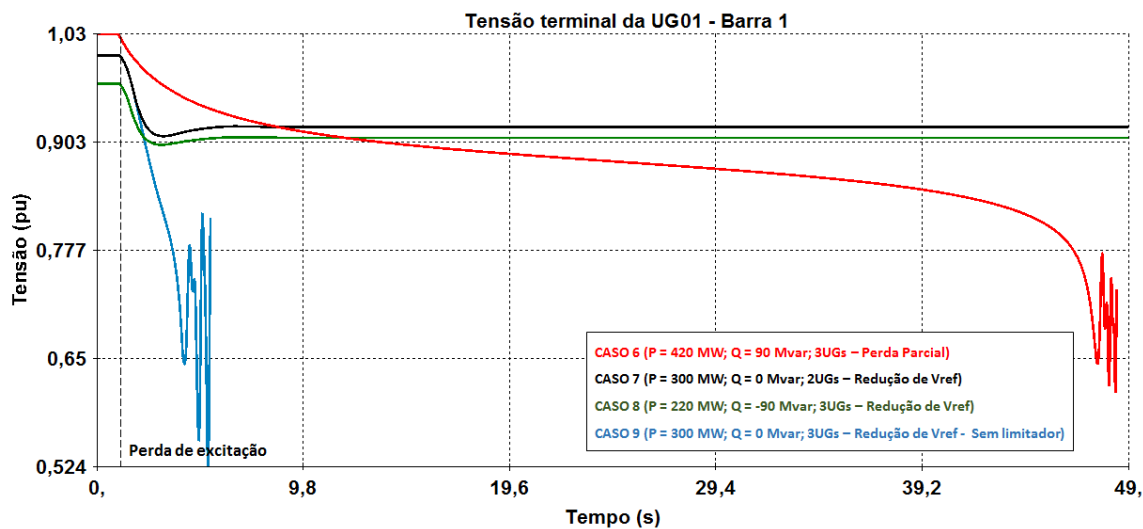
**Figura V-5 - Corrente do estator da UG01 (casos 6 a 9)**

A redução da tensão terminal da unidade geradora também é consequência da redução da excitação do gerador. As Figura V-6 e Figura V-7 mostram a tensão na Barra 1 para as diferentes condições pré-falta.



**Figura V-6 - Tensão terminal da UG01 (casos 1 a 5)**

A Figura V-6 mostra que a redução da tensão para valores abaixo de 0,9 pu ocorre em 2,5 s após a perda de excitação para os casos de menor carregamento (casos 4 e 5). Os valores abaixo de 0,8 pu ocorrem em aproximadamente 4,5 s para os casos 1 e 2 e aproximadamente em 10 s para os casos 4 e 5. A redução da tensão terminal da UG01 poderá chegar a valores entre 0,75 pu e 0,65 pu.



**Figura V-7 - Tensão terminal da UG01 (casos 6 a 9)**



Na ocorrência de perda parcial de excitação (caso 6), a redução terminal de 0,9 pu e 0,8 pu ocorrem em 14 s e 44,5 s respectivamente. Nos casos 7 e 8, a ação do limitador de subexcitação mantém a tensão terminal em valores acima de 0,9 pu.

A queda da tensão de excitação e consequentemente da tensão terminal reduzem o torque sincronizante do gerador aumentando a abertura angular da unidade geradora sob falta em relação ao sistema, ocasionando a perda de sincronismo. As Figura V-8 e Figura V-9 mostram a abertura angular da UG01 em relação a UG02 para os casos simulados.

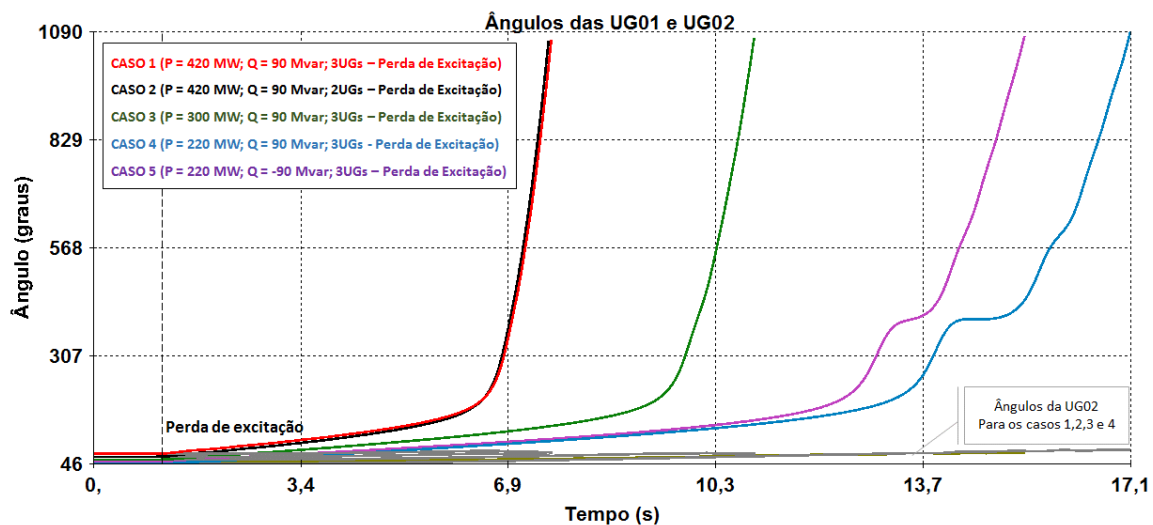
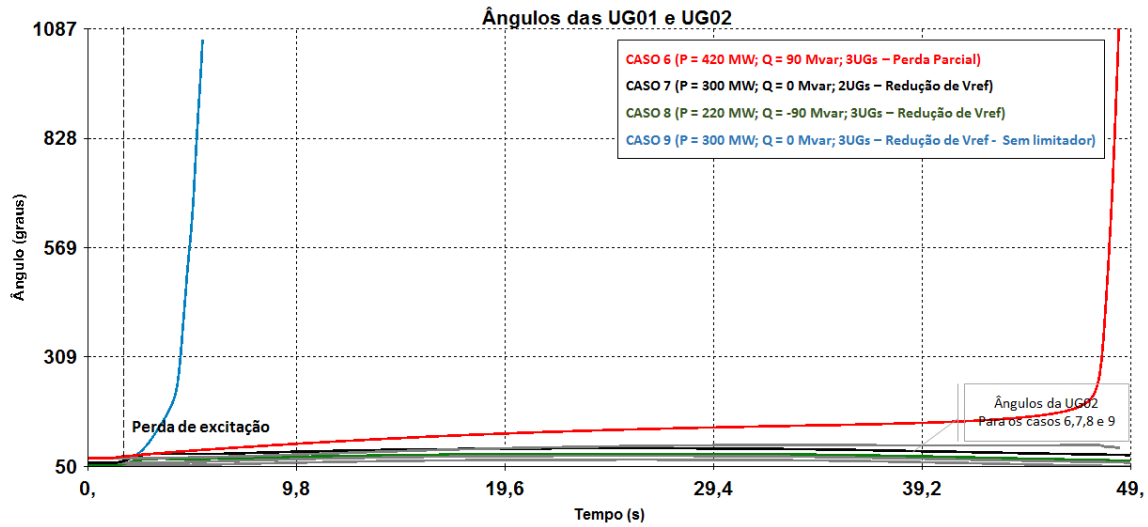


Figura V-8 - Ângulos das UG01 e UG02 (casos 1 a 5)

Na condição de maior carregamento a perda de sincronismo ocorre de forma mais rápida em relação a condição de carga leve e de perda parcial de excitação. A ação do limitador de subexcitação (casos 7 e 8) mantém a UG01 em sincronismo com o sistema.

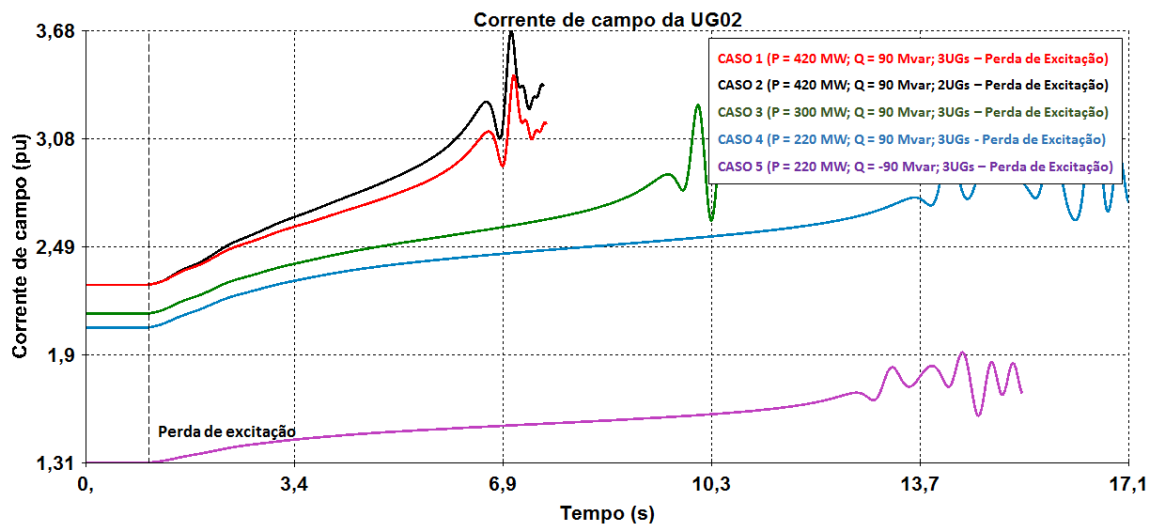


**Figura V-9 - Ângulos das UG01 e UG02 (casos 6 a 9)**

#### V.4 Efeitos da perda de excitação na UG02 e no SIN

A requisição de potência reativa da UG01 tem como consequência o aumento dos níveis de excitação da UG02 e UG03 e aumento do fluxo de reativo das linhas de transmissão do SIN conectadas próximas a usina.

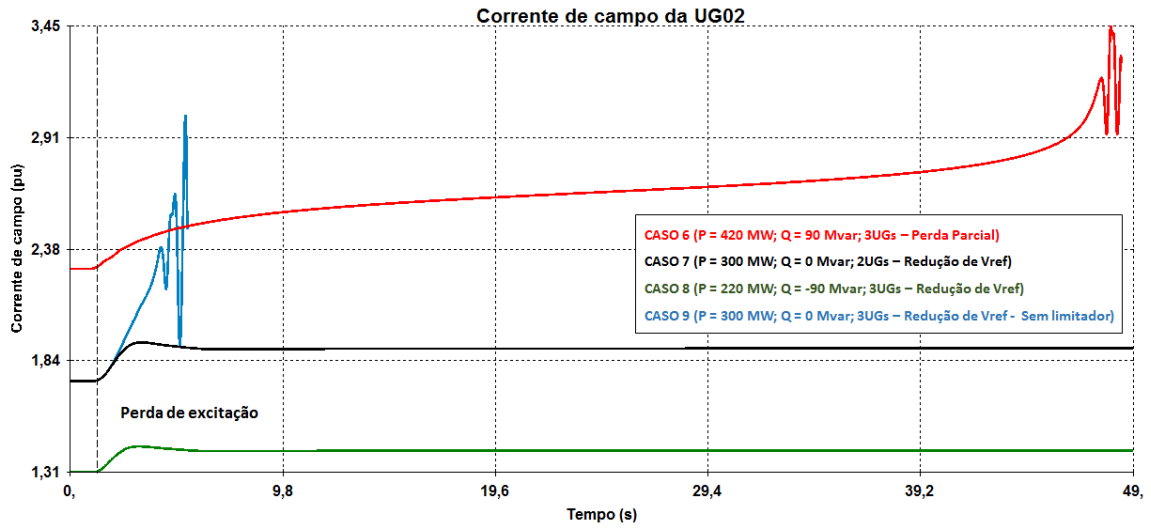
As Figura V-10 e Figura V-11 mostram o aumento da corrente de excitação da UG02 a fim de atender a absorção de potência reativa da UG01.



