



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WESLEY RODRIGUES HERINGER

ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM GERADORES DISTRIBUÍDOS: CONSIDERAÇÕES SOBRE A PROTEÇÃO 78PS

DM 20/2024

Belém – Pará

2024

WESLEY RODRIGUES HERINGER

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM
GERADORES DISTRIBUÍDOS: CONSIDERAÇÕES
SOBRE A PROTEÇÃO 78PS**

DM 20/2024

Dissertação submetida à Banca Examinadora
do Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau
de Mestre em Engenharia Elétrica na área de
Sistemas de Energia Elétrica.

ORIENTADOR: PROF. DR. MARCUS VINICIUS A. NUNES

Belém – Pará

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

H546a HERINGER, WESLEY RODRIGUES.
 Análise de Estabilidade Transitória em Geradores Distribuídos:
 Considerações Sobre A Proteção 78PS / WESLEY RODRIGUES
 HERINGER, WESLEY HERINGER. — 2024.
 94 f. : il. color.

 Orientador(a): Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
 Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,
 Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
 Engenharia Elétrica, Belém, 2024.

 1. Proteção Contra Perda de Sincronismo. 2. Estabilidade
 Transitória. 3. Sistemas de Distribuição. 4. Estudo de Caso. I.
 Título.

CDD 621.3191

WESLEY RODRIGUES HERINGER

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM GERADORES
DISTRIBUÍDOS: CONSIDERAÇÕES SOBRE A PROTEÇÃO 78PS**

Dissertação submetida à Banca Examinadora
do Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica na área de Siste-
mas de Energia Elétrica.

Este trabalho foi julgado em 09/09/2024 adequado para obtenção do Grau de Engenheiro
Eletricista, e aprovado na sua forma final pela banca examinadora que atribuiu o conceito

Prof. Dr. Marcus V. A. Nunes
(FEEB/ITEC/UFPA)
ORIENTADOR

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(ITEC/UFPA)
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

Engº. Dr. André Melo de Moraes.
(UFPA)
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Dione José Abreu Vieira
(UNIFESSPA)
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

Belém – Pará
2024

Este trabalho é dedicado à todas as pessoas e circunstâncias que contribuíram para o desenvolvimento de minha vida acadêmica, profissional e ética.

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Dirlene Ferreira da Silva, que sempre esteve do meu lado em todos os momentos me apoiando de forma incondicional.

Ao orientador, Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes, e aos Membros da Banca por aceitarem participar deste momento único na minha jornada profissional.

Aos meus amigos da Equatorial Energia Pará, Loreddana Bandeira, Jucileno Silva, Marcelo Sousa e Francerdey Marlos, pois estes sempre estiveram me apoiando e incentivando dentro e fora do ambiente de trabalho.

E o por último e mais especial, ao meu filho Wesley Heringer Júnior, que é razão da minha vida.

*“Don’t waste your time looking back, you’re not going that way.”
- Ragnar Lothbrok.*

RESUMO

Esta dissertação tem por objetivo apresentar uma análise da estabilidade transitória em geradores distribuídos, considerando a atuação da proteção 78PS, contra perda de sincronismo. Neste contexto, os estudos desenvolvidos neste trabalho serão considerados para dois casos reais distintos de duas usinas de cogeração com geradores síncronos de potências diferentes, sendo uma usina sucroalcooleira, a qual será conectada em breve a um alimentador rural extenso da subestação de Paragominas 34,5 kV da Equatorial Energia – PA, sendo no segundo caso analisado uma indústria de polpas de frutas que utiliza a biomassa resultante dos processos como combustível para a caldeira a vapor, a qual se conecta à uma turbina, para acionamento de um gerador. Por sua vez, este sistema será interligado em um alimentador predominantemente urbano, em uma subestação de distribuição de 13,8 kV em Castanhal no interior do Pará. As análises são realizadas por meio de simulação completa no domínio do tempo via *software* Anatem[®], considerando dois modos de controle de tensão das máquinas síncronas: sem controle de tensão; e com controle de tensão. Os estudos fornecem as margens de estabilidade transitória das máquinas e considerações sobre a proteção contra a perda de sincronismo dos geradores síncronos. Os resultados indicam que o uso do modo de controle de tensão do regulador automático de tensão e a coordenação entre a proteção dos alimentadores internos do consumidor industrial e a proteção da usina são fundamentais para garantir a manutenção do sincronismo da geração distribuída.

Palavras-chaves: Proteção contra Perda de Sincronismo, Estabilidade Transitória, Sistemas de Distribuição, Estudo de Caso.

ABSTRACT

This dissertation aims to present the transient stability analysis in Distributed Generators, considering the performance of 78PS protection, against loss of synchronization. In this context, the studies developed in this work will be considered For two distinct real cases of two cogeneration plants with synchronous generators of different powers, being a sugar-alcohol plant, which will soon be connected to An extensive rural feeder of Equatorial Energia's Paragominas 34.5 kV substation, being in the second case analyzed a fruit pulp industry that uses biomass Resulting from the processes as fuel for the steam boiler, which connects to the a turbine, to drive a generator. In turn, this system will be interconnected in a predominantly urban feeder, in a distribution substation of 13.8 kV at Castanhal in the interior of Pará. The analyses are carried out by means of complete simulation in the time domain through software Anatem[®], considering two modes of voltage control of synchronous machines: 1) without voltage control; and 2) with voltage control. The studies provide the margins of transient stability of the machines and considerations on the protection against the loss of timing of synchronous generators. The results indicate that the use of the voltage control mode of the automatic voltage regulator and the coordination between the protection of the internal feeders of the industrial consumer and the protection of the plant are fundamental to ensure the maintenance of the timing of distributed generation.

Keywords: Out-of-step Protection, Transient Stability, Distribution Power System, Case Study.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Classificação de Estabilidade de Sistemas de Potência.	5
Figura 2 – Dinâmica das tensões durante um evento de instabilidade	6
Figura 3 – Evento de instabilidade de frequência.	9
Figura 4 – Diagrama unifilar Gerador vs barra infinita	10
Figura 5 – Critério das áreas iguais	11
Figura 6 – Resposta instável do ângulo do rotor.	12
Figura 7 – Corte transversal de uma máquina de polos lisos	13
Figura 8 – Corte transversal de uma máquina de polos salientes.	14
Figura 9 – Representação fasorial da máquina de polos salientes (UMANS, 2014).	15
Figura 10 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura de máquina com polos salientes	17
Figura 11 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura de máquina com polos salientes	18
Figura 12 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura de máquina com polos salientes	19
Figura 13 – Diagrama RX relê 40.	21
Figura 14 – Resposta dinâmica das potências na máquina síncrona para um evento instável	22
Figura 15 – Curvas IEC/ANSI do relê 50 e 51.	23
Figura 16 – Circuito equivalente	25
Figura 17 – Trajetória da impedância no plano complexo	26
Figura 18 – Ajustes do esquema mho com <i>blindings</i> simples para PPS: (a) ajuste reverso, (b) ajuste direto.	28
Figura 19 – Diagrama RX do relé mho com <i>blindings</i> duplo	30
Figura 20 – Diagrama de blocos do relé 78PS no SEL 700G	31
Figura 21 – Fluxograma para simulação no Anatem.	33
Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema em estudo.	34
Figura 23 – Diagrama de blocos do Regulador Automático de Tensão	35
Figura 24 – Diagrama de blocos do RAT modelado no CDUEdit	35
Figura 25 – Diagrama unifilar do sistema em estudo.	36
Figura 26 – Ponto de operação do caso 1(sem controle de tensão).	38
Figura 27 – Comparação entre caso estável e instável	39
Figura 28 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potência.	39
Figura 29 – Ponto de operação caso 1 (controle de tensão).	40
Figura 30 – Comparação entre as respostas estáveis do ângulo do rotor da GD	41

Figura 31 – Comparação entre as respostas dinâmicas estável (azul) e instável(vermelho) com RAT	41
Figura 32 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potência.	42
Figura 33 – Diagrama RX do ajuste do relé 78PS (controle de tensão)	43
Figura 34 – Diagrama RX do ajuste do relé 78PS (sem controle de tensão)	44
Figura 35 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 170 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão	45
Figura 36 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 171 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão	46
Figura 37 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 49 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão	47
Figura 38 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 50 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão	48
Figura 39 – Geolocalização da GD.	49
Figura 40 – Diagrama unifilar do sistema estudado.	50
Figura 41 – Diagrama de blocos do Regulador Automático de Tensão	51
Figura 42 – Ponto de operação gerado pelo Anarede.	52
Figura 43 – Resposta do ângulo do rotor para o caso do tempo crítico de falta de 100ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão	53
Figura 44 – Comparação entre as respostas dinâmicas estável (azul) e instável(vermelho) no modo FP unitário	53
Figura 45 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potências	54
Figura 46 – Ponto de operação.	55
Figura 47 – Resposta do ângulo δ para o tempo de falta de 100 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão	55
Figura 48 – Comparação entre as Respostas do ângulo δ para o tempo de falta de 100 ms, no qual o gerador opera com FP unitário e com controle de tensão	56
Figura 49 – Resposta do ângulo δ estável(vermelho) e instável (azul)	56
Figura 50 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potências.	57
Figura 51 – Diagrama RX do ajuste do relé 78PS	58
Figura 52 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 175 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão	60
Figura 53 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 176 ms: (a) ajuste reverso, (b) Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 176 ms ampliada.	61

Figura 54 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 267 ms, no qual o gerador opera com controle de tensão	62
Figura 55 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 268 ms: (a) ajuste reverso, (b) Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 268 ms ampliada.	63
Figura 56 – <i>Datasheet</i> das máquinas pertencente ao estudo de caso 1	69
Figura 57 – <i>Datasheet</i> das máquinas pertencente ao estudo de caso 1	70
Figura 58 – Diagrama de blocos do RAT pertencente à máquina do estudo caso 2	71
Figura 59 – Resultados do fluxo de no modo sem controle de tensão	73
Figura 60 – Resultados do fluxo de no modo controle de tensão	74
Figura 61 – Resultados do fluxo de no modo sem controle de tensão	75
Figura 62 – Resultados do fluxo de no modo controle de tensão	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tabela ANSI	20
Tabela 2 – Dados de carregamento do Alimentador	34
Tabela 3 – Dados de carregamento do Alimentador	34
Tabela 4 – Dados de impedância inseridos no Anarede	37
Tabela 5 – Ajustes aplicados no relé 700G da SEL	44
Tabela 6 – Ajustes aplicados no relé 700G da SEL	45
Tabela 7 – Dados de impedância inseridos no Anarede	50
Tabela 8 – Dados de impedância inseridos no Anarede	50
Tabela 9 – Ajustes aplicados no relê 700G da SEL	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
ANSI	<i>American National Standard Institute</i>
CAG	Controle Automático de Geração
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
ERAC	Esquema Reginal de Alívio de Carga
ESP	Estabilizador de Sistemas de Potência
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Eletrotechnical Comission</i>
IED	<i>Intelligent Eletronic Device</i>
OEL	<i>Over Excitation Limiter</i>
OLTC	<i>On Load Tape Changer</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OOS	Out-Of-Step
OST	<i>Out-Of-Step trip</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PIE	Produtores Independentes de Energia
p.u.	por unidade
RAT	Regulador Automático de Tensão
ROCOF	<i>Rate Of Change Of Frequency</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional do Brasil

LISTA DE SÍMBOLOS

Δ_ω	Ângulo delta referenciado no eixo em quadratura da máquina síncrona
$\delta_{(t)}$	Ângulo delta em função do tempo referenciado no eixo em quadratura da máquina síncrona
δ	Ângulo delta referenciado no eixo em quadratura da máquina síncrona
δ_1	Ângulo delta final referenciado no eixo em quadratura da máquina síncrona
ϕ	ângulo da corrente de armadura
δ_{crit}	Ângulo delta crítico referenciado no eixo em quadratura da máquina síncrona
E_{af}	Módulo da tensão interna
$\hat{E}_{af}$	Fasor da tensão interna
E_{fd}	tensão de campo da máquina
E'_q	tensão transitória da máquina projetada no eixo q, em pu
E''_q	tensão subtransitória da máquina projetada no eixo q
$\hat{E}_R$	Fasor da tensão no terminal receptor
$\hat{E}_s$	Fasor da tensão no terminal de envio
$\hat{I}_a$	Fasor de corrente de armadura
I_d	corrente da armadura da máquina projetada no eixo d
$\hat{I}_d$	Fasor da corrente no eixo direto
$\hat{I}_q$	Fasor de corrente referenciado no eixo em quadratura
H	Constante de tempo de inércia em segundos
L'_d	indutância transitória de eixo direto
L''_d	indutância subtransitória de eixo direto
L_l	indutância de dispersão da armadura
R_a	Resistência da armadura
R_r	Resistência do sistema da Equatorial