**Figura V-10 - Corrente de campo da UG02 (casos 1 a 5)**

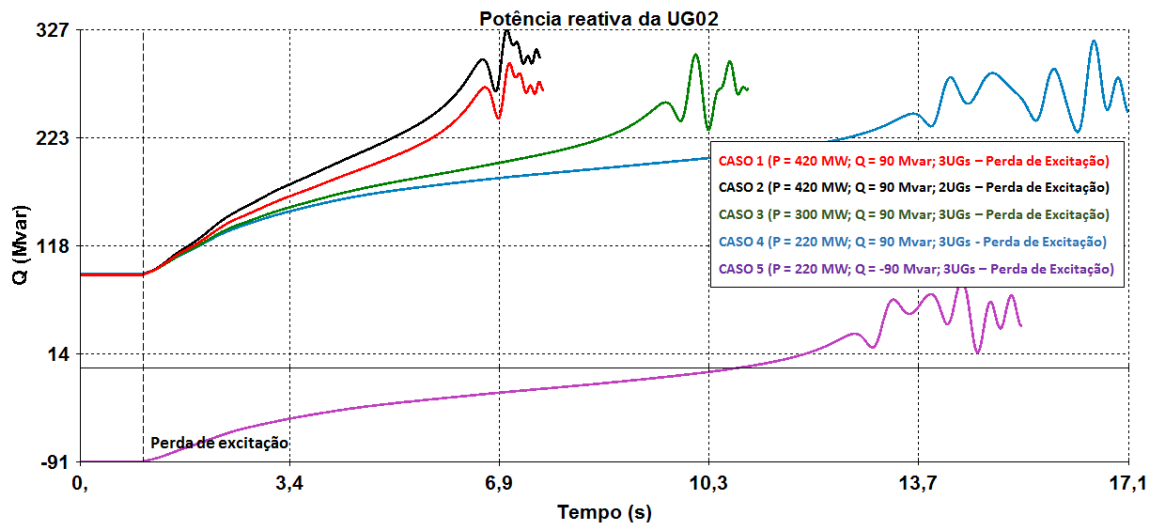
Conforme esperado, quando comparados os casos 1 e 2, destaca-se a diferença dos níveis de excitação da UG02 quando a usina está operando com duas unidades geradoras. A maior variação da corrente de campo ocorreu no caso 1 com elevação de aproximadamente 40%.

Na Figura V-11 mostra que nos casos 7 e 8 a corrente de excitação não excede 8% de variação. Esta é uma consequência da ação do limitador da UG01 que não permite a absorção de reativo fora da curva de capacidade. A não atuação do limitador da UG01 implica em rápida elevação de corrente de campo na UG02 conforme mostrado no caso 9.



**Figura V-11 - Corrente de campo da UG02 (casos 6 a 9)**

O aumento do fluxo de potência reativa da UG02 é mostrado nas Figura V-12 e Figura V-13.



**Figura V-12 - Potência reativa da UG02 (casos 1 a 5)**

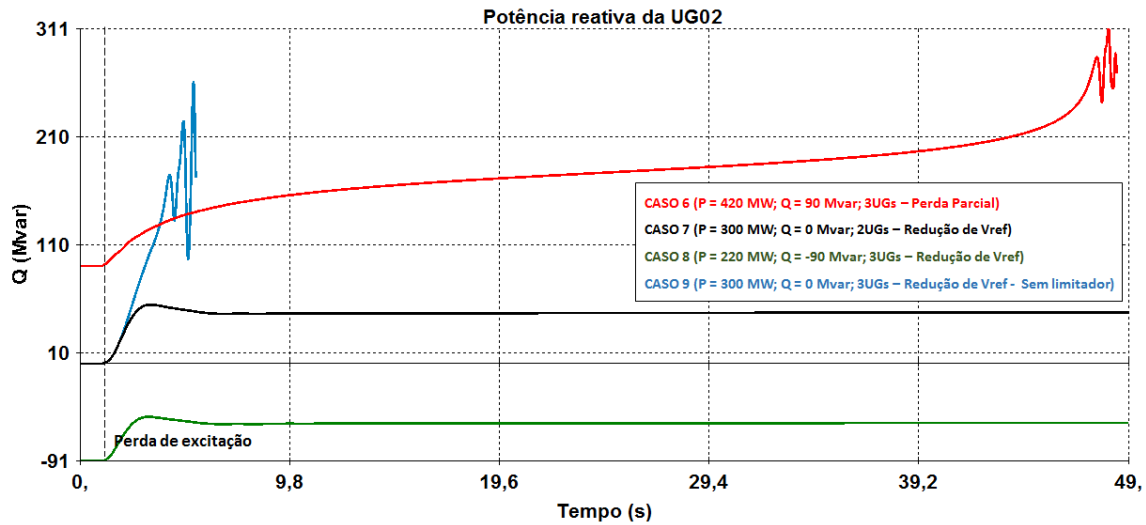


Figura V-13 - Potência reativa da UG02 (casos 6 a 9)

As simulações mostram a elevação no fluxo de potência reativa nas linhas de transmissão no sentido das Barras 5, 6 e 7 para a Barra 4 a fim de suprir potência reativa para a UG01. Nas Figura V-14 e Figura V-15 abaixo são mostrados os fluxos de potência reativa da LT Barra 5 – Barra 4 C1.

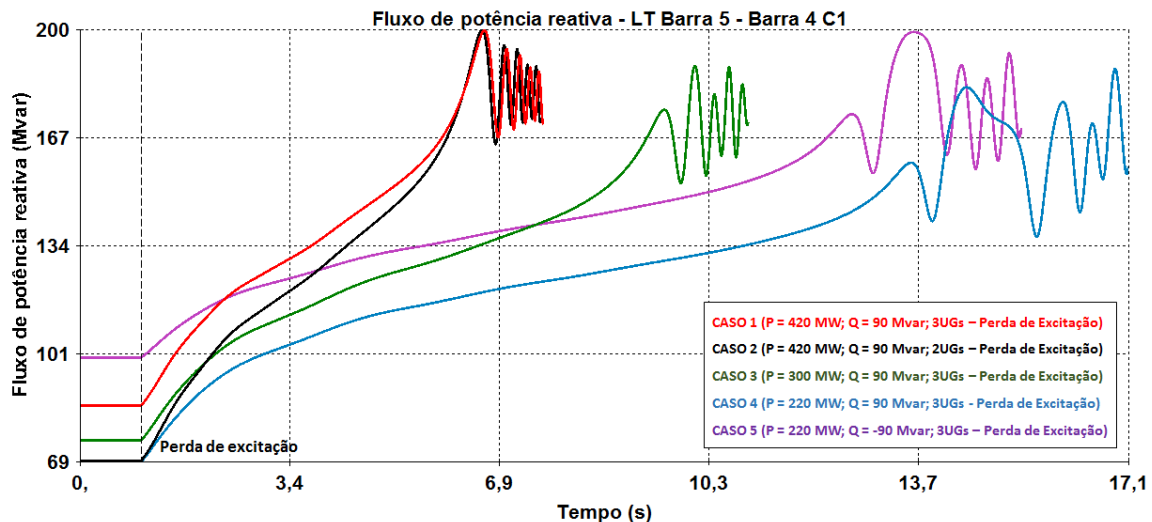
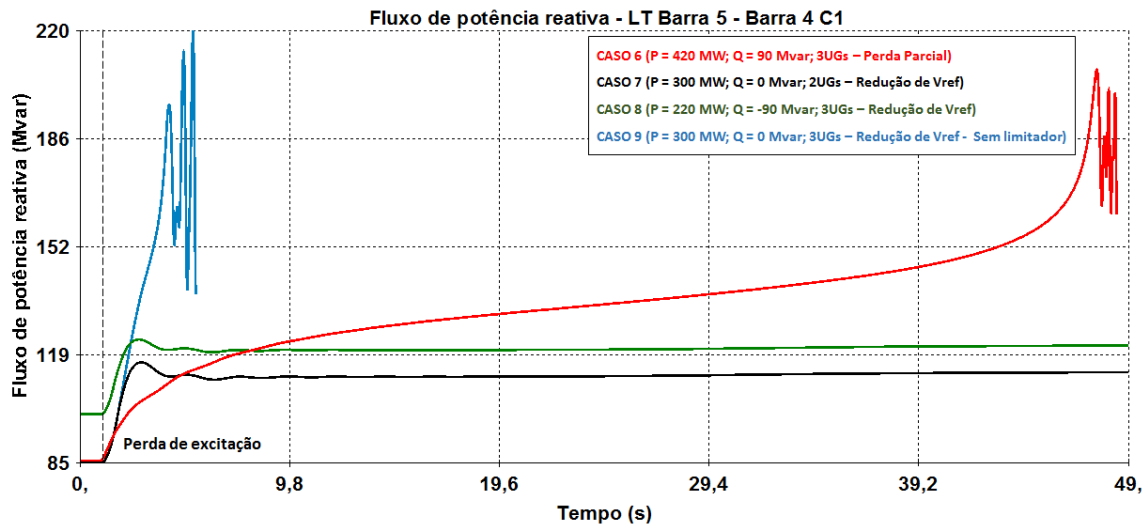


Figura V-14 - Fluxo de potência reativa da LT Barra 5 - Barra 4 C1 (casos 1 a 5)



**Figura V-15 - Fluxo de potência reativa da LT Barra 5 - Barra 4 C1 (casos 6 a 9)**

Em sistemas de grande porte como o SIN, a redução de tensão nas barras é minimizada dado a capacidade de fornecimento de reativo para o gerador sob falta. Sistemas de excitação mais modernos e de resposta mais rápida dos geradores próximos também contribuem, minimizando estes efeitos.

As referências deste trabalho têm relatado a possibilidade de maiores reduções do nível de tensão quando a perda de excitação ocorre em sistemas de menor porte, onde os recursos para o suporte de potência reativa são reduzidos.

As figuras a seguir mostram a tensão terminal da UG02 e a tensão da Barra 4 corresponde ao barramento do lado de alta tensão do transformador elevador.

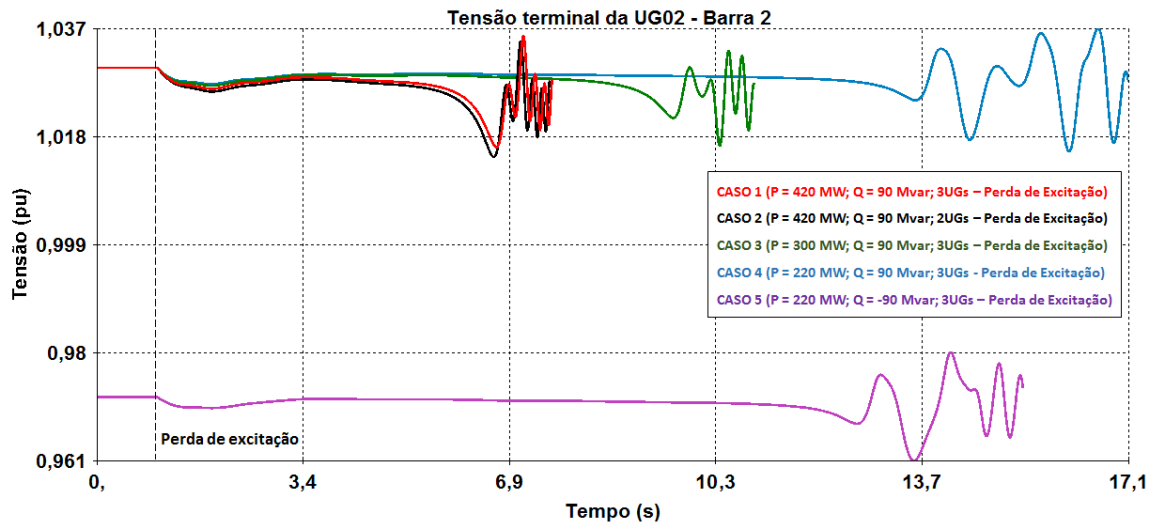


Figura V-16 - Tensão terminal da UG02 - Barra 2 (casos 1 a 5)

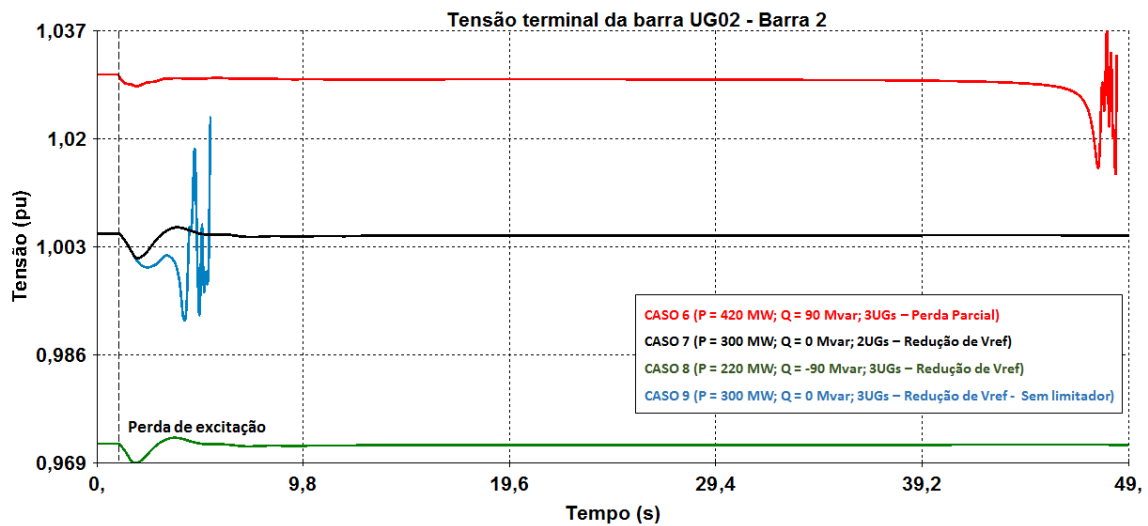


Figura V-17 - Tensão terminal da UG02 - Barra 2 (casos 6 a 9)