R_{int}	Resistência interna da indústria
T_e	Torque elétrico
T'_{d0}	constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto
T''_{d0}	constante de tempo transitória de eixo em quadratura em circuito aberto
T_m	Torque mecânico
T'_{q0}	Constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo em quadratura
T''_{q0}	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto do eixo em quadratura
$\hat{V}_a$	Fasor da tensão de armadura
V_{eq}	Módulo da tensão equivalente
X_d	Reatância síncrona referenciada no eixo direto
X'_d	Reatância transitória referenciada no eixo direto
X''_d	Reatância subtransitória referenciada no eixo direto
X_{int}	Reatância interna da indústria
X_{EQ}	Reatância do sistema supridor
X_q	Reatância referenciada no eixo em quadratura
X_L	Reatância da linha
X_R	Reatância do terminal de recepção
X_s	Reatância do terminal de envio
X_T	Impedância total
X_{TGD}	Reatância do transformada da geração distribuída
X_{eq}	Reatância equivalente
Z_e	Impedância equivalente
Z_{ind}	Impedância interna da indústria
Z_{EQ}	Impedância do sistema do supridor
Z_L	Impedância da linha
Z_r	Impedância no terminal de recepção
Z_t	Impedância total

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
	OBJETIVOS	2
	PUBLICAÇÕES	3
	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	3
2	ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .	4
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	4
2.1.1	ESTABILIDADE DE TENSÃO	5
2.1.2	ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA	7
2.1.3	ESTABILIDADE ANGULAR	9
2.1.3.1	CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS	9
2.1.3.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	12
3	MÁQUINAS SÍNCRONAS	13
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	13
3.1.1	MODELO ESTÁTICO	15
3.1.2	MODELO DINÂMICO	16
3.1.3	PROTEÇÕES DE MÁQUINAS SÍNCRONAS	20
3.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	23
4	PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO	24
4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	24
4.1.1	FILOSOFIA DA PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO (78PS) . .	24
4.1.1.1	MÉTODOS DE DETECÇÃO E TIPOS DE ESQUEMAS	27
4.1.2	RELÉ MHO <i>Blinders</i> SIMPLES	28
4.1.3	RELÉ MHO <i>Blinders</i> DUPLO	29
4.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	31
5	ESTUDOS DE CASOS	32
5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	32
5.1.1	ESTUDO DE CASO 1:	33
5.1.2	ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	36
5.1.3	SIMULAÇÕES DINÂMICAS	37
5.1.3.1	SEM CONTROLE DE TENSÃO	37
5.1.3.2	COM CONTROLE DE TENSÃO	40
5.1.3.3	CONSIDERAÇÕES SOBRE A PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE SINCRONISMO . .	42

5.2	ESTUDO DE CASO 2:	48
5.2.1	ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	51
5.2.1.1	SEM CONTROLE DE TENSÃO	52
5.2.1.2	COM CONTROLE DE TENSÃO	54
5.2.1.3	CONSIDERAÇÕES SOBRE A PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE SINCRONISMO . .	57
5.2.1.4	AJUSTES DA PROTEÇÃO 78PS	58
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	64
6	CONCLUSÕES	65
	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	65
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
	APÊNDICE A – DATASHEET1	69
	APÊNDICE B – DATASHEET2	70
	APÊNDICE C – DIAGRAMA DE BLOCOS DO RAT MODELADO NO CDUEEDIT DO ESTUDO DE CASO 2	71
	APÊNDICE D – CÁLCULO DOS PARÂMETROS DO RELÊ 78PS	72
	APÊNDICE E – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA PARA O CASO 1	73
	APÊNDICE F – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA PARA O CASO 1	74
	APÊNDICE G – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA- CASO 1	75
	APÊNDICE H – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA PARA O CASO 2	76

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, muitos consumidores industriais com usinas de cogeração operam conectados à rede de distribuição (RD) para vender energia como produtores independentes de energia (PIE). Recentemente, alguns consumidores industriais dos setores sucroalcooleiro e alimentícios, localizados no estado do Pará, solicitaram acesso de suas respectivas usinas de cogeração aos sistemas de distribuição (HERINGER et al., 2023). As conexões destas usinas de cogeração, constituídas essencialmente por geradores síncronos, nas redes de distribuição podem provocar impactos técnicos, tais como, sobretensão no ponto de acoplamento comum (PAC), perda de coordenação da proteção, sobretensões transitórias, etc. Em um esforço para hospedar tais usinas de cogeração nas suas redes de distribuição, a concessionária adota os requisitos de interconexão para tais geradores, de acordo como estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A recente popularidade da geração distribuída (GD) fez com que um número crescente de pequenos geradores (classificados entre 75 kVA a 3 MVA) fossem conectados ao sistema de energia no nível de distribuição (127 V a 34,5 kV). Algumas concessionárias exigem que relés contra perda de sincronismo sejam instalados pelo proprietário da geração no PAC. Esta dissertação examinará práticas de retransmissão fora de sintonia conforme se aplicam à pequena geração proteção. Este trabalho apresentará diretrizes para configuração deste tipo de relé quando empregado, bem como a finalidade aplicabilidade desta proteção em sistemas de distribuição.

Entretanto, uma condição anormal que pode ser imposta aos geradores síncronos é a perda de sincronismo em razão das faltas na RD não eliminadas dentro do tempo crítico de falta (KUNDUR; MALIK, 2022). Uma condição de perda de sincronismo pode resultar em estresses torcionais no eixo mecânico que interliga a turbina ao gerador. Isto pode causar torques pulsantes, estresse no enrolamento, e correntes elevadas no ferro do rotor. Todos esses problemas são potencialmente prejudiciais ao gerador. Vale destacar que geradores síncronos distribuídos possuem tipicamente baixa inércia, pois em geral, são constituídos de pequenas máquinas, o que agrava o problema da estabilidade transitória de tais geradores. Além disso, muitos operadores de usinas de cogeração empregam o modo de fator de potência (FP) unitário no controle do gerador, fazendo a máquina operar com uma margem reduzida de estabilidade transitória. Portanto, é recomendado que o gerador síncrono distribuído seja desconectado automaticamente da rede em uma condição de perda de sincronismo. Por outro lado, uma atuação indevida da proteção contra a perda de sincronismo (ou mesmo de outra proteção) diante de uma oscilação estável do rotor pode causar afundamentos de tensão na RD, principalmente em um cenário de carga pesada. Portanto, este requisito, quando aplicado, pode representar um desafio para engenheiros de proteção na tarefa de ajuste e configuração do relé contra a perda de sincronismo (relé 78PS), uma vez o ajuste apropriado deste relé requer a realização de um estudo detalhado de estabilidade

transitória do sistema de distribuição ou transmissão considerando a GD.

Algumas concessionárias do Brasil requerem a inclusão da proteção contra a perda de sincronismo (relé 78PS), bem como o uso da proteção *Rate Of Change Of Frequency* (ROCOF 81R), no pacote das proteções para interconexão de geradores síncronos distribuídos, tais medidas tem como filosofia a detecção de ilhamento não intencional de uma parte da rede da concessionária com a GD, pois esta condição é indesejada, em razão de, na maioria dos casos a GD não teria condições de atender a carga, com requisitos mínimos de tensão e frequência, além de trazer insegurança em manobras de campo realizadas por intervenção de técnicos da própria distribuidora.

MOTIVAÇÃO

Em função da demanda crescente da geração distribuída, e principalmente de fontes convencionais, ou seja, baseadas em máquinas síncronas, através do modo cogeração, através da queima da biomassa advinda dos resíduos gerados dos processos das agroindústrias, as quais veem o potencial do aproveitamento dos mesmos para redução da demanda de energia elétrica proveniente das distribuidoras de energia, e com isto reduzir os custos com tal insumo. Diante do exposto, faz-se necessário realizar estudos mais detalhados destas conexões, haja vista que estas plantas industriais, se encontram distantes das subestações supridoras, e assim impondo conexões com baixo níveis de curto-circuito, e conseqüentemente trazendo dificuldades para bem ajustar as proteções contra perda de sincronismo dos geradores síncronos.

OBJETIVOS

O Objetivo deste trabalho é avaliar o funcionamento de geradores síncronos distribuídos e seus impactos durante oscilações estáveis e instáveis e avaliar um esquema de proteção da função 78 contra a perda de sincronismo. Para isso, os objetivos específicos são:

- 1 Apresentar a relevância da adoção da proteção contra perda de sincronismo para uma operação segura de geradores síncronos interligados a sistemas de geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- 2 Abordar os principais impactos na rede de distribuição frente as condições de perda de sincronismo de geradores síncronos distribuídos;
- 3 Mostrar de forma prática como os engenheiros devem realizar o dimensionamento dos ajustes da proteção contra perda de sincronismo.

PUBLICAÇÕES

Sobre o tema proposto nesta dissertação, a seguinte publicação foram gerada durante o período de elaboração:

- W.R.Heringer; C. B. Monteiro; J. S. Silva; M. S. Costa; R. S. Alves; M. S. Borges; M. O. Lima; M. A. M. Cordeiro; M. V. A. Nunes. ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE UMA USINA DE COGERAÇÃO INTERLIGADA A UM ALIMENTADOR RURAL EXTENSO DE 34,5 kV:ESTUDO DE CASO REAL. XIX ERIAC DÉCIMO NONO ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE, 2023, Foz do Iguaçu.

ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Capítulo 1: Introduz os objetivos e motivações para a execução do presente trabalho e visão geral do sistema de distribuição de energia, incluindo os principais componentes de seu sistema de proteção.

Capítulo 2: Aborda a problemática da perda de sincronismo em máquinas síncronas e seus efeitos no sistema no distribuição, bem como as filosofias de proteção contra perda de sincronismos utilizadas na literatura.

Capítulo 3: Aborda os os tipos de modelos computacionais da literatura e suas principais características matemáticas.

Capítulo 4: Serão mostrados os dados cedidos dos alimentadores da concessionária, bem como os resultados das simulações, comparando os dados medidos com os de simulação.

Capítulo 6: Aborda considerações finais sobre a estabilidade transitória em geradores síncronos distribuídos, e a importância da proteção contra perda de sincronismos para o bom desempenho e a segurança operacional nos sistemas de distribuição.

2 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

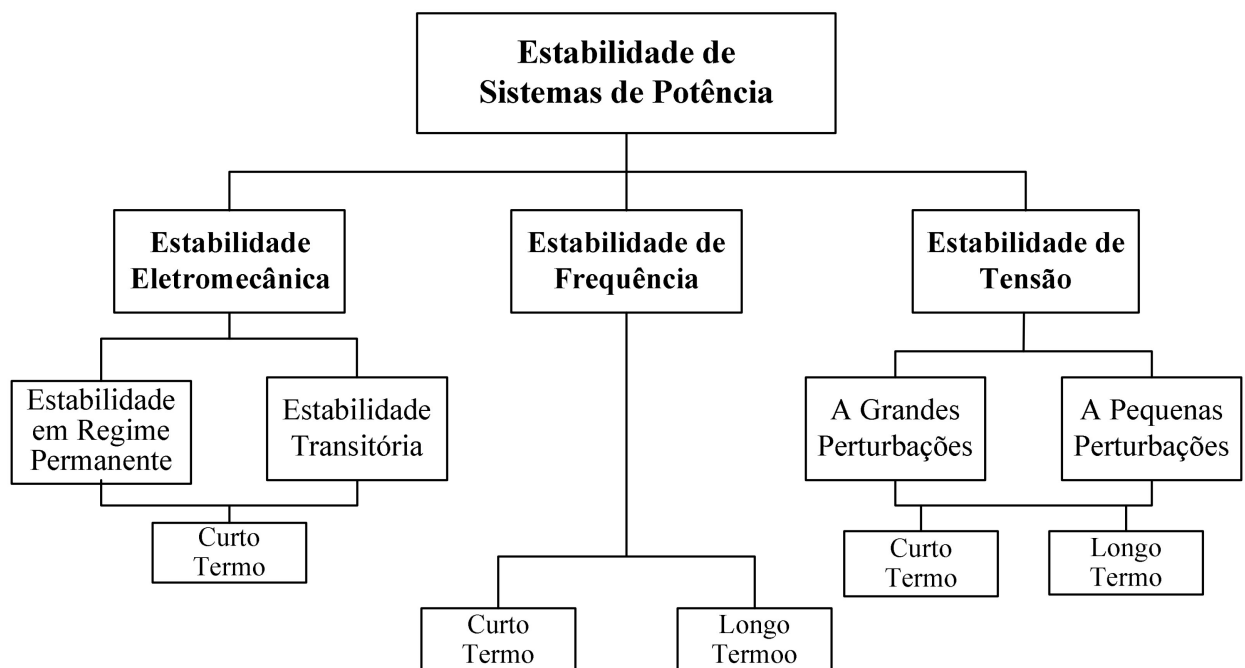
O conceito de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) está associado à capacidade do sistema de manter-se operando em torno do seu ponto de equilíbrio durante regime permanente ou de retornar a uma nova condição de equilíbrio na ocorrência de um distúrbio, seja ele causado, por exemplo, por curto-circuito, perda de carga, chaveamento de linhas de transmissão ou perda de excitação da máquina síncrona. Quando o sistema não retorna ao seu ponto de equilíbrio na ocorrência de um distúrbio, ele é dito instável. Instabilidades devem ser mitigadas durante a operação, evitando, assim, períodos de falta de energia e, também, danos aos equipamentos do Sistema Elétrico (KUNDUR; MALIK, 2022).