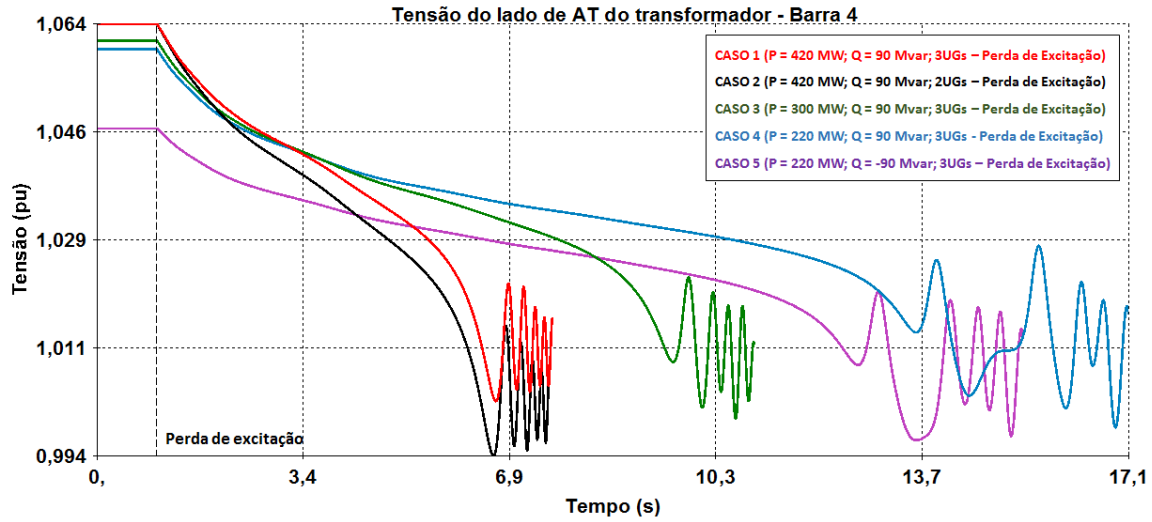


Figura V-18 - Tensão na Barra 4 (casos 1 a 5)

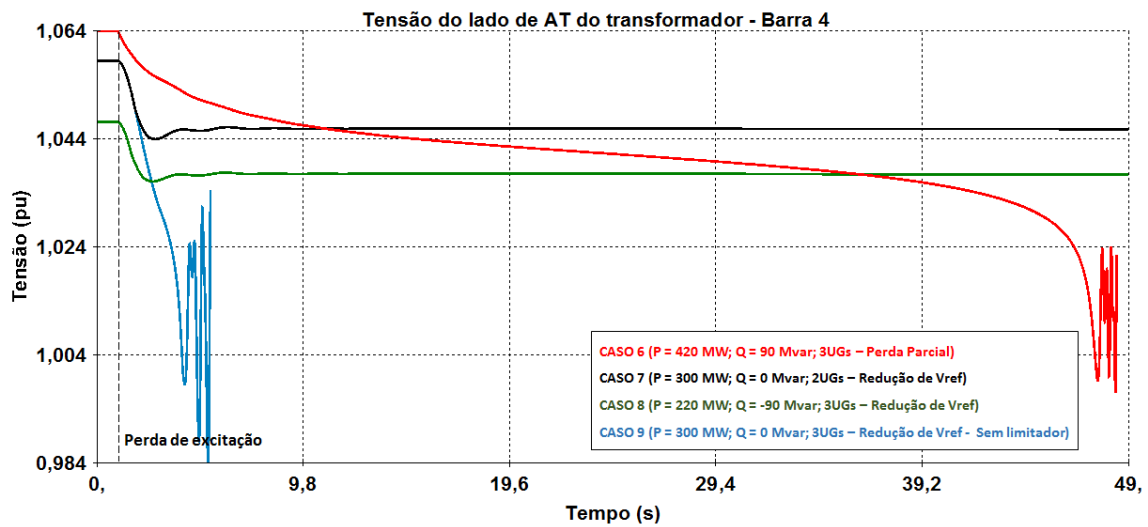


Figura V-19 - Tensão na Barra 4 (casos 6 a 9)



## V.5 Desempenho das proteções de perda de excitação da UG1

Neste item foi feita a análise do desempenho dos principais esquemas de proteção de perda de excitação

### V.5.1 Mason e Berdy

Como a reatância de eixo direto da UG01 é de 0,931 pu. O esquema será de apenas uma zona de atuação conforme proposto por Mason. O esquema Berdy com duas zonas de atuação é indicado para geradores com valores de  $X_d > 1$  pu.

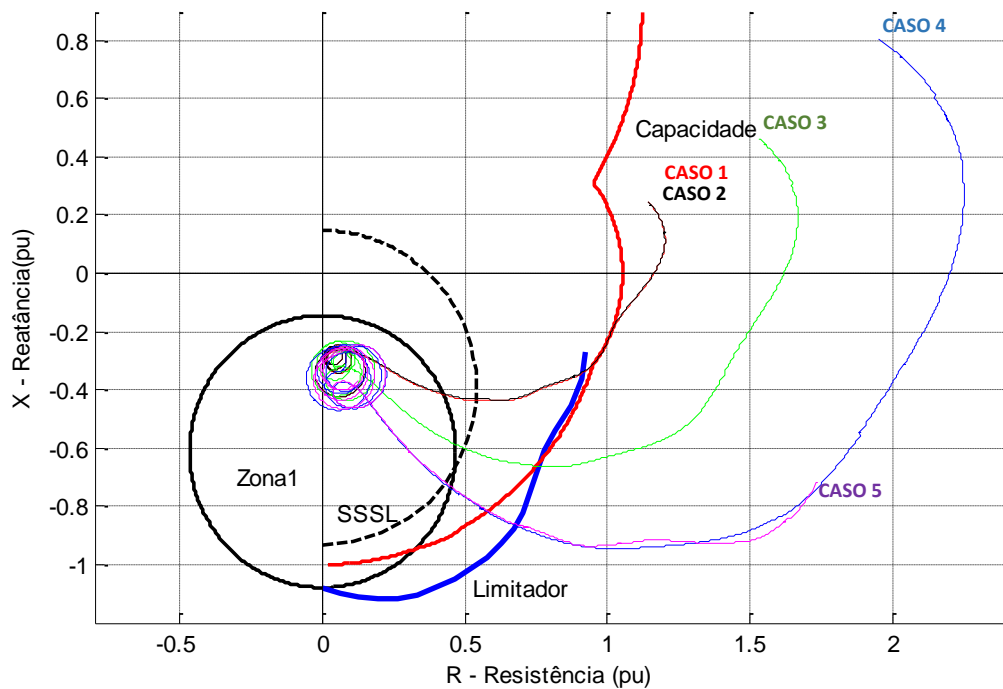
De acordo com os parâmetros da UG 01 contidos na Tabela V-1, os ajustes sugeridos pela literatura são os seguintes:

$$\text{Zona 1: } \textit{Offset} = -\frac{X'd}{2} = -0,145 \textit{ pu} \quad \textit{Diâmetro} = X_d = 0,934 \textit{ pu} \quad (\text{V-1})$$

A Figura V-20 mostra a unidade mho com *offset* negativo e a representação do SSSL, do limitador de subexcitação e da curva de capacidade convertidos do plano P-Q para o plano R-X através das equações II-3 e conceitos abordados no item II.6. O SSSL está fora da curva de capacidade, não restringindo nenhum ponto de operação do gerador.

A característica de perda de excitação proposta coordena em parte com o SSSL e também não restringe nenhum ponto de operação dentro do limite de subexcitação da curva de capacidade.

Para os casos de perda de excitação nota-se que a trajetória da impedância vista pelo gerador inicia-se de um ponto de operação na curva de capacidade e excursionsa em direção à característica de proteção de perda de excitação. A trajetória final em forma de espiral mostra as oscilações provocadas pela perda de sincronismo do gerador.



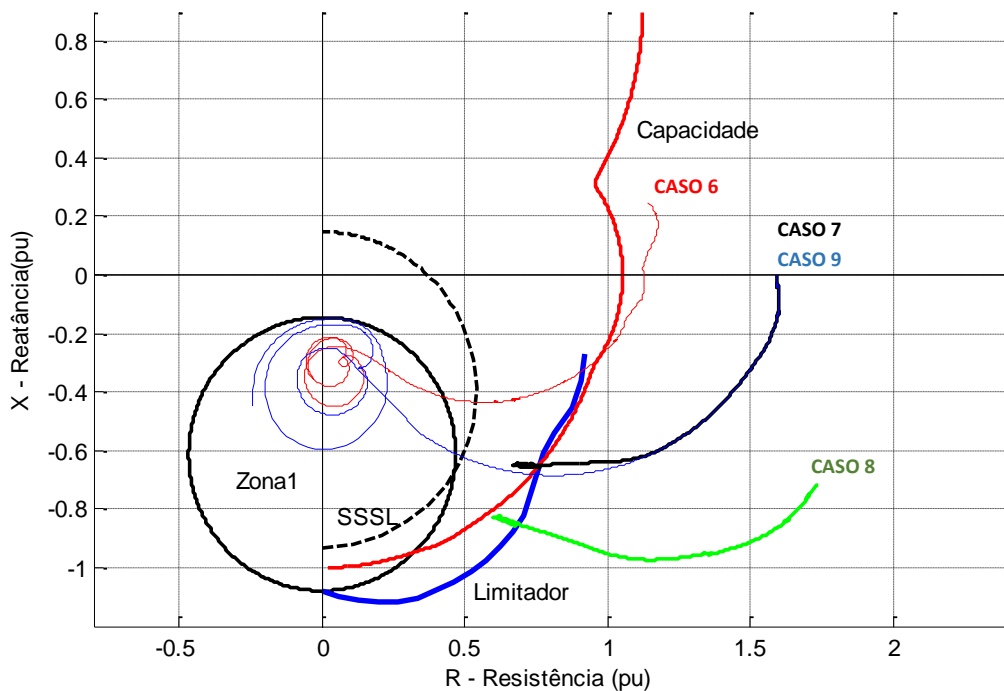
**Figura V-20 - Mason - Mho com uma zona de atuação (casos 1 a 5)**

Os tempos de interseção da trajetória da impedância para os casos 1 a 5 com a zona de atuação do relé estão apresentados na Tabela V-4. A temporização de disparo da zona de atuação do relé foi de 0,5 s.

**Tabela V-4 - Tempos de atuação do relé Mason - casos 1 a 5**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	Partida Z1 (s)	Disparo Z1 + 0,5 s (s)
Caso 1	Perda de Excitação	3	420	90	3,287	3,787
Caso 2	Perda de Excitação	2	420	90	3,296	3,796
Caso 3	Perda de Excitação	3	300	90	3,806	4,306
Caso 4	Perda de Excitação	3	220	90	4,169	4,669
Caso 5	Perda de Excitação	3	220	-90	3,347	3,847

O maior tempo de atuação da proteção ocorreu para o caso 4 de menor carregamento e de operação na região sobre-excitada.



**Figura V-21 - Mason - Mho com uma zona de atuação (casos 6 a 9)**

Na Figura V-21 o desempenho do esquema de Mason é sensibilizado para o caso 6 de perda parcial, entretanto observa-se uma temporização elevada de cerca de 33 s para que a proteção seja sensibilizada para este tipo de falha, pois a trajetória de impedância excursionsa por um tempo maior na região de não operação da proteção.

Nos casos 7 e 8, o limitador de subexcitação mantém o ponto de operação do gerador dentro da curva de capacidade, atuando de forma esperada e coordenada com a proteção de perda de excitação. Para o caso 9 a zona de atuação do relé é sensibilizada de forma rápida desligando a unidade.

**Tabela V-5- Tempos de atuação do relé Mason - casos 6 e 9**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	Partida Z1 (s)	Disparo Z1 + 0,5 s (s)
Caso 6	Perda Parcial	3	420	90	33,360	33,860
Caso 9	Redução da Vref – Sem limitador	3	300	0	1,517	2,017

### V.5.2 Mho com *offset* positivo e unidade direcional

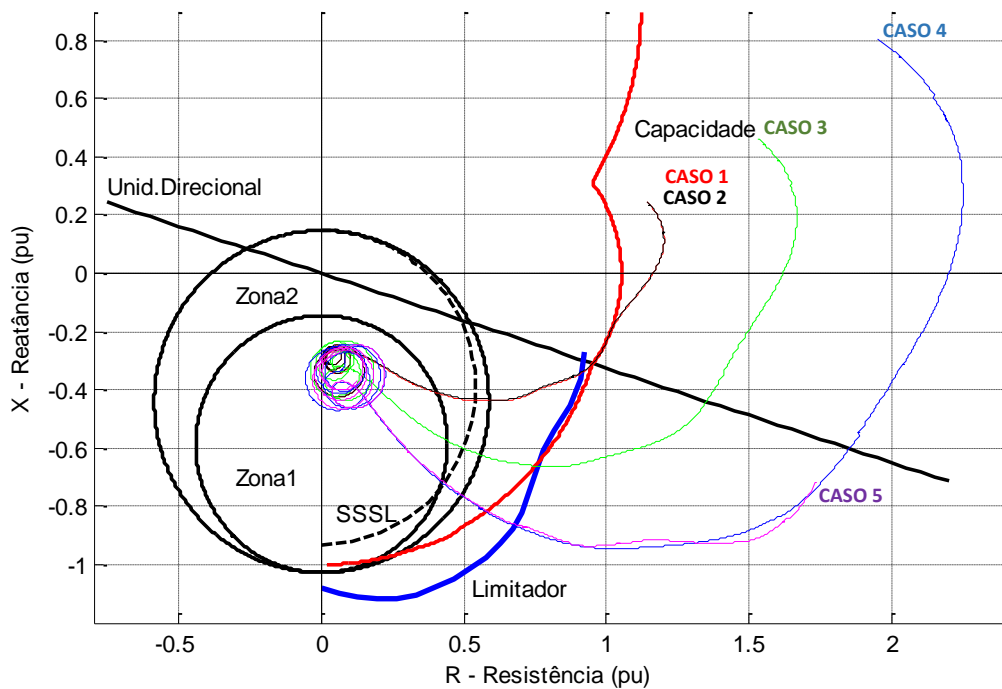
O esquema Mho com *offset* positivo é a combinação de duas unidades de distância mho com uma unidade direcional. A unidade de subtensão poderá ser utilizada neste esquema. Os ajustes propostos pela norma IEEE e pela literatura são os seguintes:

$$\text{Inclinação da Unidade Direcional} = \cos^{-1} 0,95 = 18^\circ \quad (\text{V-2})$$

$$\text{Zona 1: Offset} = -\frac{X'd}{2} = -0,145 \text{ pu} \quad \text{Diâmetro} = 1,1 \cdot Xd - \frac{X'd}{2} = 0,883 \text{ pu} \quad (\text{V-3})$$

$$\text{Zona 2: Offset} = Xe = 0,147 \text{ pu} \quad \text{Diâmetro} = 1,1 \cdot Xd + Xe = 1,175 \text{ pu} \quad (\text{V-4})$$

Conforme Figura V-22, os ajustes propostos para a Zona 2 tem por objetivo coordenar com o limite de estabilidade de regime permanente utilizando-se uma margem de 10%. Para este caso, também não há superposição entre a característica de perda de excitação e a curva de capacidade.



**Figura V-22 - Mho com *offset* positivo e unidade direcional (casos 1 a 5)**

A norma IEEE C37.102TM [26] sugere tempos de atuação para a Zona 2 entre 1 s e 1 min. Para a Zona 1 a norma sugere temporização entre 0,2 s e 0,3 s.

Os tempos de interseção das trajetórias de impedância para os casos 1 a 5 com as zonas de atuação do relé estão apresentados na Tabela V-6. As temporizações de disparo adotadas para a Zona 2 e para a Zona 1 são de 1 s e 0,3 s respectivamente.

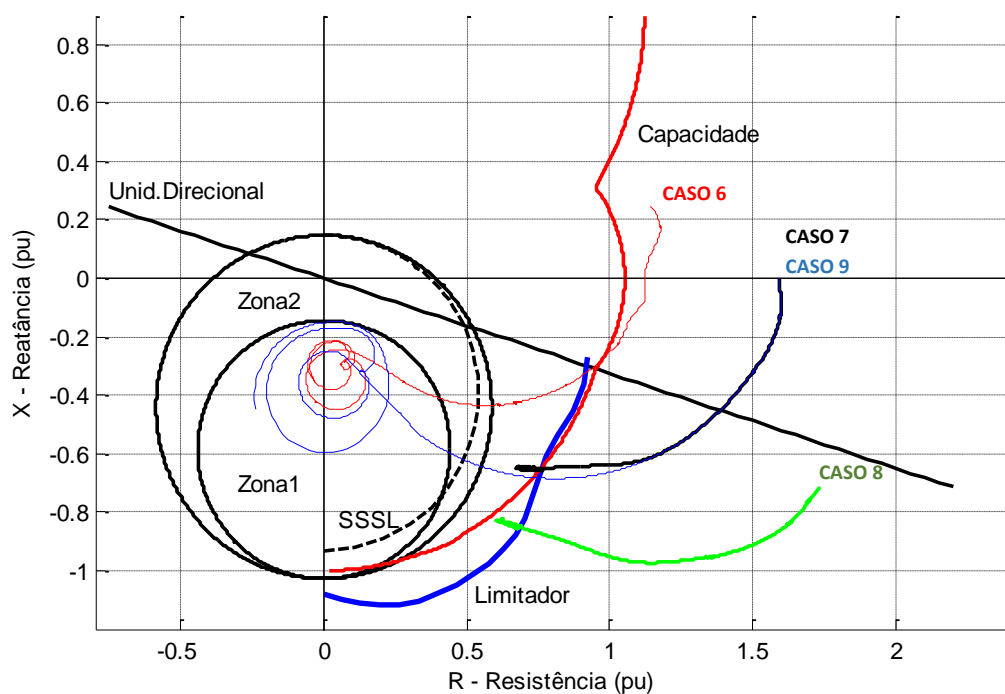
**Tabela V-6 - Tempos de atuação do esquema mho com *offset* positivo e unidade direcional - casos 1 a 5**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	U.D (s)	Partida Z2 (s)	Disparo Z2 + 1 s (s)	Partida Z1 (s)	Disparo Z1 + 0,3 s (s)
Caso 1	Perda de Excitação	3	420	90	0,923	2,225	3,225	3,437	3,737
Caso 2	Perda de Excitação	2	420	90	0,929	2,225	3,225	3,446	3,746
Caso 3	Perda de Excitação	3	300	90	0,791	3,053	4,053	4,064	4,364
Caso 4	Perda de Excitação	3	220	90	0,683	3,716	4,716	4,535	4,835
Caso 5	Perda de Excitação	3	220	-90	0	2,897	3,897	3,710	4,010

Conforme esperado, a unidade direcional é sensibilizada para todos os casos simulados. Nos casos 1 a 4, a excursão da impedância inicia-se no 1º quadrante e atinge a unidade direcional em tempos inferiores a 1 s. Para o caso 5, a unidade direcional já está operada na condição pré-falta. Neste esquema a unidade direcional deverá ser atuada para que o disparo pela Zona 2 seja habilitado.

O disparo da proteção ocorrerá pela Zona 2 para todos os casos simulados.

A Figura V-23 mostra o desempenho do esquema para os casos 6 a 9 e a Tabela V-7 apresenta os tempos de atuação das unidades.



**Figura V-23 - Mho com *offset* positivo e unidade direcional (casos 6 a 9)**

**Tabela V-7 - Tempos de atuação do esquema mho com *offset* positivo e unidade direcional - casos 6 e 9**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	U.D (s)	Partida Z2 (s)	Disparo Z2 + 1 s (s)	Partida Z1 (s)	Disparo Z1 + 0,3 s (s)
Caso 6	Perda Parcial	3	420	90	2,636	13,592	14,592	36,044	36,344
Caso 9	Redução da Vref – Sem limitador	3	300	0	0,587	1,373	2,373	1,571	1,871

Nota-se principalmente para o caso de perda parcial, a sensibilização deste esquema ocorre de forma mais rápida do que o esquema proposto por Mason em aproximadamente 15 s, dado ao maior alcance da característica e a maior aproximação com a curva de capacidade. Pelos tempos sugeridos por norma, a Zona 2 efetuará o disparo para o caso 6 e a Zona 1 para o caso 9. A coordenação deste esquema com o limitador de subexcitação também é confirmada pelos casos 7 e 8.

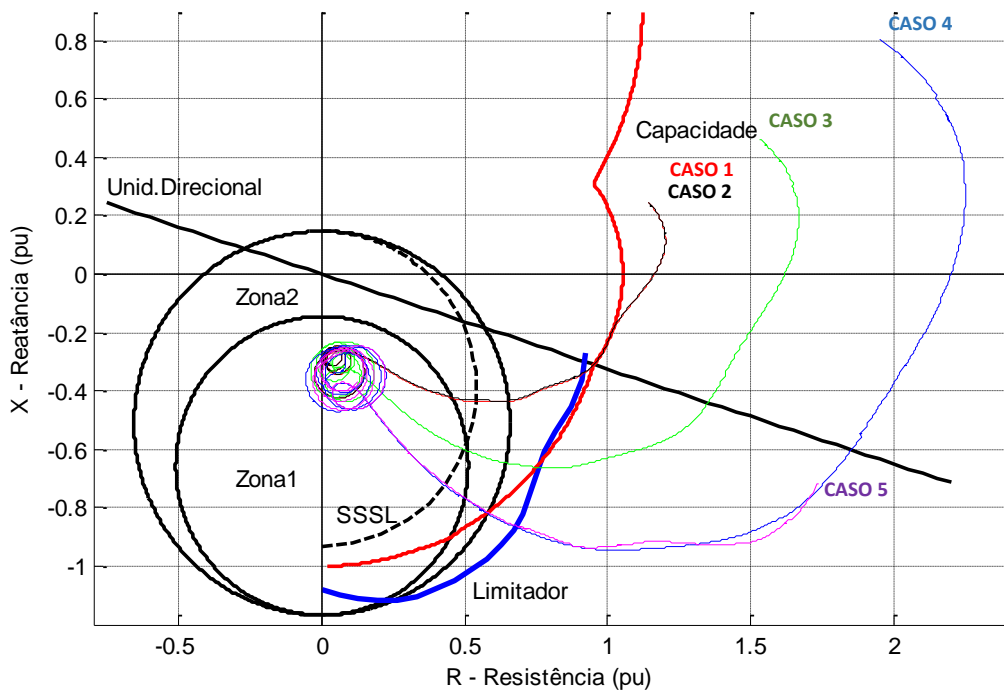
A norma IEEE C37.102TM [26] também aborda a possibilidade do ajuste do alcance negativo da Zona 2 em 125% do SSSL com objetivo de melhorar a sensibilidade para os casos onde há grande separação entre o SSSL e a curva de capacidade.

As modificações dos alcances das Zonas 1 e 2 desta proposta são as seguintes:

$$\text{Zona 1: } \textit{Offset} = -\frac{X'd}{2} = -0,145 \textit{ pu} \quad \textit{Diâmetro} = 1,25 \cdot Xd - \frac{X'd}{2} = 1,023 \textit{ pu} \quad (\text{V-5})$$

$$\text{Zona 2: } \textit{Offset} = Xe = 0,147 \textit{ pu} \quad \textit{Diâmetro} = 1,25 \cdot Xd + Xe = 1,315 \textit{ pu} \quad (\text{V-6})$$

A Figura V-24 mostra o aumento da característica reduz o intervalo de coordenação com a curva de capacidade.



**Figura V-24 - Mho com *offset* positivo e unidade direcional - Método 2 - casos 1 a 5**

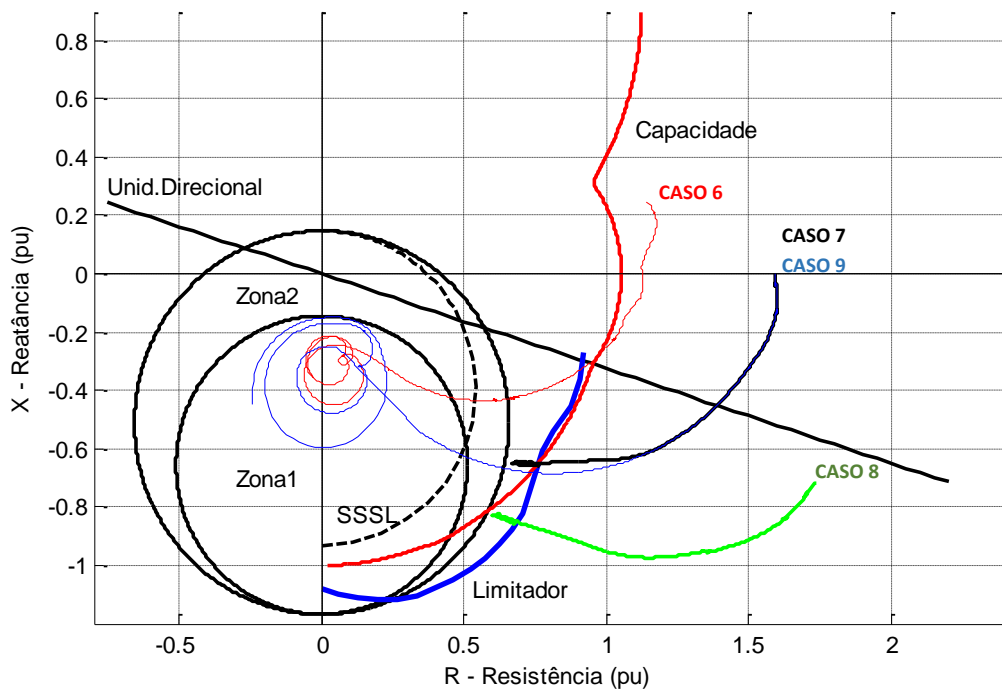
**Tabela V-8 - Tempos de atuação do esquema mho com *offset* positivo e unidade direcional -Método 2 - casos 1 a 5**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	U.D (s)	Partida Z2 (s)	Disparo Z2 + 1 s (s)	Partida Z1 (s)	Disparo Z1 + 0,3 s (s)
Caso 1	Perda de Excitação	3	420	90	0,923	1,919	2,919	3,041	3,341
Caso 2	Perda de Excitação	2	420	90	0,929	1,922	2,922	3,053	3,353
Caso 3	Perda de Excitação	3	300	90	0,791	2,555	3,555	3,419	3,719
Caso 4	Perda de Excitação	3	220	90	0,683	3,035	4,035	3,635	3,935
Caso 5	Perda de Excitação	3	220	-90	0	2,201	3,201	2,822	3,122

Conforme esperado, os tempos de interseção das trajetórias de impedância com a Zona 1 e com a Zona2 e os tempos de disparo para este método são inferiores em relação ao alcance de 110% do SSSL.