Os sistemas de potência em condições de estado estacionário operam muito perto de sua frequência nominal e com equilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida e entre o conjugado mecânico de entrada e o conjugado de saída de cada gerador. Todas as máquinas síncronas conectadas ao sistema de potência operam dinamicamente em torno de uma velocidade média denominada velocidade síncrona. Os reguladores de velocidade do gerador mantêm a velocidade da máquina exatamente em seu valor nominal 60 (sessenta) Hz, para o Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN). Se o sistema é perturbado, este equilíbrio sofre alteração, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas síncronas, que retornar ao mesmo ponto de operação ou encontrar um novo ponto estável. Se um gerador funciona mais rápido do que o outro, a posição angular do seu rotor em relação ao da máquina mais lenta irá avançar. A diferença angular resultante transfere parte da carga da máquina lenta para a máquina mais rápida, dependendo da relação de ângulo $\times$ potência. Isto tende a reduzir a diferença de velocidade e, portanto, a separação angular. Um aumento na separação angular é acompanhado por uma diminuição na transferência de potência por desequilíbrio no conjugado sustentado.

A perda de sincronismo entre as estações geradoras ou entre sistemas de potência é geralmente causada por algum distúrbio transitório, como uma falta na linha de transmissão ou uma mudança súbita de carga e pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores. Estas grandes perturbações do sistema causam, dinamicamente, oscilações severas nos ângulos do rotor da máquina e nos fluxos de potência. De forma resumida os distúrbios podem ser classificados como: estáveis ou instáveis. No distúrbio estável, o SEP retorna a uma nova condição de equilíbrio e no distúrbio instável as proteções devem operar satisfatoriamente. Caso contrário, grandes prejuízos podem existir, na forma de blecautes e defeitos nos equipamentos do sistema. O SEP possui característica fortemente não linear, cuja

operação está sujeita a constantes variações das cargas envolvidas, das tensões entregues pelos geradores e de parâmetros chave de operação, os quais alteram continuamente. A estabilidade de um SEP é definida como a capacidade deste sistema restabelecer um estado de equilíbrio operacional, após sofrer uma perturbação, para uma dada condição de operação inicial, de modo que as variáveis do sistema estejam dentro de limites estabelecidos. A classificação do SEP pode ser realizada levando-se em consideração aspectos como natureza física do modo resultante de instabilidade, o tamanho do distúrbio em questão, os dispositivos, os processos envolvidos e o intervalo de tempo do evento, como pode ser visto na figura 1.

Figura 1 – Classificação de Estabilidade de Sistemas de Potência.



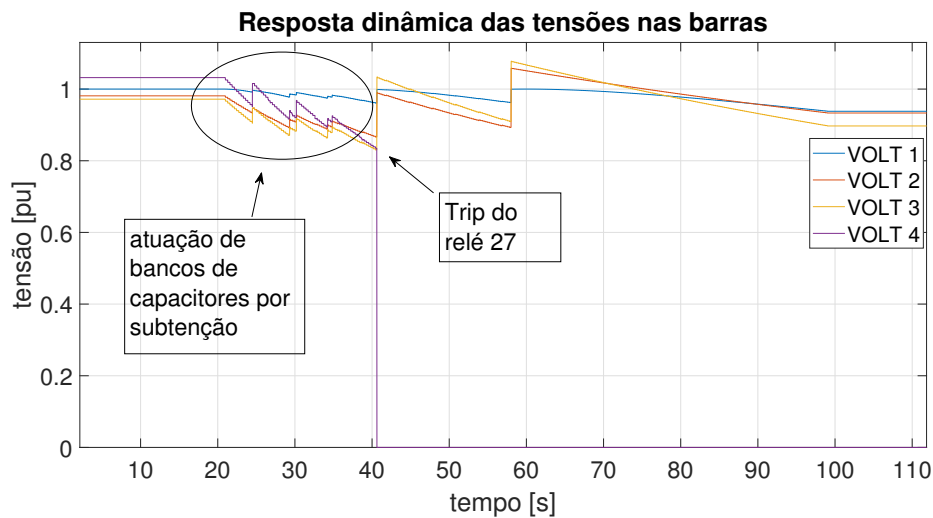
Fonte: Adaptado de (KUNDUR et al., 2004)

2.1.1 ESTABILIDADE DE TENSÃO

A definição de estabilidade de tensão baseia-se na capacidade de um sistema elétrico de potência de manter as tensões, em níveis adequados, em todos os barramentos do sistema da rede elétrica, após ter sido submetido a uma perturbação a partir de uma dada condição inicial ou quando este se encontra em regime de operação normal. A estabilidade é dependente da capacidade de manter e/ou restaurar o balanço de potência reativa do sistema, ou seja, entre a demanda e o suprimento feitos, principalmente, pelas unidades geradoras (KUNDUR; MALIK, 2022). A perda da estabilidade de tensão pode desencadear uma gradativa sub ou sobretensão em alguns barramentos do sistema, com grandes possibilidades de perda de blocos de cargas em áreas específicas ou, até mesmo, acionar mecanismos de proteção que culminem no desligamento de elementos do sistema ou de linhas de transmissão. O problema da instabilidade de tensão é

sistêmico, portanto, pode espalhar-se por todas as áreas do sistema.

Figura 2 – Dinâmica das tensões durante um evento de instabilidade .



Fonte: autor

A instabilidade de tensão não necessariamente representa o fenômeno de colapso de tensão propriamente dito. Na verdade, este fenômeno é um processo mais amplo e complexo do que a instabilidade de tensão por si só, porém uma sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão, os quais podem levar o sistema a operar em níveis muito baixos de tensão, ou a um cenário que cause o *blackout*, como o ocorrido nos meses de agosto e setembro de 2013, no sistema Tramo Oeste (HERINGER et al., 2022).

A estabilidade de tensão é classificada quanto à dimensão da perturbação e à sua duração. No que se refere à dimensão, as perturbações são agrupada em pequenas ou grandes, e certos componentes e processos que interferem na estabilidade de tensão são considerados, como o transformador com comutação de tape sob carga do inglês *On Load Tape Changer* (OLTC) e limitador de sobre corrente de excitação do inglês *Over Excitation Limiter* (OEL). Além disso, o intervalo de tempo de uma perturbação submetida a análise também deve ser levado em consideração, e para este caso, a estabilidade de tensão é classificada como de curto prazo ou de longo prazo. Esta classificação permite especificar que tipos de fenômenos devem ser avaliados por meio da análise estática daqueles em que a análise dinâmica seria mais indicada (KUNDUR; MALIK, 2022). Em estudos de estabilidade de tensão, delimitar a severidade da perturbação, bem como o intervalo de tempo da mesma é importante para a escolha da análise a ser feita para a obtenção de resultados com alta acurácia. Além disso, a partir desta subclassificação discute-se também sobre a participação de componentes e processos que afetam a estabilidade de tensão.

Os geradores tem como função o suprimento da demanda de potência ativa e reativa do SEP. Eles apresentam uma curva de capacidade que estabelece os limites de potência ativa e reativa, de modo que uma vez transpostos esses limites, há atuação de algumas proteções. Até que sua condição de operação volte se estabilizar, outro gerador deve suprir a demanda. O

redirecionamento para outras unidades geradoras tem papel crucial para prevenção ou retardo do colapso de tensão, pois a ação de controle inviabiliza continuidade de operação dos geradores. O Regulador Automático de Tensão (RAT), comumente encontrado nas máquinas síncronas, como os geradores, motores e compensadores síncronos. O RAT é um dispositivo relevante para o controle de tensão.

2.1.2 ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA

A estabilidade de frequência em máquinas síncronas é uma consideração crítica nos sistemas de geração de energia elétrica. As máquinas síncronas são amplamente utilizadas em usinas elétricas para gerar eletricidade devido à sua capacidade de manter uma frequência constante quando operam em condições estáveis. A estabilidade de frequência é vital para garantir um fornecimento de energia confiável e para evitar problemas como quedas de energia, danos aos equipamentos e instabilidade no sistema elétrico (KUNDUR; MALIK, 2022).

A estabilidade de frequência em máquinas síncronas está diretamente relacionada à capacidade do sistema de se ajustar rapidamente a mudanças nas condições de carga e manter a frequência próxima ao valor nominal. Existem vários fatores que influenciam a estabilidade de frequência em máquinas síncronas, e aqui estão alguns dos principais: Controle de Velocidade e Regulação de Tensão, Inércia do Sistema, Controle Automático de Geração (CAG) e os Sistemas de Proteção e Controle (KUNDUR; MALIK, 2022).

As máquinas síncronas têm um sistema de controle de velocidade que regula a velocidade da máquina para manter a frequência constante. A regulação de tensão também desempenha um papel importante, pois variações na tensão podem afetar a estabilidade de frequência. Vale destacar que inércia do sistema, determinada pela massa rotacional das máquinas síncronas e outros elementos do sistema, contribui para a estabilidade de frequência. Sistemas com maior inércia tendem a ser mais estáveis, pois têm uma capacidade maior de armazenar energia cinética e absorver variações na carga. No entanto os sistemas modernos incorporam sistemas de Controle Automático de Geração para ajustar automaticamente a potência gerada em resposta às mudanças na carga e manter a frequência dentro de limites aceitáveis (KUNDUR; MALIK, 2022).

Sistemas de proteção são essenciais para detectar e responder rapidamente a eventos anormais, como curto-circuitos, avarias ou desligamentos inesperados, que podem impactar a estabilidade de frequência. Porém com a crescente integração de fontes de energia renovável, como a solar e a eólica, é necessário um cuidadoso controle e coordenação para lidar com a variabilidade dessas fontes e manter a estabilidade de frequência, bem como a redução do nível de curto-circuito e consequentes impactos nos sistemas de proteção (DAS, 2017).

A estabilidade de frequência em máquinas síncronas é uma interação complexa de vários fatores, incluindo controle de velocidade, inércia do sistema, sistemas de proteção e controle, reguladores e a integração de energias renováveis. O desenvolvimento de tecnologias avançadas

de controle e aprimoramentos contínuos nos sistemas de geração são fundamentais para garantir a estabilidade do sistema elétrico em face das crescentes demandas e mudanças na matriz energética.

A instabilidade de frequência em sistemas elétricos pode resultar de diversos eventos e condições adversas. Essa instabilidade pode levar a flutuações significativas na frequência elétrica do sistema, o que pode ter impactos graves na operação de equipamentos e na integridade do sistema como um todo. Vale ressaltar que uma rejeição de carga pesada é feita abruptamente do sistema, pode ocorrer um rápido aumento da frequência, e isso é especialmente crítico em sistemas de energia, onde a geração precisa ser equilibrada com a carga. Para proteger contra esse evento, os sistemas incorporam relés de proteção que monitoram a variação da frequência e, se detectarem uma mudança significativa em um curto período, acionam mecanismos de controle para estabilizar a frequência.

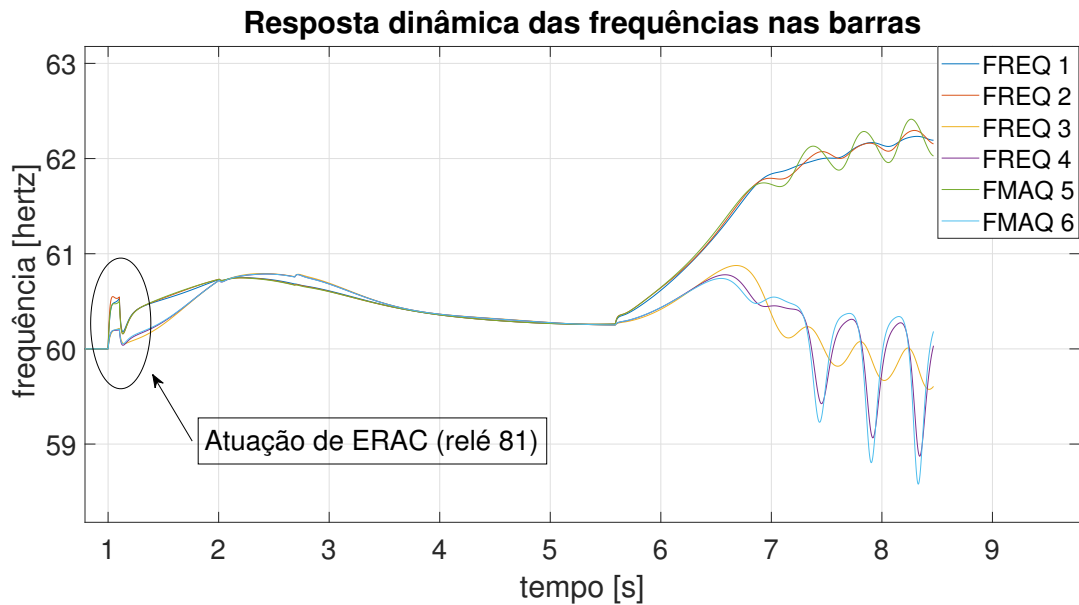
As falhas de uma unidade geradora podem resultar em uma queda súbita na geração de energia. Isso pode causar uma redução na inércia do sistema e levar a flutuações na frequência. Proteções associadas incluem relés de sobrecorrente, relés de tensão, e sistemas de CAG que ajustam a geração para manter a frequência dentro dos limites aceitáveis. No entanto, defeitos como os curto-circuitos podem causar variações abruptas na carga, impactando a frequência do sistema. Contudo, as proteções contra curto-circuitos, como relés de proteção de sobrecorrente e relés diferenciais, são essenciais para detectar e isolar rapidamente áreas com falhas, minimizando assim os efeitos na estabilidade de frequência.