A figura mostra o desempenho do esquema para os casos 6 a 9.





**Figura V-25 - Mho com *offset* positivo e unidade direcional - Método 2 - casos 6 a 9**

O maior alcance deste método também diminui o tempo de atuação da proteção para o caso de perda parcial em aproximadamente 5 s em comparação ao método anterior. Por outro lado, a margem de segurança para a atuação do limitador de subexcitação fica reduzida dado a maior proximidade com a curva de capacidade. Os tempos de atuação são os seguintes:

**Tabela V-9 - Tempos de atuação do esquema mho com *offset* positivo e unidade direcional -Método 2 - casos 6 e 9**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	U.D (s)	Partida Z2 (s)	Disparo Z2 + 1 s (s)	Partida Z1 (s)	Disparo Z1 + 0,3 s (s)
Caso 6	Perda Parcial	3	420	90	2,636	9,425	10,425	29,795	30,095
Caso 9	Redução da Vref – Sem limitador	3	300	0	0,587	1,256	2,256	1,436	1,736

### V.5.3 Característica de proteção por admitância

Este esquema de proteção monitora a excursão da admitância vista pelo gerador através de três zonas de atuação em forma de retas que são ajustadas conforme parâmetros de inclinação e interseção com o eixo do B (Susceptância).

Alguns relés digitais adotam esta filosofia [34], sendo também abordada em alguns artigos técnicos como a referência [32] e pelo Guia Internacional de Proteção de Geradores Síncronos do Cigré [30].

Para análise conjunta deste esquema, a curva de capacidade e o SSSL são convertidos do plano de potências P-Q para o plano de admitâncias G-B.

Este esquema favorece a melhor adequação com a curva de capacidade do gerador e com os limites de estabilidade. Os parâmetros sugeridos pela Guia Internacional de Proteção de Geradores Síncronos do Cigré [30] são os seguintes:

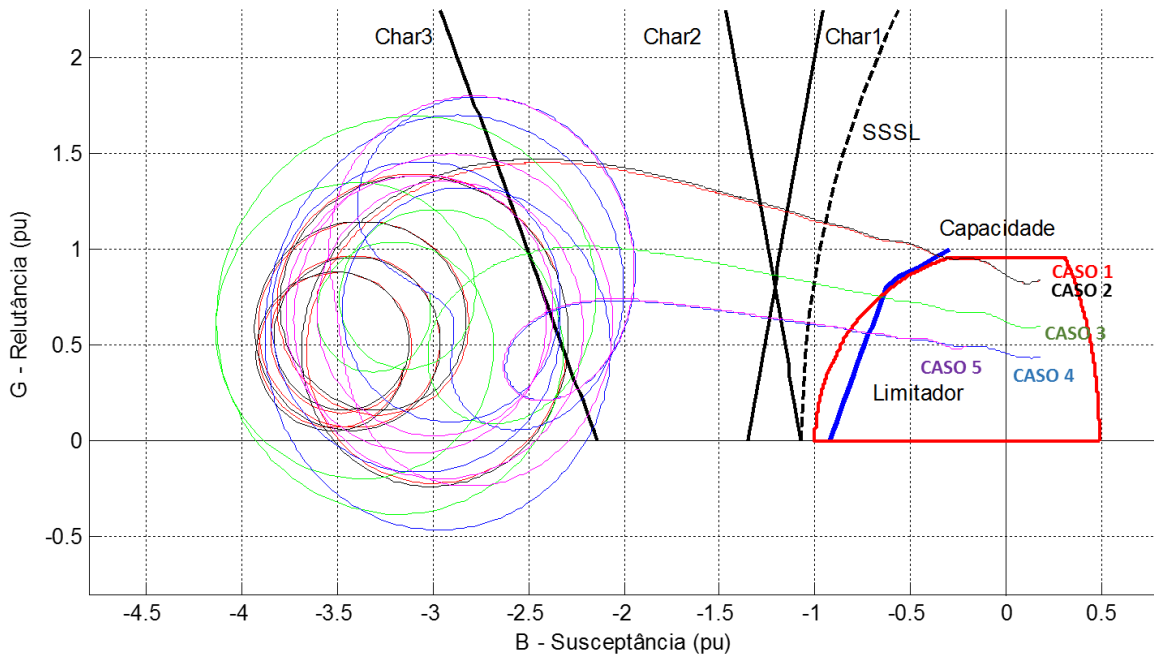
$$Char1: \frac{1}{X1} = \frac{1}{Xd} + \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{1}{Xq} - \frac{1}{Xd} \right) = 1,354 pu \quad \alpha1 = 80^\circ \quad (V-7)$$

$$Char2: \frac{1}{X2} = \frac{1}{Xd} = 1,071 pu \quad \alpha2 = 100^\circ \quad (V-8)$$

$$Char3: \frac{1}{X3} = \frac{2}{Xd} = 2,141 pu \quad \alpha3 = 110^\circ \quad (V-9)$$

A Figura V-26 mostra o esquema de proteção por admitância com as características de atuação ajustadas conforme os parâmetros da UG01. O SSSL e a curva de capacidade no plano G-B também estão representados. As trajetórias de admitância partem de um ponto operativo da curva de capacidade em direção às regiões de operação do esquema.

Pelos ajustes propostos a violação do SSSL ocorreria antes atuação da sensibilização do esquema.



**Figura V-26 - Característica de proteção por admitância - casos 1 a 5**

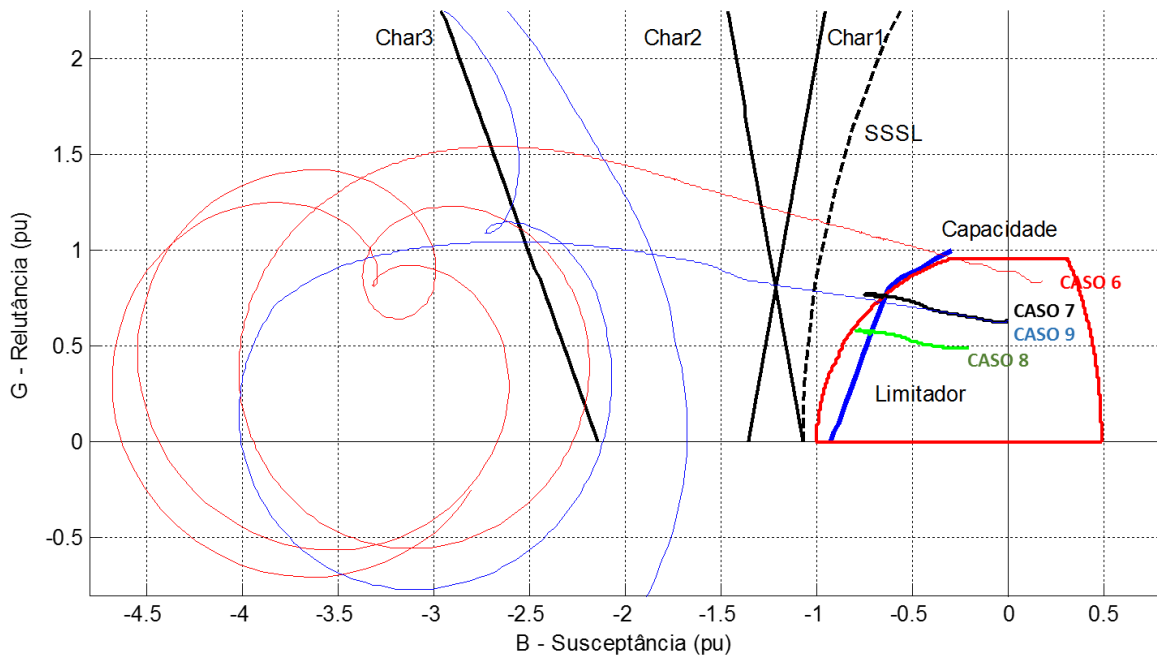
O Guia Internacional de Proteção de Geradores Síncronos do Cigré [30] sugere a temporização na faixa entre 0,5 s e 1,5 s para as características 1 e 2. Quando estas características são violadas, mas não há grande redução da tensão de excitação, a temporização poderá ser ajustada em 10 s, dando a possibilidade de o regulador de tensão recuperar a tensão de excitação. A característica 3 deverá ser inferior a 0,3 s, por estar próxima ao limite de estabilidade dinâmica.

Os tempos de partida e disparo das características de proteção para os casos 1 a 5 estão apresentados na Tabela V-10. A temporização de disparo foi ajustada em 1 s para as características 1 e 2.

**Tabela V-10 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 1 a 5**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	Partida Char 1 (s)	Disparo Char 1 + 1 s (s)	Partida Char 2 (s)	Disparo Char 2 + 1 s (s)	Partida Char 3 (s)
Caso 1	Perda de Excitação	3	420	90	3,185	4,185	3,584	4,584	5,306
Caso 2	Perda de Excitação	2	420	90	3,179	4,179	3,581	4,581	5,267
Caso 3	Perda de Excitação	3	300	90	4,646	5,646	4,760	5,760	8,222
Caso 4	Perda de Excitação	3	220	90	6,410	7,410	5,822	6,822	12,302
Caso 5	Perda de Excitação	3	220	-90	5,552	6,552	4,964	5,964	11,333

A característica 1 efetuará o disparo para os casos 1, 2 e 3 e a característica 2 efetuará o disparo para os casos 4 e 5.



**Figura V-27 - Característica de proteção por admitância - casos 6 a 9**

**Tabela V-11 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 6 e 9**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	Partida Char 1 (s)	Disparo Char 1 + 1 s (s)	Partida Char 2 (s)	Disparo Char 2 + 1 s (s)	Partida Char 3 (s)
Caso 6	Perda Parcial	3	420	90	32,441	33,441	37,853	38,853	46,112
Caso 9	Redução da Vref – Sem limitador	3	300	0	1,703	2,703	1,709	2,709	2,807

De acordo com o manual de um fabricante [32], a inclinação da característica 1 é tipicamente situada entre 60° e 80° e a sua interseção com o eixo B seria multiplicada por um fator de segurança de 1,05. Esta referência também sugere a inclinação da característica 3 entre 80° e 110° e sua interseção com o eixo B deverá estar situado entre  $X_d$  e  $X'_d$ , sendo este valor superior a 1 pu.

Nesta aplicação específica, a utilização de uma inclinação de 60° para a característica 1 melhora a sensibilidade deste esquema, sem representar maiores riscos de sobreposição da reta com a curva de capacidade.

#### V.5.1 Característica de proteção no plano P-Q

O esquema de proteção de característica no plano P-Q não consta na norma IEEE C37.102TM [26] e no Guia Internacional de Proteção de Geradores Síncronos do Cigré [30], porém tem sido citado por várias publicações técnicas como, por exemplo, as referências [16], [21] e [25].

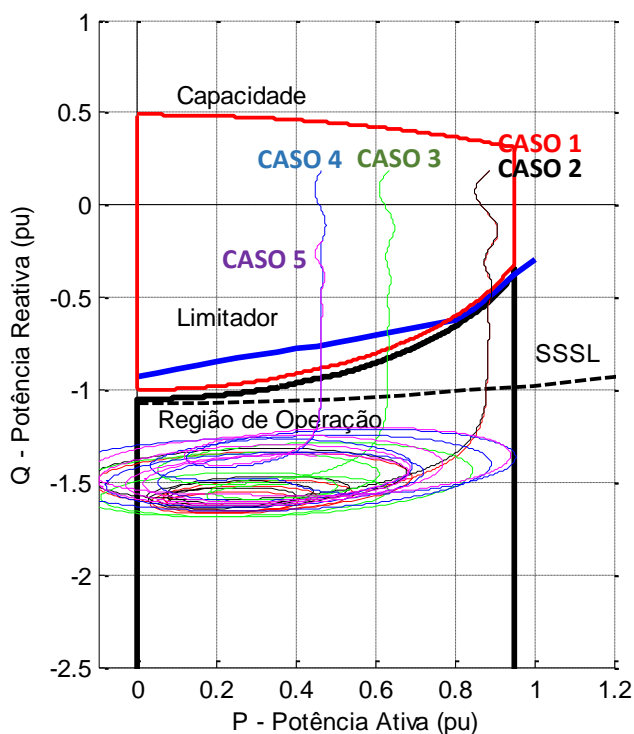
A proposta deste esquema é de obter a zona de proteção diretamente da curva de capacidade e do SSSL. A zona de atuação da proteção de perda de excitação é delimitada por elementos de supervisão de potência ativa para minimizar riscos de atuação durante oscilações eletromecânicas estáveis e um elemento de subtensão que poderá ser utilizado a fim de acelerar o disparo para as condições mais severas.

Pelos dados do gerador e pelo valor de reatância equivalente do sistema, a curva do SSSL se encontra fora da curva de capacidade. A referência [16] sugere que nesta condição

o elemento de perda de excitação poderá coincidir com a curva de capacidade para proteger o limite de subexcitação.

O elemento de potência ativa será ajustado para coincidir com o eixo Q e o do lado direito terá seu valor máximo no limite operativo da turbina.

As Figura V-28 e Figura V-29 mostram a representação do esquema, da curva de capacidade e do SSSL no plano P-Q. A coordenação deste esquema com o SSSL ocorre em toda a região de operação.



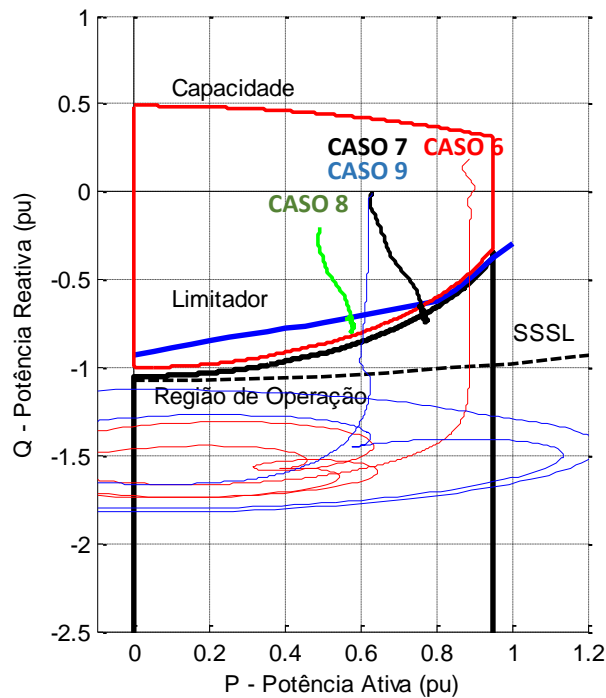
**Figura V-28 - Característica de proteção no plano P-Q - casos 1 a 5**

A temporização para disparo sugerida nas referências [21] e [25] é de 0,750 s e os tempos de atuação estão apresentados na Tabela V-12.

**Tabela V-12 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 1 a 5**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	Partida (s)	Disparo (s)
Caso 1	Perda de Excitação	3	420	90	1,664	2,414
Caso 2	Perda de Excitação	2	420	90	1,691	2,441
Caso 3	Perda de Excitação	3	300	90	4,070	4,820
Caso 4	Perda de Excitação	3	220	90	6,884	7,634
Caso 5	Perda de Excitação	3	220	-90	6,209	6,959

A Figura V-29 e a Tabela V-13 mostram que aproximação da curva de capacidade reduz o tempo de sensibilização para o caso de perda parcial entretanto aumenta-se o risco de descoordenação com a ação do limitador para alguns pontos operativos e quando o ajuste do limitador é próximo ao limite de subexcitação da curva de capacidade. O caso 7 também mostra que, transitoriamente, a trajetória poderá atingir a operação do relé, dado o tempo da ação do limitador em restabelecer um ponto de operação seguro.



**Figura V-29 - Característica de proteção no plano P-Q - casos 6 a 9**

**Tabela V-13 - Tempos de atuação das características de proteção no plano de admitância -- casos 6 e 9**

Casos	Tipo de Falha	UGs	P (MW)	Q (Mvar)	Partida (s)	Disparo (s)
Caso 6	Perda Parcial	3	420	90	6,776	7,526
Caso 9	Redução da Vref – Sem limitador	3	300	0	1,634	2,384

A inclusão de uma unidade de subtensão como critério de disparo poderia reduzir o risco de atuação do elemento de perda de excitação nos casos 7 e 8, dado que as tensões terminais do gerador não reduziram abaixo de 0,9 pu.

#### V.5.2 Visão geral do desempenho dos esquemas

A Tabela V-14 mostra a visão geral do desempenho das proteções de perda de excitação, onde os esquemas foram sensibilizados para todos os casos simulados.

**Tabela V-14 - Visão geral do desempenho dos esquemas**

Esquema	Mason		Mho com <i>offset</i> positivo (110%)		Mho com <i>offset</i> positivo (125%)		G-B		P-Q	
	Part. (s)	Disp. (s)	Part. (s)	Disp. (s)	Part. (s)	Disp. (s)	Part. (s)	Disp. (s)	Part. (s)	Disp. (s)
Caso 1	3,287	3,787	2,225	3,225 (Z2)	1,919	2,919 (Z2)	3,185	4,185 (char1)	1,664	2,414
Caso 2	3,296	3,796	2,225	3,225 (Z2)	1,922	2,922 (Z2)	3,179	4,179 (char1)	1,691	2,441
Caso 3	3,806	4,306	3,053	4,053 (Z2)	2,555	3,555 (Z2)	4,646	5,646 (char1)	4,070	4,820
Caso 4	4,169	4,669	3,716	4,716 (Z2)	3,035	3,935 (Z1)	5,822	6,822 (char2)	6,884	7,634
Caso 5	3,347	3,847	2,897	3,897 (Z2)	2,201	3,122 (Z1)	4,964	5,964 (char2)	6,209	6,959
Caso 6	33,360	33,860	13,592	14,592 (Z2)	9,425	10,425 (Z2)	32,441	33,441 (char1)	6,776	7,526
Caso 9	1,517	2,017	1,373	1,871 (Z1)	1,256	1,736 (Z1)	1,703	2,703 (char1)	1,634	2,384



Para todos os esquemas, a sensibilização da proteção ocorreu em tempos menores para os casos de maior carregamento pré-falta do gerador. Nos casos 1 e 2 os tempos de partida e de disparo dos esquemas não ultrapassaram 3,3 s e 4,2 s, respectivamente.

Comparando-se os casos 4 e 5 de menor carregamento, os tempos máximos de partida e disparo nestes casos ocorrem em 6,9 s e 7,6 s, destacando-se que os tempos obtidos no caso 4 foram menores em todos os esquemas, dado que o gerador já estava subexcitado na condição pré-falta.

No caso 6 de perda parcial de excitação, o esquema P-Q operou de forma mais rápida em relação aos demais esquemas, havendo também melhora de desempenho para os esquemas de maior alcance no plano de impedâncias.

No caso 9 a perda de sincronismo ocorre de forma mais rápida e todos os esquemas partiram e dispararam com tempos inferiores à 1,7 s e 2,7 s, respectivamente.

### V.5.3 Habilitação da unidade de subtensão.

A decisão sobre inclusão de um elemento de subtensão nos esquemas de proteção de perda de excitação com a finalidade de acelerar ou bloquear o disparo deverá ser feita através de simulações computacionais, pois os ajustes sugeridos pelos fabricantes podem não atender à aplicação desejada.

Através de simulações computacionais pode-se determinar, com maior precisão, os tempos de atuação de cada elemento da proteção e o nível correto a ser ajustado na unidade de subtensão [6].

A Tabela V-15 mostra os instantes de tempo que a tensão terminal da UG01 atinge os valores de 0,9 pu e 0,8 pu para todos os casos simulados.

**Tabela V-15 - Tempos de subtensão para os casos simulados**

Casos	Subtensão de 0,9 pu (s)	Subtensão de 0,8 pu (s)
Caso 1	2,243	4,637
Caso 2	2,180	4,532
Caso 3	2,795	7,310
Caso 4	3,164	11,147
Caso 5	2,138	9,986
Caso 6	13,811	44,492
Caso 7	-	-
Caso 8	-	-
Caso 9	1,290	2,375

Os tempos de ativação de uma unidade de subtensão ajustada em 0,9 pu para os casos simulados são inferiores aos tempos de partida dos esquemas Mason e Característica por Admitância, permitindo a habilitação da unidade de subtensão adicional com este ajuste.

No esquema Mho com *offset* positivo e na característica no plano P-Q, a habilitação da unidade de subtensão com ajuste de 0,9 pu provocaria tempos maiores de disparo na maioria dos casos.

A aplicação de ajustes da unidade de subtensão com valores abaixo de 0,8 pu não é adequada, pois os tempos observados são superiores aos tempos sensibilização dos esquemas na maioria dos casos simulados.

Mesmo com os resultados obtidos, o maior desafio para a decisão da habilitação da unidade de subtensão é de prever todas as condições possíveis através das simulações, tornando-se difícil a aplicação de um ajuste ótimo para esta unidade.

## V.6 Desempenho das proteções de perda de excitação da UG1 durante oscilações estáveis

A seletividade dos esquemas de proteção de perda de excitação frente aos distúrbios provocados por oscilações eletromecânicas estáveis é abordada na maioria das publicações técnicas usadas como referências desta dissertação.

Os casos simulados de oscilações estáveis são de curto-circuito trifásico com duração de 100 ms próximo à Barra 4 com abertura de uma das linhas de transmissão do SIN, para o caso em específico será a LT Barra 4 – Barra 5.

O Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS define que para as linhas de transmissão com tensão nominal igual ou superior a 345 kV o tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de abertura dos disjuntores de todos os terminais, não deve exceder 100 ms.

A Tabela V-16 mostra os casos de oscilações estáveis utilizados nas simulações.

**Tabela V-16 - Casos simulados de oscilações eletromecânicas estáveis**

Casos	Tipo de falha	UGs em operação	P (MW)	Q (Mvar)
Caso 10	Curto-circuito 3F na Barra 4 -100 ms	3	420	90
Caso 11	Curto-circuito 3F na Barra 4 -100 ms	3	300	0
Caso 12	Curto-circuito 3F na Barra 4 -100 ms	3	220	- 90
Caso 13	Curto-circuito 3F na Barra 4 -100 ms	3	420	- 90
Caso 14	Curto-circuito 3F na Barra 4 -100 ms	1	420	- 90

A Figura V-30 e a Figura V-31 mostram a tensão terminal da Barra 4 e a potência ativa da UG01 durante as simulações.

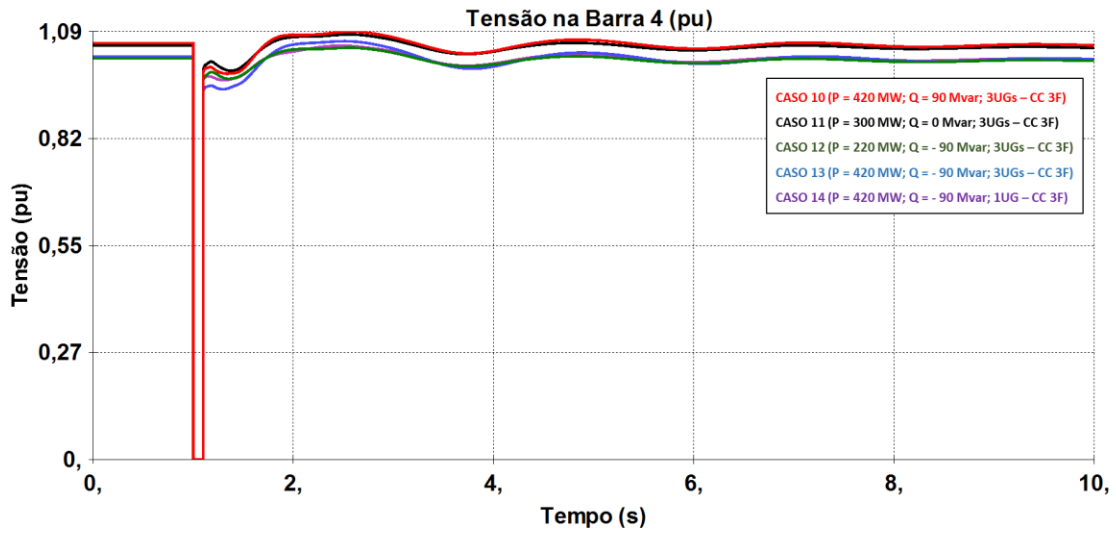


Figura V-30 - Tensão na Barra 4 para os casos 10 a 14

As tensões mostram um curto-circuito trifásico franco na Barra 4 com a eliminação do defeito em 100 ms e posterior restabelecimento dos níveis pré-falta.