A crescente integração de fontes de energia renovável, como a solar e a eólica, pode introduzir variabilidade na geração de energia devido às flutuações naturais dessas fontes. Sistemas de controle avançados, armazenamento de energia e dispositivos de resposta rápida são usados como proteções para manter a estabilidade de frequência diante dessas variações. Vale destacar que com aumento da penetração das fontes renováveis, concomitante, as fontes baseadas em máquina síncronas, são reduzidas, por consequência a inércia total do SIN é impactada, tornando-o mais suscetível aos distúrbios eletromecânicos, como oscilações de máquinas síncronas, podem afetar a estabilidade de frequência.

Falhas na coordenação entre os sistemas de controle das unidades geradoras podem resultar em ajustes ineficientes e oscilações prejudiciais na frequência. A coordenação apropriada e sistemas de controle bem projetados são essenciais para prevenir instabilidades. A proteção contra eventos de instabilidade de frequência é crucial para manter a confiabilidade do sistema elétrico. Sistemas avançados de proteção, controle automático e monitoramento contínuo são implementados para detectar, responder e, sempre que possível, prevenir esses eventos, garantindo assim a estabilidade do sistema elétrico. Nesse sentido, um exemplo de sistema de proteção contra instabilidade de frequência utilizado no SIN, é o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC)(ONS, 2020), o qual detecta as variações de frequência e atua de maneira a cortar cargas pré-definidas de forma a trazer o valor da frequência do sistema para valores aceitáveis e quando

essas medidas não são suficientes, como mostrado na figura 3, o evento de instabilidade ocorre.

Figura 3 – Evento de instabilidade de frequência.



2.1.3 ESTABILIDADE ANGULAR

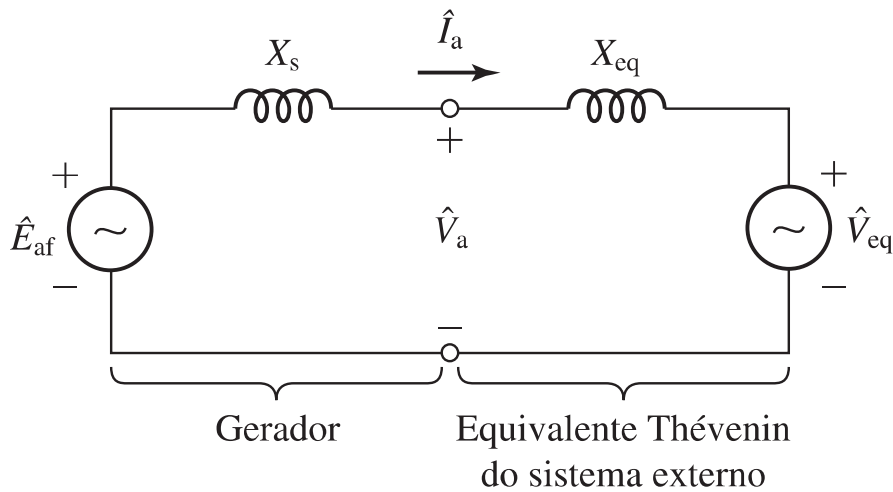
A estabilidade angular em sistemas elétricos refere-se à capacidade do sistema de permanecer operacional após perturbações, mantendo o equilíbrio dinâmico entre as máquinas síncronas interconectadas. A estabilidade angular é crucial para garantir a segurança e confiabilidade dos sistemas de energia elétrica. A análise e o aprimoramento da estabilidade angular envolvem estudos detalhados de dinâmica de máquinas síncronas, estabilidade transitória e métodos de controle. Em sistemas elétricos é um aspecto crítico que diz respeito à capacidade do sistema de manter a sincronia entre as máquinas síncronas interconectadas, mesmo após perturbações. A instabilidade angular pode levar a oscilações e, em casos extremos, à perda de sincronismo entre as máquinas, resultando em falhas catastróficas no sistema elétrico. Eventos que podem desencadear instabilidade angular incluem falhas de linha, desconexão de grandes cargas ou perturbações nas máquinas síncronas (KUNDUR et al., 2004).

2.1.3.1 CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS

O critério das áreas iguais é muito útil para entendimento teórico do comportamento dinâmico de um gerador conectado a um grande sistema elétrico (barra infinita) mostrado na figura 4, pois as equações utilizadas para tal análise, considera somente uma máquina oscilando contra um sistema estático, logo para análises de sistemas com muitas máquinas, este método não é viável. Para sistemas de uma máquina, ou um conjunto de máquinas iguais na mesma usina conectadas em grandes SEP, Em regime permanente, o conjugado elétrico do gerador é

equilibrado pelo conjugado mecânico aplicado ao eixo do rotor da máquina durante as operações normais de um gerador. Neste sentido, o rotor do gerador funciona a uma velocidade constante em razão deste equilíbrio entre conjugados elétrico e mecânico. Quando uma falta reduz a quantidade de transmissão de potência, o conjugado elétrico que se opõe ao conjugado mecânico também é diminuído. Se a potência mecânica não é reduzida, ou mesmo se é levemente reduzida, durante o período de falta, o rotor do gerador vai acelerar com um excedente líquido de conjugado de aceleração.

Figura 4 – Diagrama unifilar Gerador vs barra infinita .



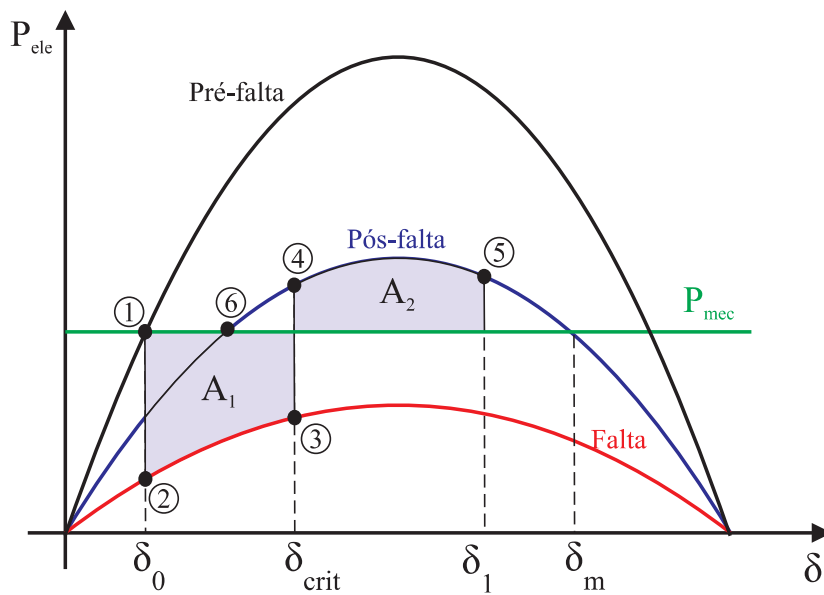
Fonte: (UMANS, 2014)

- $\hat{E}_{af}$ fasor da tensão interna do gerador síncrono;
- $\hat{I}_a$ fasor de corrente de armadura;
- X_s reatância síncrona;
- X_{eq} reatância da fonte equivalente;
- $\hat{V}_{eq}$ fasor da tensão interna da fonte equivalente.

Considere o sistema de potência das duas fontes da figura 4, operando, inicialmente, em um ponto de equilíbrio δ_0 e transferindo potência elétrica. No seguimento a uma falta, a potência no ponto 1 de saída é reduzida para o ponto 2 (curva vermelha), o rotor do gerador começa a acelerar e o ângulo de carga δ começa a aumentar. No instante que a proteção atua no ponto 3 e a falta é eliminada, a diferença angular atinge δ_1 , e, então, passa a existir um conjugado de desaceleração agindo sobre o rotor porque a potência elétrica resulta maior do que a entrada de energia mecânica. No entanto, devido à inércia do rotor somada às dos outros elementos girantes acoplados, o ângulo não começa a voltar para um valor entre δ_0 e δ_{crit} imediatamente.

Se o ângulo do rotor δ durante a falta é menor do que δ_{crit} , o sistema eletromecânico é caracterizado de transitoriamente estável, como mostrado na figura 16, com efeito sincronizante suficiente, e de forma que a diferença angular entre as duas fontes vai convergir para um ponto de equilíbrio final, eventualmente no mesmo ponto inicial δ_0 . No entanto, se a área A_2 de desaceleração resulta menor do que a área durante A_1 a falta, no momento em que o ângulo de carga atinge δ_1 , então este ângulo δ vai aumentar ainda mais, resultando em potência elétrica menor do que a entrada de potência mecânica fazendo o rotor acelerar e, novamente δ vai continuar aumentando além da recuperação δ_m . Este é um cenário transitoriamente instável. Quando uma condição instável existe no sistema de potência, o rotor do gerador equivalente de um lado do sistema vai girar a uma velocidade diferente da do outro gerador equivalente do outro lado do sistema, causando uma abertura angular superior a 180 graus elétricos, fazendo com que os geradores sejam submetidos a condições de elevados estresses elétricos e mecânicos figura 6.

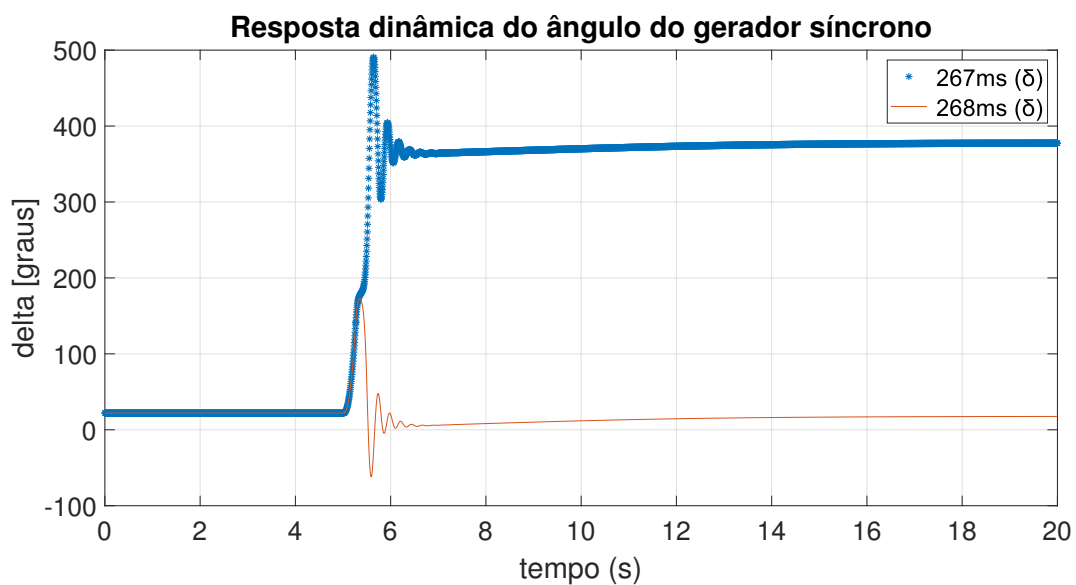
Figura 5 – Critério das áreas iguais



Fonte:(BASTO, 2021).

Quando um gerador síncrono perde o sincronismo com o restante do sistema, seu rotor gira a uma velocidade maior (ou menor) do que a exigida para induzir tensões na frequência do sistema. O escorregamento entre o campo girante do estator (correspondente a frequência do sistema) e o campo do rotor resulta em grandes flutuações na potência de saída da máquina, nas correntes e nas tensões, ocasionando o isolamento da máquina através da atuação do sistema de proteção. A perda de sincronismo pode ocorrer entre um gerador e o restante do sistema ou entre grupos de geradores. Neste último caso, o sincronismo poderá ser mantido após o isolamento dos sistemas. Em sistemas de potência, a variação do conjugado elétrico de uma máquina síncrona após uma perturbação pode ser decomposta em duas componentes.

Figura 6 – Resposta instável do ângulo do rotor.



Fonte: Próprio autor

2.1.3.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em linhas gerais, os fenômenos de estabilidade eletromecânica nos SEP, são de natureza complexa, pois envolvem muitas variáveis, cenários operativos, modos de controle, modos eletromecânicos, além de uma boa modelagem de toda a rede, bem como os ajustes dos sistemas de controle de todos os equipamentos envolvidos, como os reguladores de velocidade, reguladores de tensão, sistema de proteção e controle embarcados nestes equipamentos.

Tendo em vista tal complexidade dos fenômenos de estabilidade no SEP, abordou-se de maneira sucinta os tipos de instabilidade, classificando-os por duração, sendo os de curto e longo termo, angular ou regime permanente, grandes ou pequenas perturbações, bem como principais agentes causadores.

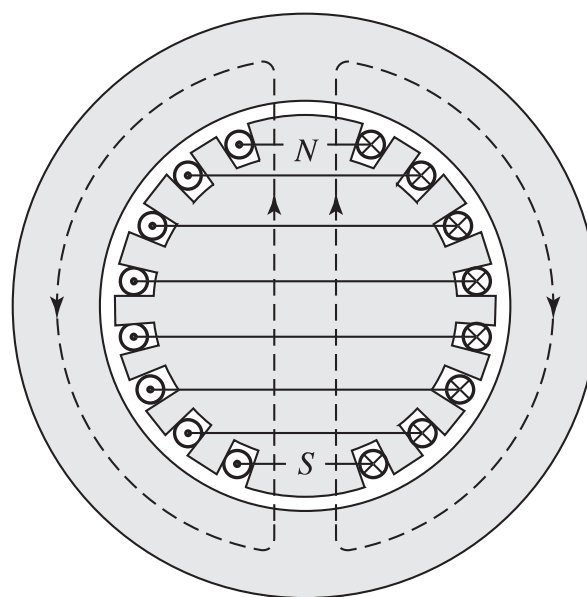
3 MÁQUINAS SÍNCRONAS

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os geradores tem como função o suprimento da demanda de potência ativa e reativa do SEP. Eles apresentam uma curva de capacidade que estabelece os limites de potência ativa e reativa, de modo que, uma vez, transpostos esses limites há atuação de proteção. Até que sua condição de operação volte se estabilizar, outro gerador deve suprir a demanda. O redirecionamento para outras unidades geradoras tem papel crucial para prevenção ou retardo do colapso de tensão, pois a ação de controle inviabiliza continuidade de operação dos geradores (CHAPMAN, 2013)

Dependendo da modalidade construtiva dos rotores, tem-se dois tipos de máquinas síncronas: máquinas de rotor cilíndrico e máquinas de polos salientes. Em máquinas de rotor cilíndrico os condutores que formam o enrolamento de campo são alojados em ranhuras axiais ao longo do comprimento do rotor e o seu diâmetro é relativamente pequeno e são acionadas por turbinas a vapor e trabalham em alta rotação. Em máquinas de polos salientes os polos do campo se projetam da estrutura do rotor, e estas são acionadas por turbinas hidráulicas e funcionam em rotações relativamente baixas quando comparadas com máquinas de rotor cilíndrico (SATO, 1979).

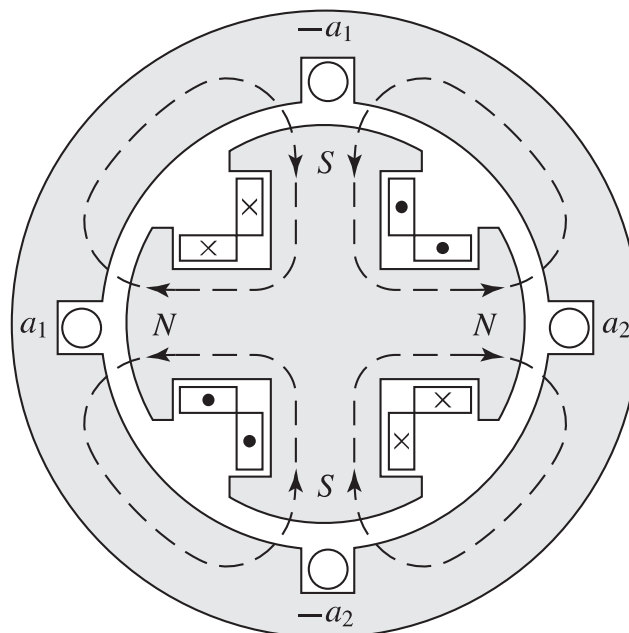
Figura 7 – Corte transversal de uma máquina de polos lisos



Fonte:(UMANS, 2014).

As máquinas síncronas de polos salientes são usadas tipicamente em turbinas hidráulicas, e estas operam em baixa velocidade, e com isso para manter a tensão elétrica numa frequência operacional dos SEP (60 e 50 Hz), precisam de um número maior de polos que uma máquina de rotor liso. Estas máquinas convertem potência mecânica em potência elétrica trifásica. A fonte da potência mecânica, a máquina motriz, pode ser um motor diesel, uma turbina a vapor, uma turbina hidráulica ou qualquer dispositivo similar. Qualquer que seja a fonte, ela deve ter a propriedade básica de que sua velocidade seja quase constante independentemente da potência demandada. Se não fosse assim, a frequência do sistema de potência resultante variaria (UMANS, 2014).

Figura 8 – Corte transversal de uma máquina de polos salientes.



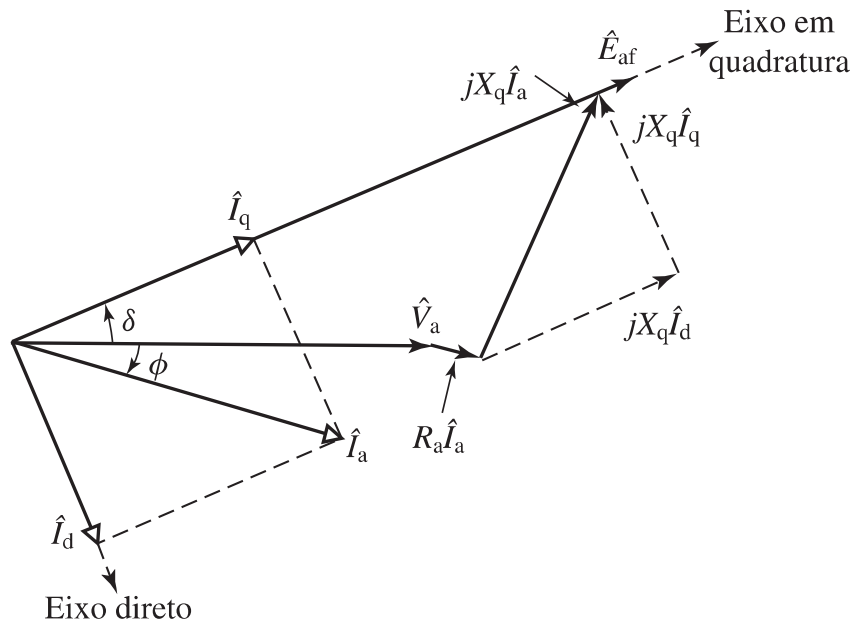
Fonte:(UMANS, 2014).

3.1.1 MODELO ESTÁTICO

As análises de SEPs em estudos estático de máquinas síncronas em regime permanente, são basicamente equações algébricas, e as estas mostram informações muito importantes para análises de condições operacionais, pois a partir das grandezas elétricas retiradas do diagrama fasorial, pode-se gerar a curva de capacidade da máquina, e consequentemente determinar uma região de operação segura, e para garantir a segurança operacional, algumas proteções podem ser dimensionadas através de tal análise.

$$\hat{E}_{af} = \hat{V}_a + R_a \hat{I}_a + jX_d \hat{I}_d + jX_q \hat{I}_q \quad (3.1)$$

Figura 9 – Representação fasorial da máquina de polos salientes (UMANS, 2014).



Fonte:(UMANS, 2014).

- $\hat{E}_{af}$ fasor da tensão interna;
- $\hat{I}_a$ fasor de corrente de armadura;
- $\hat{I}_d$ corrente da armadura da máquina projetada no eixo d;
- $\hat{I}_q$ fasor de corrente referenciado no eixo em quadratura;
- $\hat{R}_a$ resistência de armadura;
- $\hat{V}_a$ fasor da tensão da armadura;
- X_d reatância síncrona de eixo direto;

- X_q reatância síncrona de eixo em quadratura;
- δ ângulo de carga do máquina síncrona;
- ϕ ângulo da corrente de armadura.

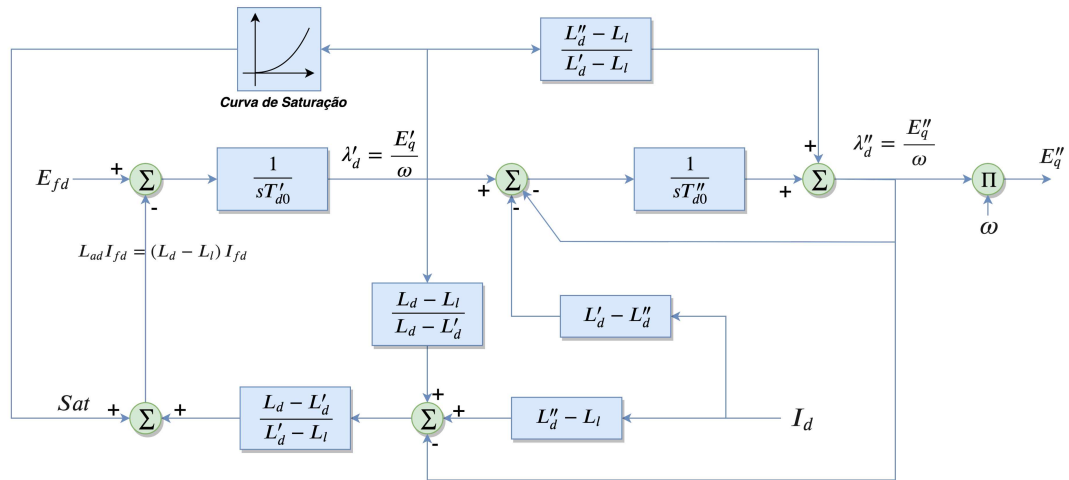
3.1.2 MODELO DINÂMICO

Nos estudos de estabilidade eletromecânica é imprescindível que se tenha os dados dos equipamentos para modelagem de suas respectivas dinâmicas, principalmente os modelos que representem bem os fenômenos na faixa de interesse, normalmente entre milissegundos e segundos, como as máquinas síncronas, motores de indução e equipamentos do tipo *Flexible Alternating Current Transmission* (FACTS). Em se tratando das máquinas síncronas operando como gerador, existe o acoplamento de outro equipamento de conversão de energia, como por exemplo as turbinas hidráulicas, turbinas a vapor, turbinas a gás e motores a combustão, e cada um possui dinâmicas características específicas, os quais influenciam também nas respostas dinâmicas durante os transitórios nos SEP.

Modelos dinâmicos de máquinas síncronas são fundamentais para a análise e o controle de sistemas elétricos de potência. Esses modelos são cruciais para compreender o comportamento transiente; e estável das máquinas síncronas em diversas condições operacionais, como variações de carga, falhas e mudanças na rede elétrica. Vale ressaltar que as máquinas síncronas são utilizadas predominantemente como geradores em centrais elétricas devido à sua capacidade de operar em sincronia com a rede de energia elétrica. O comportamento dinâmico dessas máquinas é determinado pelas interações entre os componentes elétricos e mecânicos.

Os modelos dinâmicos de máquinas síncronas são representados por equações diferenciais não lineares que descrevem a dinâmica do rotor e dos circuitos de campo e armadura. A modelagem precisa dessas máquinas requer a consideração de diferentes efeitos, como a saturação do núcleo magnético e as perdas elétricas e mecânicas (KUNDUR; MALIK, 2022). A modelagem matemática de uma máquina síncrona inclui a descrição dos circuitos de campo e armadura, bem como a equação do movimento do rotor. As equações do circuito são derivadas a partir das leis de Kirchhoff e transformadas para o referencial do rotor usando a transformada de Park, resultando nas conhecidas equações dq0, que são mostrados em formato de diagrama de blocos na figura 10 e 11 a seguir.