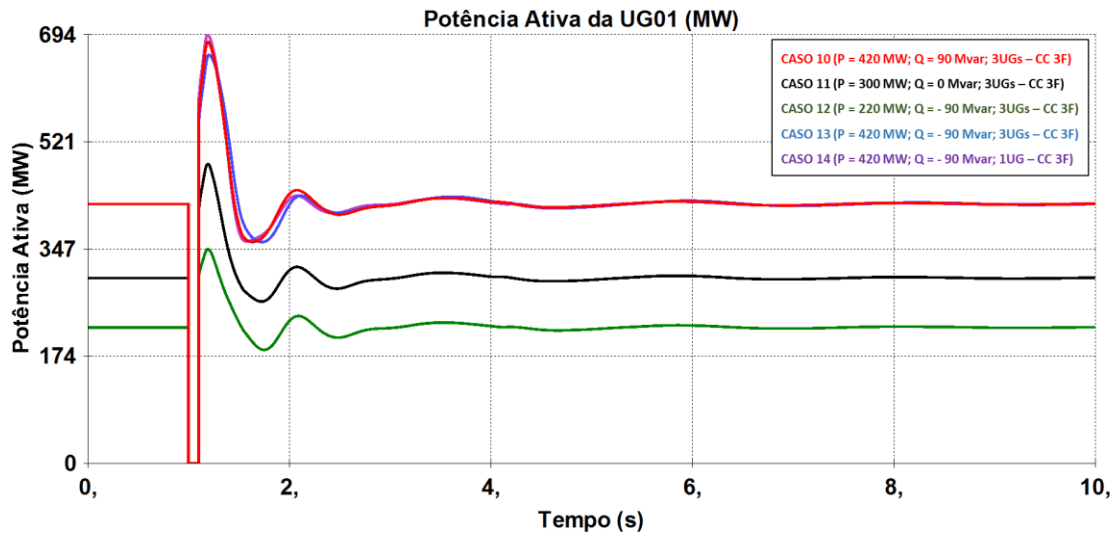
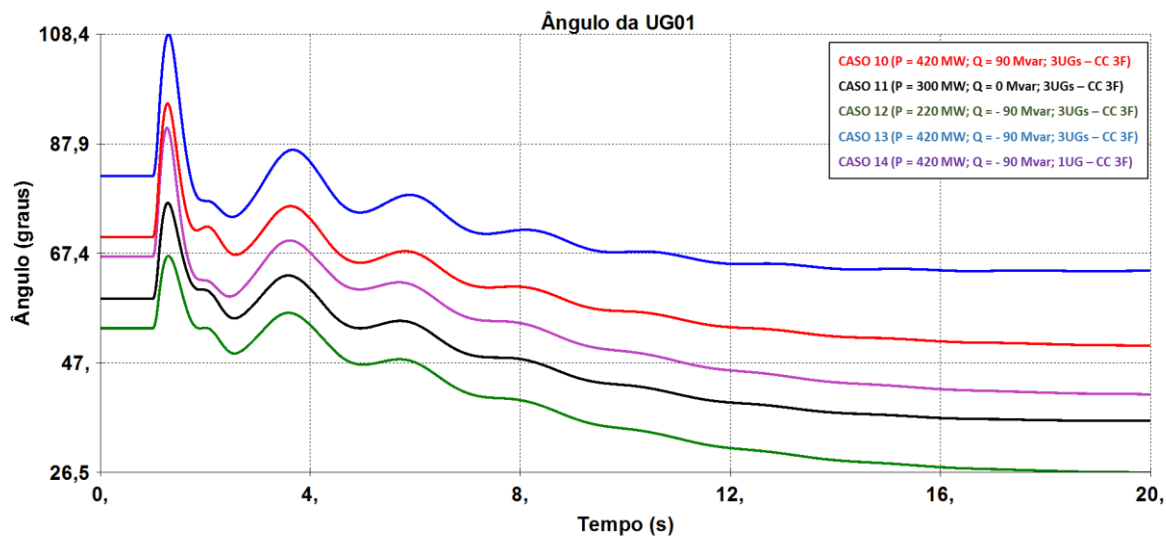


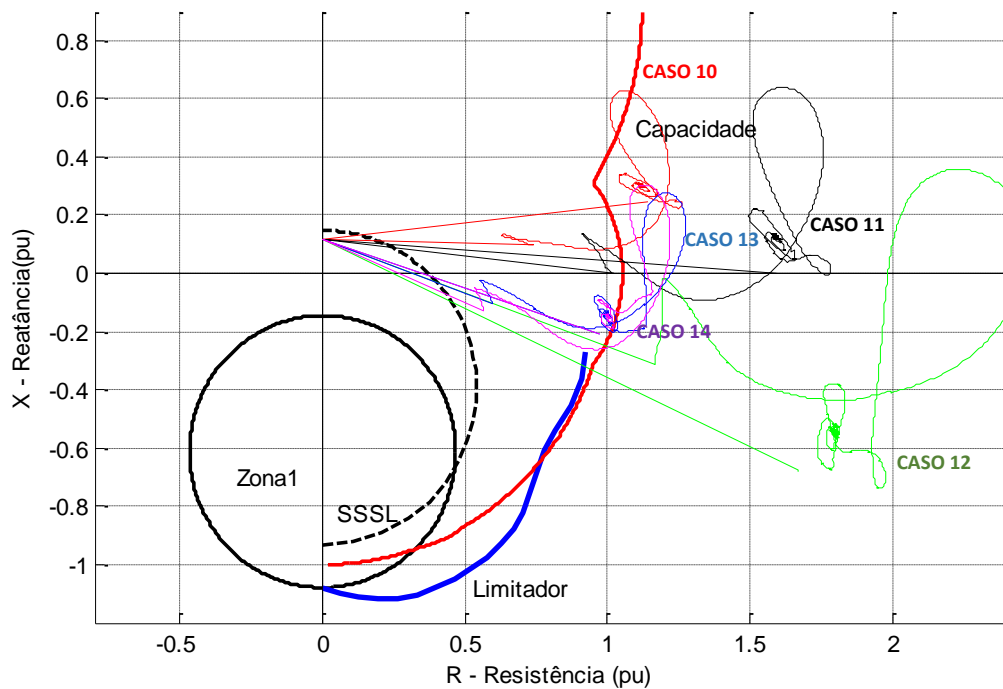
Figura V-31 - Potência ativa da UG01 para os casos 10 a 14

Após a eliminação do defeito no instante  $t = 1,1$  s, ocorre oscilação da potência com posterior estabilização em um novo ponto operativo conforme mostrado nas Figura V-31 e Figura V-32.



**Figura V-32 - Ângulo da UG01 para os casos 10 a 14**

Nas simulações realizadas no plano R-X, a trajetória de impedância vista pelo gerador parte de um ponto de operação para um ponto próximo à origem, que corresponde ao valor da impedância do transformador elevador.



**Figura V-33 - Mason - Mho com uma zona de atuação - casos 10 a 14**

Não houve violação da característica de proteção proposta por Mason para os casos simulados.

No esquema mho com *offset* positivo (Figura V-34), a característica é violada na parte positiva do eixo X, entretanto não atuação da unidade direcional ao mesmo tempo da atuação do elemento de perda de excitação para nenhum ponto da trajetória de impedância.

Nos esquemas mho com *offset* positivo com alcance de 125% do SSSL (Figura V-35) também não houve risco de atuação para os casos simulados

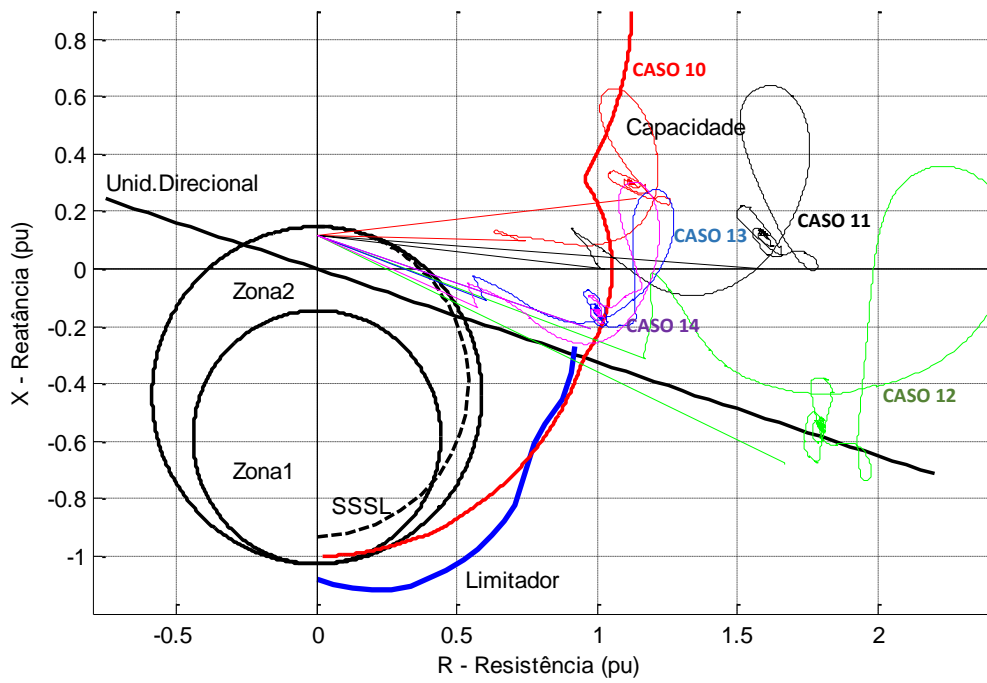


Figura V-34 - Mho com *offset* positivo e unidade direcional - casos 10 a 14

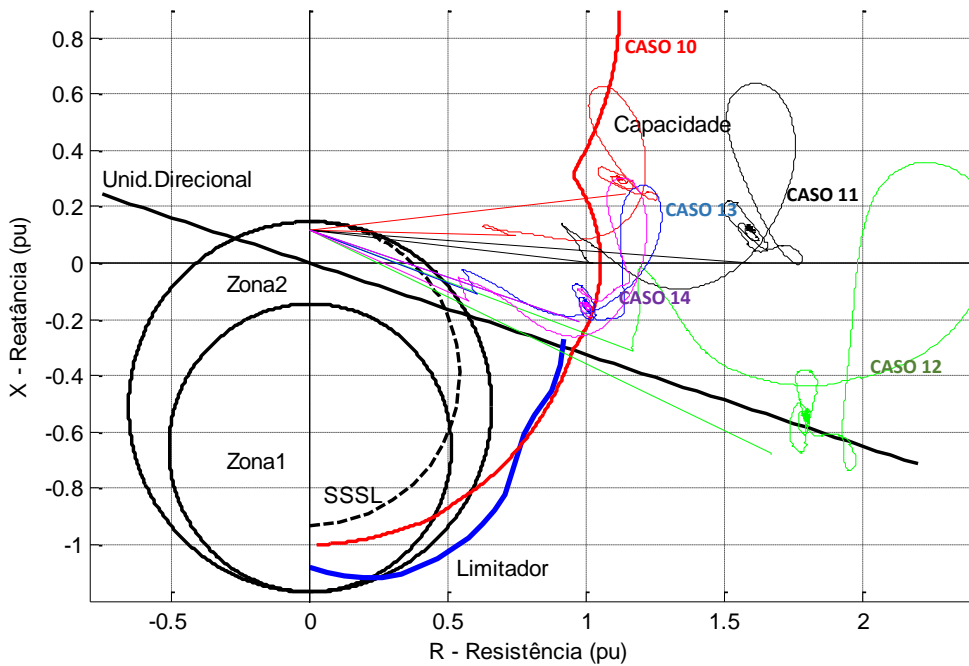
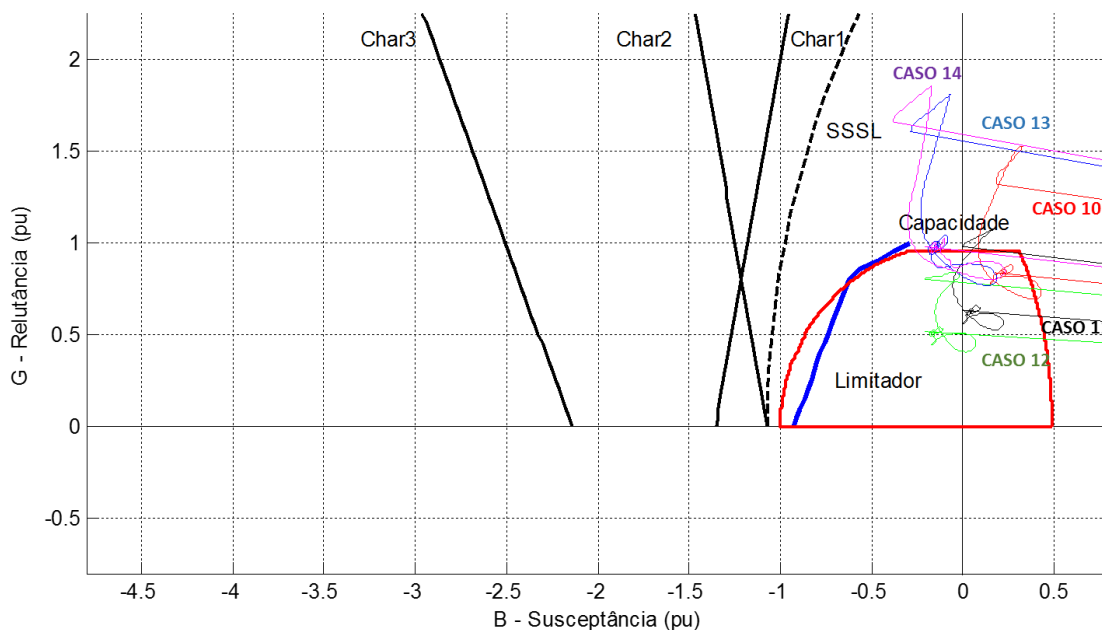


Figura V-35 - Mho com *offset* positivo e unidade direcional - Método 2 - casos 10 a 14

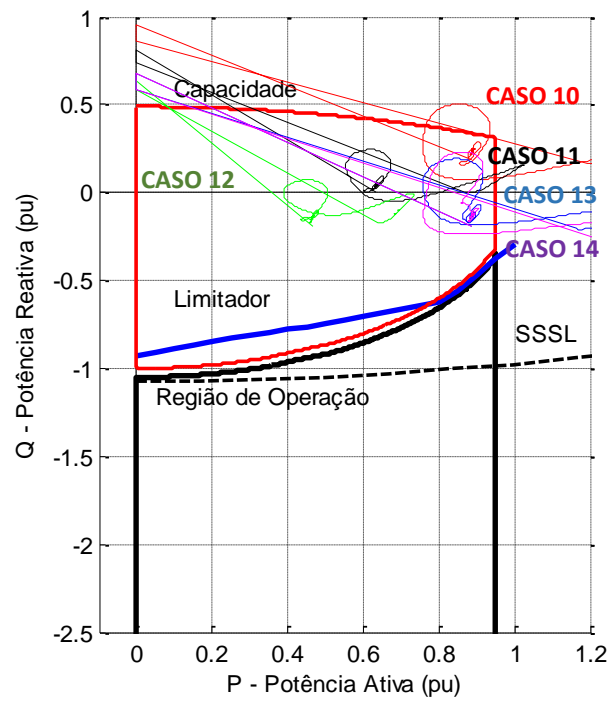
Na trajetória de admitância, no período relativo ao curto-circuito a susceptância vista pela máquina atinge o valor elevado (reatância igual a reatância do transformador e resistência igual a zero) e a posterior oscilação ocorre longe da característica 1 que é a mais restritiva deste esquema, não atuando para os casos simulados.