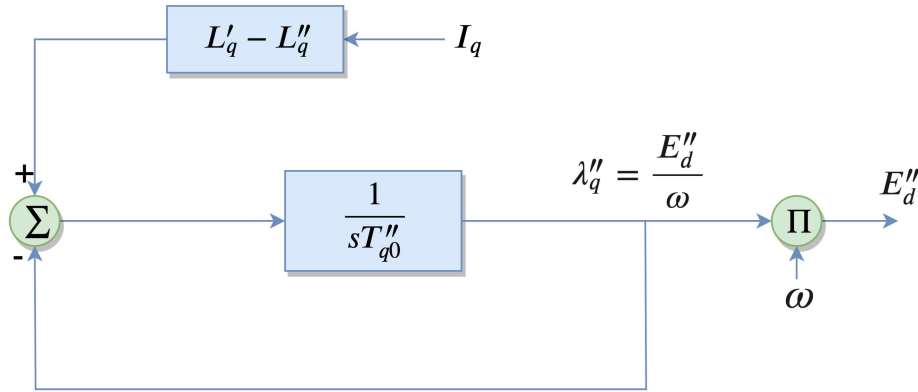
Figura 10 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura de máquina com polos salientes



Fonte:(CEPEL, 2024)

- E_{fd} tensão de campo da máquina, em pu;
- E_q' tensão transitória da máquina projetada no eixo q, em pu ;
- E_q'' tensão subtransitória da máquina projetada no eixo q, em pu;
- ω é a de velocidade do eixo da máquina em radianos/s;
- L_d' indutância transitória de eixo direto, em %.
- L_d'' indutância subtransitória de eixo direto, em %;
- I_d corrente da armadura da máquina projetada no eixo d, em pu;
- L_l indutância de dispersão da armadura, em %;
- T_{d0}' constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos;
- T_{d0}'' constante de tempo transitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos;

Figura 11 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura de máquina com polos salientes

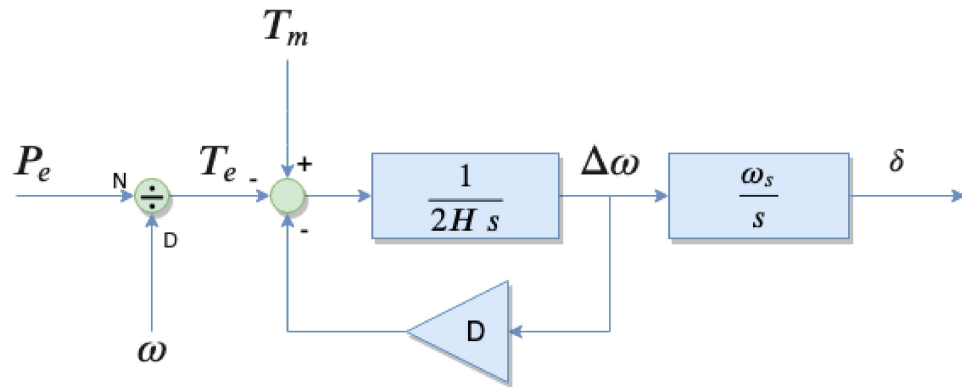


Fonte: (CEPEL, 2024)

- E''_d tensão subtransitória da máquina projetada no eixo d, em pu;
- I_q corrente da armadura da máquina projetada no eixo q, em pu;
- ω é a de velocidade do eixo da máquina em radianos/s;
- L'_q indutância transitória de eixo em quadratura, em
- L''_q é a constante de inércia em segundos;
- T''_{q0} , são os torques elétricos e mecânicos, respectivamente;

As equações do movimento do rotor são baseadas na segunda lei de Newton conforme a figura 12, que relaciona o torque eletromagnético gerado com o torque mecânico aplicado e as perdas por atrito e ventilação. Essas equações são essenciais para estudar o comportamento transiente da máquina, especialmente durante condições de curto-circuito e variações rápidas de carga. Modelos dinâmicos detalhados permitem a análise da estabilidade transitória e ajudam na implementação de controles adequados, como sistemas de excitação e Estabilizadores de Sistema de Potência (ESP). Esses controles são projetados para melhorar a resposta dinâmica da máquina e garantir a operação estável do sistema de potência.

Figura 12 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura de máquina com polos salientes



Fonte:(CEPEL, 2024)

- P_e potência elétrica ativa gerada pela máquina, em pu na base da máquina;
- ω velocidade angular do eixo da máquina em p.u.;
- ω velocidade angular síncrona da máquina, em rad/s.
- $\Delta\omega$ é a variação de velocidade do eixo da máquina em radianos/s;
- H é a constante de inércia em segundos;
- D é o coeficiente de amortecimento;
- T_e e T_m , são os torques elétricos e mecânicos, respectivamente;
- δ é o ângulo do eixo em quadratura da máquina síncrona.

Na análise de estabilidade eletromecânica, a equação básica de oscilação dos rotores das máquinas síncronas é desenvolvida considerando que o eixo turbina-gerador é composto por uma única massa concentrada, com uma inércia equivalente (H), dada pelo somatório das inércias das massas individuais que compõem o rotor da máquina síncrona.

3.1.3 PROTEÇÕES DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

As máquinas síncronas, em razão de sua construção física, são de grande complexidade, e devido suas características, necessitam de muitos elementos de proteção, pois são os principais equipamentos de um SEP, dentre todas as funções, as mais utilizadas são mostradas na tabela 1 abaixo, que fazem parte da norma ANSI (*American National Standard Institute*).

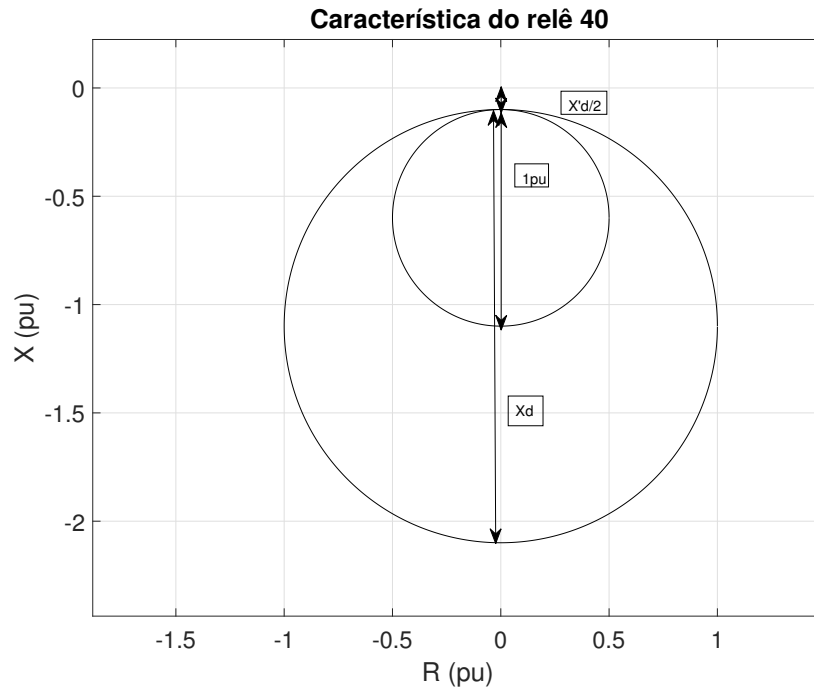
Tabela 1 – Tabela ANSI

Tabela dos principais relês de proteção contida na ANSI para Geradores	
Elemento do Relé	Proteção
21	relê de distância
24	V/Hertz
27	Subtensão
27TN	Proteção total do estator
32	Reversão de potência (motorização)
40	Perda de excitação
46	Sequência negativa ou desequilíbrio de corrente
49	Proteção contra sobreaquecimento do estator
50	Sobrecorrente instantânea de fase
51	Sobrecorrente temporizada de fase
50N	Sobrecorrente instantânea de neutro
51N	Sobrecorrente temporizada de neutro
51V	Sobrecorrente temporizada com restrição de tensão
59	Sobretensão de fase ou neutro (59N)
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
78	Perda de sincronismo (<i>Out-of-setp</i>)
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
87	Relé de proteção diferencial

Fonte: adaptado de (SEL, 2022).

Em um SEP, as máquinas síncronas quando operam em regime permanente, mantêm as frequências elétricas muito próximas uma das outras, e todas no SIN, com o mesmo valor médio em torno de 60 Hz. Nessa situação, quando operam exatamente na mesma frequência, o conjugado resultante e a potência de aceleração imposta ao rotor de cada gerador são nulos e sua velocidade de rotação é constante e dependente apenas do número de polos do gerador e da frequência fixada. Porém quando as máquinas síncronas operam subexcitada, ou seja sem o ajuste correto do relê 40 (figura 13)(PINHEIRO et al., 2017) , podem estar sujeitas ao perda de excitação podendo causar também uma perda de sincronismo, mesmo sem ter uma grande perturbação como origem.

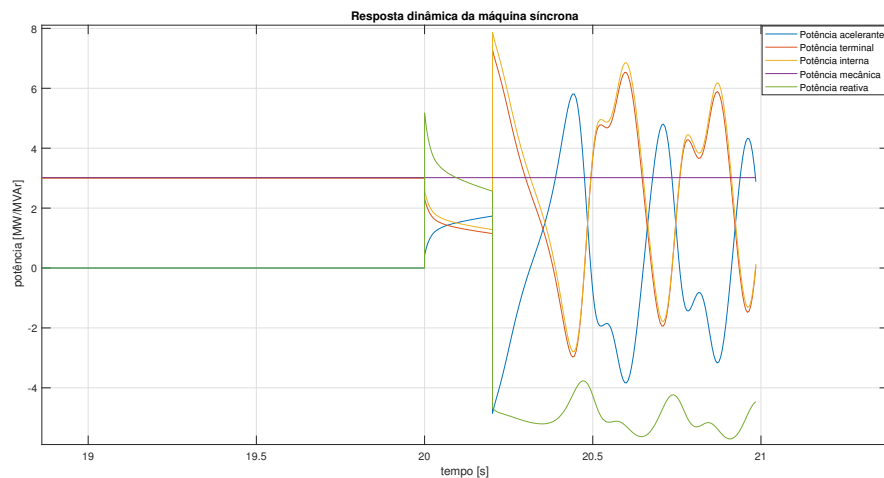
Figura 13 – Diagrama RX relê 40.



Fonte: autor.

Durante a ocorrência de uma grande perturbação, como um curto-circuito trifásico na rede de transmissão, pode ocorrer uma redução considerável na potência elétrica entregue pelo gerador síncrono, haja vista que controle de potência da máquina primária tem um tempo resposta muito mais lento que a constante de inércia de todo conjunto turbina-gerador, visto que a potência elétrica durante a falta será inferior a potência mecânica, e isso causará uma potência acelerante, e como consequência a aceleração angular deixará de ser nula e possuirá um valor positivo, aumentando então a velocidade do rotor (KUNDUR et al., 2004). Na hipótese do defeito perdurar por um tempo de extinção da falta seja superior a um determinado valor chamado tempo crítico, como demonstrado no capítulo anterior, a máquina não conseguirá retornar a um ponto de operação estável e diz-se que a mesma perdeu sincronismo. De acordo com (KUNDUR et al., 2004), durante a ocorrência de grandes perturbações, transitórios elétricos e mecânicos graves podem expor a unidade geradora a danos iminentes, como excessiva solicitação em seu eixo (figura 14), maior deterioração dos enrolamentos da máquina e até falhas nos tiristores dos sistemas de excitação. Assim, a falta deve ser detectada e a máquina retirada de operação o mais rapidamente possível, afim de evitar danos catastróficos.

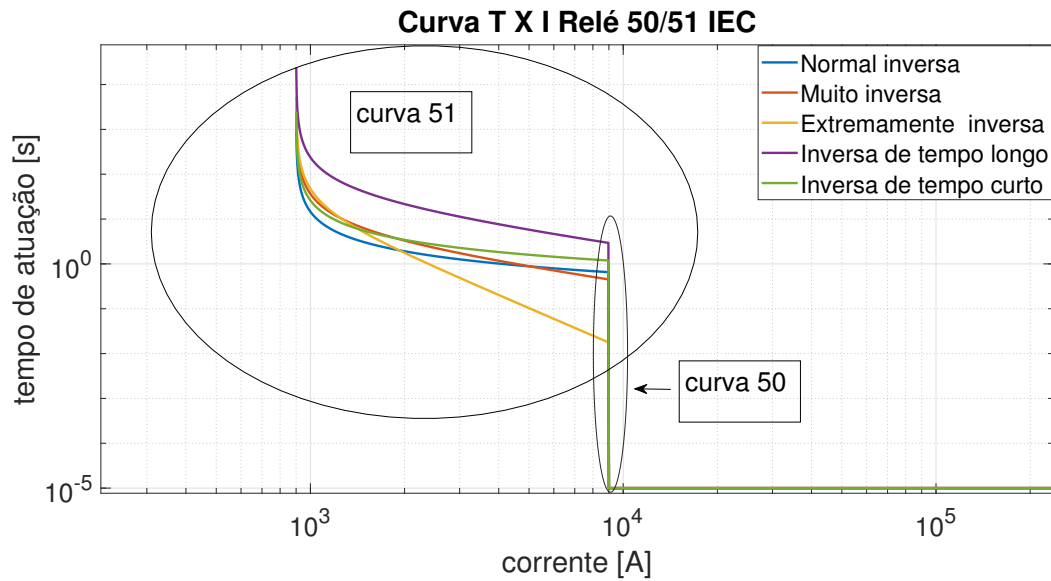
Figura 14 – Resposta dinâmica das potências na máquina síncrona para um evento instável



Fonte: Autor

Os defeitos do tipo curto-circuito também podem sensibilizar e consequentemente provocar a atuação de algumas proteções das máquinas síncronas, como os relé 50 ou 51 (figura 15), seja de fase ou de neutro, bem como outros relês os que se baseiam em ajustes da impedância aparente, como a função 40, também conhecida como perda de excitação. No entanto para defeitos, fora zona da zona dessas proteções, podem causar oscilações nessas máquinas, e assim podendo causar uma atuação indevida de tais proteções, por isso o uso da proteção contra perda de sincronismo é imprescindível para o bom desempenho e segurança de um SEP, principalmente para as máquinas síncronas, a qual é realizada pelo relê 78PS. Esta função de proteção se mostra de extrema importância para manter a operação confiável dos sistemas de potência, seja bloqueando outras proteções que possam ser sensibilizadas, durante oscilações estáveis, ou mesmos atuando antes mesmo que a máquina seja afetada pelas condições perigosas de oscilações instáveis durante os eventos de oscilação de potência.

Figura 15 – Curvas IEC/ANSI do relê 50 e 51.



Fonte: autor.

3.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou de forma sucinta, os modelos e equacionamentos do gerador síncrono, em duas principais características construtivas mais utilizadas nas usinas geradoras de energia nos SEP, correspondendo às máquinas de polos lisos e as de polos salientes. Adicionalmente abordou-se algumas proteções utilizadas nas máquinas síncronas, principalmente operando como gerador, pois essas máquinas podem operar em duas ou três condições nos SEP, sendo elas no modo Gerador, motor e compensador síncrono. No entanto vale ressaltar, que devido o alto custo desses equipamentos, são estas são de uso exclusivo como motor ou compensador síncrono, devem ser devidamente justificada através de estudos detalhadas e sistêmicos no SEP.

4 PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os sistemas de energia são operados com tão próximos da estabilidade que, quando um sistema de energia sofre uma falha ou perturbação, os rotores do gerador estão sujeitos a severas Oscilações. Essas oscilações no ângulo do rotor do gerador se traduzem em oscilações severas de fluxo de potência (ou oscilações de potência) em todo o sistema. A ocorrência de uma condição de oscilação de potência em um sistema de energia deve ser detectado e a proteção apropriada. É necessário tomar medidas. Para uma oscilação de potência estável, é possível que a trajetória de impedância da sequência positiva atravesse a região de operação de um elemento de distância. Nesse caso a proteção de distância precisa ser impedida de operar, usando bloqueio de oscilação de energia; (MALMEDAL; SEN; NELSON, 2005) caso contrário, uma operação indesejada de um elemento de distância pode ocorrer, enfraquecendo ainda mais um sistema já enfraquecido. Portanto, é importante que todas as condições de oscilação de potência sejam detectadas o mais rapidamente possível para evitar qualquer operação do sistema de proteção (TZIOUVARAS; HOU, 2004).

Dada uma perturbação no SEP, a velocidade do rotor da máquina oscilará e, consequentemente, o deslocamento angular também oscilará em busca do novo ponto de equilíbrio. Durante a oscilação ou *swing*, os valores de tensão terminal e corrente do gerador serão alterados e, a partir da razão entre os dois valores, ter-se-á a variação dinâmica da impedância, que, então, será utilizada pelo algoritmo de proteção contra a perda de sincronismo (ALVES et al., 2019). Para que seja possível diferenciar a perda de sincronismo de uma falta no sistema (como um curto-circuito, por exemplo), uma lógica é associada ao algoritmo de proteção. Esta diferenciação baseia-se no fato de que a variação da impedância com o tempo durante uma falta é praticamente instantânea, enquanto que durante uma operação de perda de sincronismo a variação é relativamente lenta. Este Capítulo apresenta os conceitos e aplicações dos principais esquemas de proteção contra perda de sincronismo que são atualmente utilizados nos sistemas.

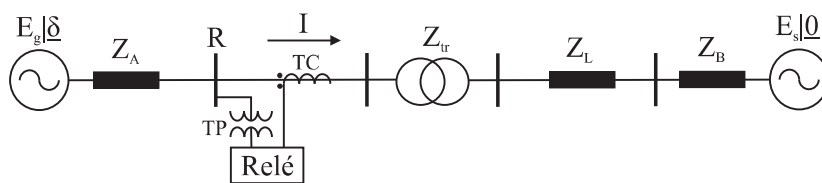
4.1.1 FILOSOFIA DA PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO (78PS)

A filosofia de perda de sincronismo tem como principal função a divisão do sistema em locais predeterminados de forma a permitir o melhor equilíbrio entre geração e carga após um distúrbio, quando se trata de um sistema de grande porte como o SIN, no entanto para uma GD, o objetivo principal é de proteger a máquina síncrona contra os efeitos danosos de tal condição. As proteções de disparo por perda de sincronismo devem discriminar as oscilações

estáveis das oscilações instáveis e providenciar os desligamentos necessários em casos de perda de sincronismo. A PPS a qual nos relés tem seu termo conhecido em inglês *Out-Of-Step* (OOS), deverá dar comando de abertura se a oscilação for instável, com possível colapso nas áreas afetadas pela interligação e atuação descontrolada das proteções do sistema. Para conseguir isso, os sistemas OOS devem ser aplicados em locais de rede pré-selecionados, geralmente perto do centro elétrico da rede, e a separação da rede deve ocorrer nesses pontos para preservar um equilíbrio entre carga e geração. Muitos sistemas de relés são propensos a operar em diferentes locais do sistema de potência durante uma condição de oscilação provocando disparos indesejados. Portanto, os sistemas das PPS devem ser complementados com o sistema de bloqueio para impedir as operações indesejáveis dos relés, evitando danos aos equipamentos e desligamento de grandes porções do sistema de potência e alcançando uma separação do sistema de maneira controlada. (FISCHER et al., 2012)

Outro aspecto difícil dos esquemas PPS consiste em determinar o instante adequado para emitir um sinal de disparo para o disjuntor visando evitar danos aos equipamentos e garantir a segurança das equipes técnicas. A grande dificuldade deste cálculo teórico reside no fato de que as impedâncias do sistema podem variar drasticamente em função do ponto de operação do sistema, da condição de carga (impedâncias das cargas e das fontes sincronizadas), do nível de alteração da rede, da severidade do distúrbio e das ações dos controladores de tensão e velocidade. Por outro lado, este método teórico é útil para identificar de forma explícita se existe a possibilidade do centro elétrico passar por uma determinada linha, candidatando-a como possível ponto para a instalação de uma PPS. Se a impedância total (Z_T) for maior do que cada uma das impedâncias das fontes, então o centro elétrico se localiza na zona da linha considerada.

Figura 16 – Circuito equivalente



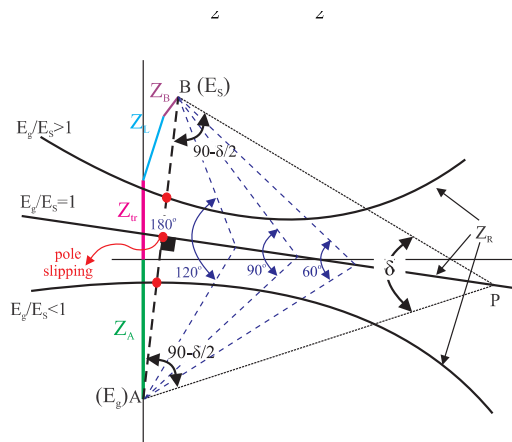
Fonte:(BASTO, 2021).

- E_g módulo da tensão terminal do gerador síncrono;
- δ ângulo de carga do gerador síncrono;
- I corrente do terminal do gerador síncrono;
- E_s módulo da tensão terminal do barra infinita;
- Z_A impedância do gerador síncrono;
- Z_{tr} impedância do transformador;

- Z_L impedância da linha;
- Z_B impedância da barra infinita;
- TC transformador de corrente;
- TP transformador de potencial.

Para o devido funcionamento do bloqueio das funções de proteções, é necessário que a PPS seja instalada neste local a lógica de *trip* pode ou não ser aplicada. Na prática, a obtenção de um *trip* e o bloqueio deve ser feita plotando-se no diagrama RX a trajetória da impedância (figura 17) para os dois casos limites (a oscilação estável e a oscilação instável com maiores frequências de oscilação), identificados em exaustivos estudos de estabilidade e medindo-se diretamente os tempos de viagem, em cada caso, na janela entre a característica externa e a característica interna. Detectar e isolar uma condição de PPS o mais rápido possível é imperativo, porque as altas correntes de pico resultantes, tensões de enrolamento e Torques de eixo altos podem ser muito prejudiciais para o gerador e o associado transformador elevador do gerador (COMMITTEE, 2011).

Figura 17 – Trajetória da impedância no plano complexo



Fonte: (BASTO, 2021)

Ocorre que se a impedância da linha de sequência positiva Z_e for relativamente maior (linha longa) que as impedâncias do sistema Z_s e Z_r , pode-se ter dificuldade em atender os dois requisitos, principalmente para conexão de GD baseadas em máquinas síncronas, pois estas em sua maioria se encontram nas zonas rurais, ou seja, afastadas dos grandes centros de cargas, e atendidas por alimentadores longos, assim impondo uma conexão eletricamente fraca.

Observa-se que, como é necessário posicionar a característica interna da função de bloqueio por fora da maior zona de proteção a ser bloqueada e ela é muito extensa, sobra pouco espaço para posicionar a característica externa, que deve ficar afastada da impedância da carga vista pelo relé para a máxima carga prevista. Este problema se agrava se a linha é

altamente carregada, podendo a trajetória da impedância durante variações da carga levar ao bloqueio indevido da proteção de distância. Para evitar este problema, os relés modernos utilizam elementos de “*load encroachment*” que inibem o bloqueio da proteção de distância dentro de sua área de visão.

Em uma situação de perda de sincronismo, é mandatório que haja a separação das máquinas do restante do sistema o mais rápido quanto for possível, afim evitar impactos tanto para RD quanto para os seus equipamentos. Uma maneira eficaz e atenuante para conter tal perturbação é através do controle de ilhamento do sistema de potência usando sistemas de proteção para perda de sincronismo. A separação do sistema nem sempre atinge o equilíbrio carga-geração desejado. Nos casos em que a carga da área separada está acima da geração local, é necessário aplicar algum tipo de esquema de rejeição de cargas não essenciais para evitar um blecaute total da área.

4.1.1.1 MÉTODOS DE DETECÇÃO E TIPOS DE ESQUEMAS

Os esquemas de proteção contra a perda de sincronismo utilizam o princípio da proteção de distância para verificar a ocorrência de instabilidades durante a operação do Sistema. O conceito de proteção de distância está relacionado à possibilidade de se detectar a localização de uma falta através da relação entre a tensão e a corrente medidas pelos transformadores de potencial e de corrente, respectivamente de sequência positiva. Estas grandezas são medidas nos terminais da máquina ou até no terminal de alta dos transformadores de potência. Calculada a relação entre a tensão e a corrente, ou seja, a impedância associada, é possível até obter-se a localização da falta, caso os valores das impedâncias das linhas por unidade de distância sejam conhecidos (REIMERT, 2017).

$X_T = X_L + X_S + X_R$, onde X_L é a impedância da linha, X_S impedância da máquina equivalente, X_R impedância equivalente da barra infinita E_s tensão da máquina equivalente, E_R da barra infinita e I_1 corrente de sequência positiva medida pelo relê.

$$I_1 = \frac{E_s \angle \delta_{(t)} - E_r}{X_T} \quad (4.1)$$

$$V_1 = E_s \angle \delta_{(t)} - X_s \times I_1 \quad (4.2)$$

$$Z_1 = -X_s + X_T \frac{E_s \angle \delta_{(t)}}{E_s \angle \delta_{(t)} - E_r} \quad (4.3)$$

Assumindo $E_s = E_R$, caso especial.

$$Z_1 = -X_s + X_T \frac{1}{1 - \angle -\delta_{(t)}} \quad (4.4)$$

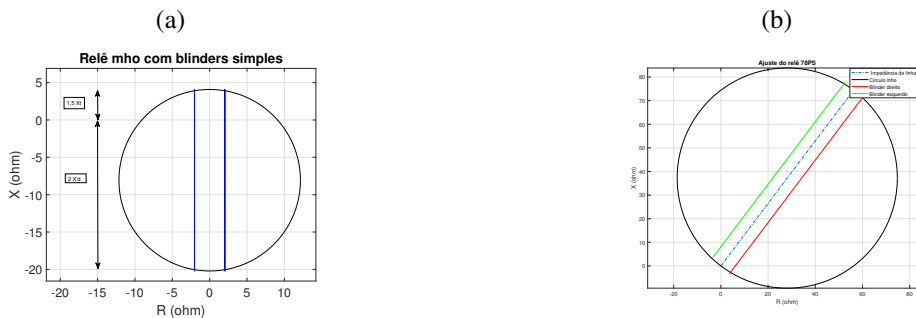
$$Z_1 = \left(\frac{X_T}{2} - X_S \right) - j \left(\frac{X_T}{2} \cot \frac{\delta(t)}{2} \right) \quad (4.5)$$

Vale destacar que tanto os curto-circuitos quanto oscilações de potência podem causar alterações na impedância aparente de sequência positiva para entrar na característica de operação de um elemento de distância (21). Um curto-circuito é um processo eletromagnético transitório com uma constante de tempo curta, e isto faz com que a impedância aparente se mova do valor de pré-falta para um valor de falha em um tempo muito curto (milissegundos). Por outro lado, uma oscilação de potência é um processo transiente eletromecânico com uma constante de tempo muito maior do que de uma falta, fazendo a taxa de mudança da impedância de sequência positiva ser muito mais lenta durante uma oscilação de potência ou condição de perda de sincronismo do que durante um evento de curto-circuito. Por exemplo, se a frequência da oscilação eletromecânica é superior a 1 Hz e a excursão de impedância necessária para penetrar na característica do relé leva cerca de meio ciclo (uma mudança no δ de 180), a variação da impedância ocorre em cerca de 0,5 segundos (TZIOUVARAS; HOU, 2004).