**Figura V-36 - Característica de proteção por admitância - casos 10 a 14**

No plano P-Q, a trajetória parte de um ponto de operação para o ponto onde a potência ativa é igual a zero no instante do curto-circuito. As oscilações de potência verificadas no período pós falta também não sensibilizam a característica do plano P-Q para os casos simulados.





**Figura V-37 - Esquema de proteção baseado na medição P-Q (casos 10 a 14)**

## CAPÍTULO VI CONCLUSÕES

Os critérios de ajustes propostos pelas normas e pela literatura tendem a atender a maioria das aplicações, pois são resultados dos estudos de especialistas ao longo dos anos. Entretanto, este trabalho mostra e a própria literatura corrobora a necessidade da utilização de simulações dinâmicas para que as consequências da perda de excitação sejam conhecidas e para que haja segurança de que os ajustes aplicados sejam sensíveis aos distúrbios e atendam as premissas de coordenação e seletividade. Para tanto, a análise conjunta das proteções com os limites operativos do gerador e com os ajustes do limitador de subexcitação também deve fazer parte do estudo.

Quanto aos efeitos da perda de excitação de um gerador conectado ao SIN, foram observados principalmente, absorção de potência reativa, aumento da corrente estatórica, redução de tensão terminal e perda de sincronismo da unidade. Para o SIN observou-se aumento da contribuição de potência reativa das linhas de transmissão e dos geradores próximos e a redução das tensões das barras atingiu níveis dentro dos limites de operação, dado a grande capacidade e rapidez de suprimento de potência reativa do SIN.

Quanto às principais proteções de perda de excitação e os ajustes adotados, o desempenho apresentado foi dentro do esperado para os casos simulados considerando diversas condições operativas. A sensibilização das unidades e o disparo da proteção ocorreram antes de que as grandezas envolvidas neste distúrbio atingissem valores que provocassem danos à unidade geradora e ao SIN. Cumpre destacar que modificações de ajustes propostos pela literatura podem otimizar o desempenho das proteções para uma aplicação específica.

Nos esquemas mho com *offset* positivo e característica de proteção no plano P-Q a coordenação com limite de estabilidade de regime permanente ocorreu ao longo de toda a característica, visto que os ajustes destes esquemas foram definidos considerando esta premissa. No esquema Mason esta coordenação ocorre em parte da característica e no esquema de característica no plano de admitância o limite de estabilidade de regime permanente seria atingido antes da atuação da proteção, na ocasião de uma não atuação do limitador de subexcitação.

A ação do limitador de subexcitação, nos casos de redução da tensão de referência do regulador de tensão, também ocorreu antes que a zona de atuação da proteção de perda de excitação seja atingida, mesmo para o esquema sugerido pela norma IEEE de Mho com *offset* positivo com alcance da Zona 2 de 125% do SSSL.

A seletividade dos esquemas também foi observada pelas simulações de distúrbios externos ao gerador que provocaram oscilações eletromecânicas estáveis. Os esquemas de proteção não foram sensibilizados para os casos de curto-circuito trifásico e tempo de eliminação de defeito de 100 ms. A eliminação do defeito em tempos maiores e contingências que envolvam um número maior de desligamentos aumentariam a severidade das oscilações e também a probabilidade de sensibilização das proteções.

A utilização de uma base de dados consolidada pelo setor elétrico de modelos de regime permanente e dinâmico de todo o SIN contribui para que as simulações sejam realizadas utilizando parâmetros informados e consolidados pelos próprios agentes do setor elétrico. Estas são ferramentas de estudos para definições de ajustes de vários esquemas de proteção.

No que se refere às sugestões de trabalhos futuros, destacam-se possíveis contribuições para a implementação dos modelos das principais proteções de perda de excitação na base de dados de relés do ANATEM, visto que se encontra em fase de desenvolvimento neste programa elementos chaveados que permitem desligar equipamentos, segundo uma lógica modelada por blocos. A criação de comandos específicos que simulem faltas relacionadas à perda de excitação no ANATEM também atuariam como facilitadores para que as futuras simulações sejam realizadas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CROSSMAN, G. C.; LINDEMUTH, H. F.; WEBB, R. L. "Loss-of-Field Protection for Generators". Vol. 61, Maio 1942.
- [2] MASON, C. R. "A New Loss of Excitation Relay for Synchronous Generators". *AIEE Transactions*, vol. 68, 1949.
- [3] TREMAINE, R. L.; BLACKBURN, J. L. "Loss-of-Field Protection for Synchronous Machines", Agosto 1954.
- [4] BERDY, J. "Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generator". *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, vol. 94, no.5, pp. 1457-1463, Setembro/Outubro 1975.
- [5] ARNDT, C. R.; ROGERS, M. "A Study of Loss-of-Excitation Relaying and Stability of a 595 MVA Generator on the Detroit Edison System", *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, vol. 94, no. 5, Setembro/Outubro 1975.
- [6] MACKENZIE, W. F.; IMHOF, J. A.; DEWEY, C.; EMMERLING, E. J.; FREER, F. H.; HOROWITZ, S. H.; WAGNER, C. L. "Loss-of-Field Relay Operation During System Disturbances Working Group Report". *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, vol. 94, no. 5, Setembro/Outubro 1975.
- [7] DARRON, H. G.; KOEPFINGER, J. L.; MATHER, J. R.; RUSCHE, P. A. "The Influence of Generator Loss of Excitation on Bulk Power System Reliability". *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, vol. 94, no. 5, Setembro/Outubro 1975.
- [8] PIERRE, C. R. ST. "Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-21, no. 1, Janeiro/Fevereiro 1985.
- [9] RANA, R. D.; SCHULZ, R. P.; HEYECK, M.; BOYER Jr., T. R. "Generator Loss of Field Study for AEP's Rockport Plant". *IEEE Computer Application in Power*, 1990.
- [10] RIBEIRO, J. R. "Minimum Excitation Limiter Effects on Generator". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, no. 1, Março 1991.

- [11] ELKATEB, M. M. "Seen Impedance by Impedance Type Relay during Power System Sequential Disturbances". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 4, Outubro 1992.
- [12] DE LIMA, J. C. M.; DELBONI, M. P.; ANDRADE, J. C. B.. "Revião Crítica da Filosofia de Proteção contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos", *VII Seminário Técnico de Proteção e Controle*, Junho 2003.
- [13] LEITE, A. G.; JÚNIOR, J. B. M.; DA SILVA, R. J. G. C.. "Vantagens e Desvantagens da Utilização da Curva Tomate na Função 40 das Novas Unidades Geradoras da Hidrelétrica de Itaipu". *VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle*, Julho 2005.
- [14] TAMBAY, S. R.; PAITHANKA, Y. G. "A New Adaptative Loss of Excitation Relay Augmented by Rate of Change of Reactance". *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.
- [15] GUIMARÃES, C. H. C.; RANGEL, R. D. "Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras". *X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Maio 2006.
- [16] SANDOVAL, R.; GRUZMÁN, A.; ALTUVE, H. J.. "Dynamic Simulations Help Improve generator Protection". *Power Systems Conference: Advanced Metering Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, Março 2007.
- [17] BUKHALA, Z.; CONRAD, S.; CRAWLEY, T.; GRADELL, J.; HAMILTON, R.; HASENWIKLE, I.; HERBST, D.; HENRIKSEN, L.; JOHNSON, G.; KERRIGAN, P.; KHAN, S.; KOBET, G.; KUMAR, P.; PATEL, S.; NELSON, B.; SEVCIK, D.; THOMPSON, M; UCHIYAMA, J.; USMAN, S.; WAUDBY, P.; YALLA, M.. "Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability". *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [18] BENMOUYAL, G. "O Impacto do Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos nos Relés e Sistemas de Proteção". *SEL Schweitzer Engineering Laboratoris, Inc.*, 2007.
- [19] DA COSTA JR, P.; GONÇALVES JR, L.; DE AQUINO, C. V.; DE SOUZA, A. N.; CASTANHO, J. E. C.; ZAGO, M. G.. "Curvas de Capacidade e Dinâmica de Geradores Síncronos". *9<sup>th</sup> Brazilian Conference on Dynamics, Control and their Applications*, Junho 2010.

- [20] MORAES, A. P.; CARDOSO JR., G.; MARIOTO, L.; CANHA, L. N.. "Performance Evaluation of the Adaptive Loss of Field Protection in Synchronous Generators by means of the Positive *Offset* Method". *IEEE*, Dezembro 2012.
- [21] SHI, Z. "Investigation on Generator Loss of Excitation Protection in Generator Protection Coordination". *ABB - Dissertação de Mestrado*, 2010.
- [22] SIWANG, Y.; WEIJIAN, W.; LING, L., LIN, G.; ARUI, Q. "Discussion on Setting Calculation of Loss-of-Excitation Protection for Large Turbogenerator". *2010 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Outubro 2010.
- [23] YADONG, L.; ZENGPING, W.; YI, S.; LIMING, T.. "Research on Loss-of-Excitation Protection of Large Generator Directly Connected to UHV Grid". *2010 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, Outubro 2010.
- [24] GAZEN, Y. N.; CARDOSO JR., G.; DE MORAIS, A. P; MARIOTTO, L.. "Uma Proposta de Proteção Contra Perda de Excitação Fundamentada no Comportamento da Trajetória da Impedância Aparente Vista pelo Relé no Tempo". *XI Seminário Técnico de Proteção e Controle*, Novembro 2012.
- [25] SHI, Z. P.; WANG, J. P.; GAJIC, Z.; SAO, C.; GHANDHARI, M.. "The Comparasion and Analysis for Loss of Excitation Protection Schemes in Generator Protection". *IIª IET International Conference on Developments in Power Systems Protection*, 2012.
- [26] IEEE Guide for AC Generator Protection, ANSI/IEEE C37.102, 2006.
- [27] DUARTE, A. C. Curso de Proteção de Geradores, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Setembro 2011.
- [28] DE OLIVEIRA, S. E. M.; DOS SANTOS, M. G. "Impact of Under-Excitation Limit Control on Power System Dynamic Performance", *IEEE Transactions on Power System*, vol. 10, no. 4, November 1995. UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [29] DE OLIVEIRA, S. E. M., "Influência de Diversos Parâmetros nos Limites de Estabilidade de uma Máquina Síncrona", *IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1977.
- [30] BENMOUYAL, G.; CALERO, F.; GOIN, R.; HERRMANN, H. J.; OTERINO, O. M.;

MESSING, L.; MISRA, N. N.; YALLA, M. V. V. S.; YIP, T.; WROBLEWSKA, S.. "International Guide on the Protection of Synchronous Generators". *A Report of Cigré Working Group B5.04*, 2011.

- [31] Arquivo Técnico DMAT – Geradores Síncronos – Curva de Capacidade – Itaipu Binacional, Fevereiro 1983.
- [32] HERMAN, H.; SIEMENS A. G.; NUREMBERG; GAO, D.; SIMENS POWER AUTOMATION.; NANJING, P. R.. "Underexcitation Protection based on Admittance Measurement – Excellent Adaption on Generator Capability Curves”. 1<sup>st</sup> International Conferences on Hydropower Technology & Key Equipment 2006, Beijing 28-29, Outubro 2006.
- [33] MORAIS, A. P. "Avaliação do Desempenho dos Métodos de Proteção contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos: Uma Contribuição Utilizando a Teoria dos Conjuntos Nebulosos”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, 2008.
- [34] SIEMENS. “SIPROTEC - Multifunctional Machine Protection 7UM62”. V4.6, Manual.
- [35] CARRASCO, R.V. “Avaliação do Desempenho de Esquemas de Proteção de Máquina Síncrona contra Perda de Excitação”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- [36] TARANTO, G. N. Notas de Aula da Disciplina Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [37] Labspot - Sistemas de Excitação de Geradores Síncronos. Disponível em: <[www.labspot.ufsc.br/~simoies/dincont/dc-cap5.pdf](http://www.labspot.ufsc.br/~simoies/dincont/dc-cap5.pdf)>.