4.1.2 RELÉ MHO *Blinders* SIMPLES

O *blinder* simples é um dispositivo de proteção que monitora a impedância aparente medida a partir de um relé de distância. Este esquema compara a impedância aparente com uma característica definida na forma de um *blinder*, que pode ser visualizada como uma área delimitada em um diagrama de impedância, como se observa na figura 18. Quando a impedância medida entra nessa área, o relé interpreta que o sistema está em uma condição de instabilidade e pode disparar um sinal de atuação.

Figura 18 – Ajustes do esquema mho com *blinders* simples para PPS: (a) ajuste reverso, (b) ajuste direto.



Fonte: Autor

Este esquema calcula através das equações (4.6) e (4.7), e utiliza um elemento mho em conjunto de características chamadas de *blinders*. Os *blinders* são elementos que possuem característica linear no plano de impedâncias RX. Este esquema pode ser usado para restringir o disparo do relé de distância para cargas inicialmente fora dos *blinders* e para prevenir religamento automático de uma determinada linha para uma oscilação de potência instável detectada

(REIMERT, 2017). Abaixo as equações mostram como calcular os valores das impedâncias dos *blindings*, sendo a equação (4.7) derivada da (4.6), porém na primeira o centro elétrico está localizado na região do gerador distribuído, diferentemente da segunda, onde o sistema de conexão é realizado através de uma linha longa, e o mesmo encontra-se no meio da mesma.

$$\frac{1}{2}(X'_d + X_{TGD} + X_{system}) \tan \left(\theta - \frac{\delta_c}{2} \right) \quad (4.6)$$

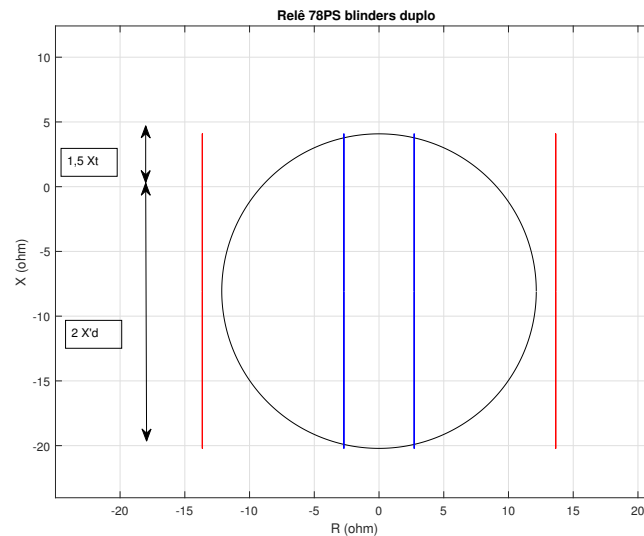
$$\frac{1}{2}(Z_L) \tan \left(\theta - \frac{\delta_c}{2} \right) \quad (4.7)$$

Este esquema trata-se de um método com ajustes mais simples quando comparado a outros testados, já que não é necessário o conhecimento das velocidades das impedâncias características dos fenômenos para ajuste de temporizador. Também se mostrou um método seguro, pois a sua atuação implica que a impedância atravessasse o eixo das reatâncias, no diagrama RX, para que haja a atuação do mesmo. Isso garante a sua atuação apenas para oscilações instáveis, já que nas oscilações estáveis a impedância retorna ao novo ponto de operação pelo mesmo lado do referido diagrama.

4.1.3 RELÉ MHO *Blinders* DUPLO

O esquema de *blinder* duplo está entre os métodos utilizados para detectar oscilações de potência e classificá-las entre oscilações estáveis e instáveis e assim como no esquema de *blinder* simples, também é utilizada a trajetória da impedância de sequência positiva para a análise. Para este método, a característica Mho atua em conjunto com dois pares de *blinder*.

Este esquema compara o tempo real decorrido exigido pelo lugar geométrico da impedância para viajar entre duas características de impedância com um ajuste de *delay*, para identificar se trata de uma oscilação ou de um curto-circuito. Nesse caso, as duas características de impedância são *blinder* simples, um *blinder* interno e outro externo, ambos do lado direito. Normalmente, os dois *blinder* à esquerda são as imagens espelhadas daquelas no plano à direita. O correto ajuste deste esquema é mais complexo que o do *blinder* simples, isso porque é necessário que o *blinder* interno não corresponda a um ângulo menor que o ângulo crítico (REIMERT, 2017). Caso este erro seja cometido, e se a lógica adotada for atuar assim que a impedância passar do *blinder* interno, seria possível que a proteção atue erroneamente para oscilações estáveis. Ao mesmo tempo, caso o valor de *offset* do *blinder* interno seja maior que o ângulo crítico, haveria uma falta de atuação do relé. Por tanto, determinar o ângulo crítico é vital para o correto funcionamento, mas para isso são necessários vários estudos prévios de estabilidade, mas um valor típico adotado é de entre 120 e 150 graus. No entanto o *blinder* externo necessita se localizar fora da característica mho para detectar, por meio de um contador das oscilações mas ao mesmo tempo próximo dela, para evitar invadir a região de operação normal do gerador (BASTO, 2021).

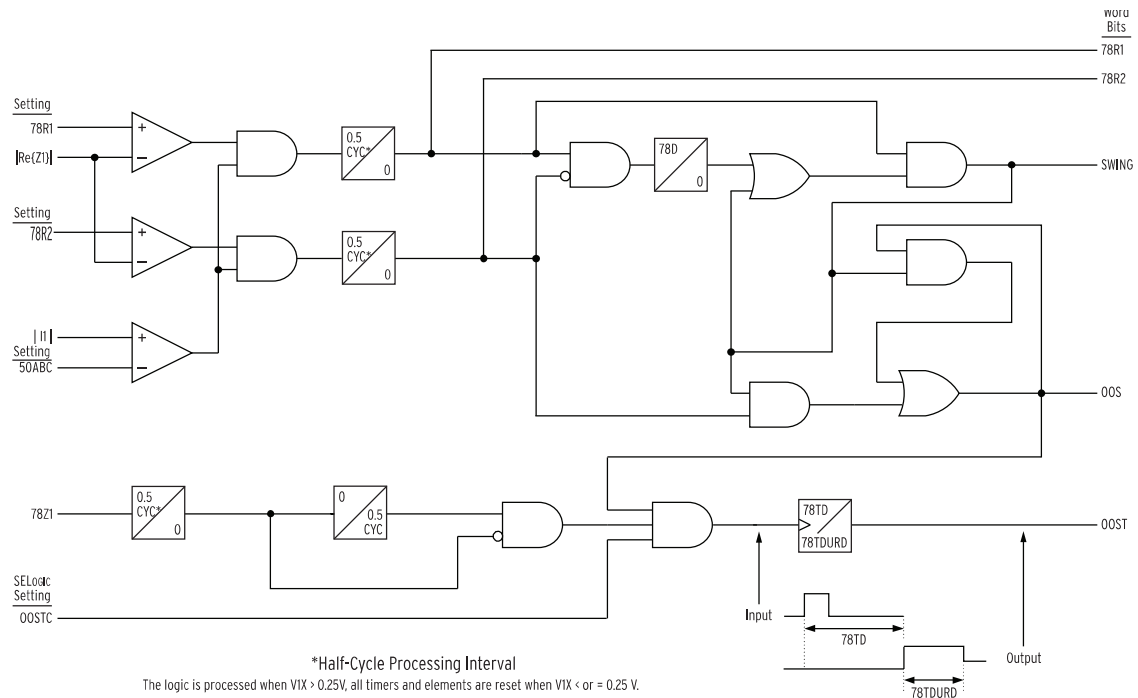
Figura 19 – Diagrama RX do relé mho com *blindings* duplo

Fonte: Próprio autor

Conforme já foi mencionado, esse método foi considerado mais complexo porque exige informações de estudos dinâmicos para a determinação do ajuste do temporizador que discrimina oscilação de curto-circuito. Também foi concluído que para esse algoritmo, os critérios de posicionamento dos *blindings* é mais relevante do que no método de *blinder* simples, já que o mais externo deve estar afastado da região de carga e o mais interno deve estar posicionado de forma que a impedância medida ao atingir o mesmo, o ângulo entre a unidade geradora e a fonte equivalente do sistema seja aproximadamente 120° (condição crítica de improvável retorno à estabilidade). Essa premissa tem como objetivo evitar disparos indevidos durante fenômenos de oscilação estável, já que o mesmo permite a atuação da função se a impedância atravessar os dois *blindings*, atingir a região de OOS, e retornar pelo mesmo lado no diagrama RX (BORDEIRA, 2011).

A proteção contra perda de sincronismo, pode ter seu desempenho melhorado com o uso de funções adicionais nos relés digitais, como por exemplo no modelo SEL 700G do fabricante *Schwitzer Engineering Laboratories* (SEL, 2020), o qual possui funções lógica intrínsecas de bloqueio, as quais fazem o mesmo papel do controle de torque nos antigos relés eletromecânicos. Vale ressaltar que os relés também possuem funções ou recursos lógicos, como contadores, *Latch*, portas lógicas, e com isso é possível uma personalização das filosofias de bloqueio ou de disparo das proteções, bem como ajustes para gerar *triggers* de oscilografias, como mostrado o diagrama de blocos do relé supracitado na figura 20, os quais são de extrema importância nas análises do desempenho dos sistemas de proteção, bem como as filosofias e esquemas adotados pelos engenheiros de proteção (NERI, 2015).

Figura 20 – Diagrama de blocos do relé 78PS no SEL 700G



Fonte:(SEL, 2020).

4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo abordou os fundamentos da proteção que previne a perda de sincronismo, bem como sua aplicação no SEP, mostrando sua devida importância para a segurança não somente das máquinas síncronas, mas como de todo sistemas em si. Vale destacar que este tipo de proteção possui diversos esquemas, pois como é de conhecimento, o sistema elétrico possui alta complexidade, e em razão disso esta proteção foi sendo adaptado e melhorada ao longo dos anos. Neste trabalho foi escolhido o relé 78PS com esquema de *blinders* simples, pois em função das suas características este traria o desempenho satisfatório e com baixa complexidade para os engenheiros de proteção realizarem os estudos de estabilidade eletromecânica, e consequentemente elaborarem os ajustes desta proteção de maneira eficaz, bem como este esquema está disponível nas maioria das IEDs (*Intelligent Eletronic Devices*) comerciais.

5 ESTUDOS DE CASOS

5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

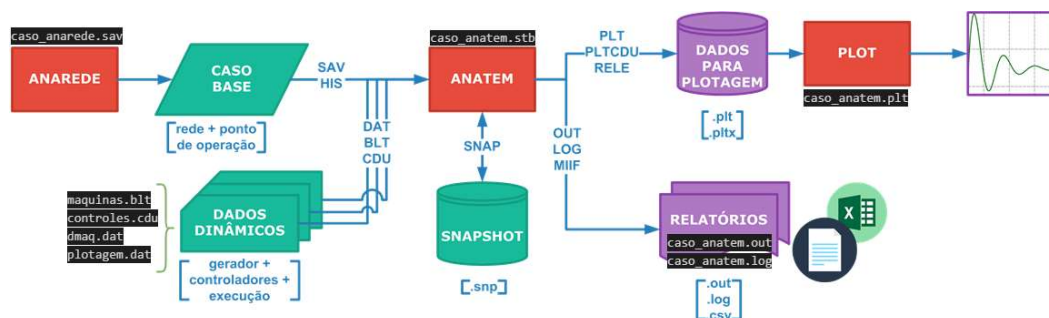
Os resultados apresentados nos estudos de casos, mostram dois sistemas distintos, que se diferem em todos os aspectos, como: geolocalização, nível de tensão, potência de curto-circuito e principalmente, potência dos geradores síncronos e quantidade de máquinas. Ressalta-se que para alguns casos, onde a proteção de sobrecorrente direcional (67) tenha sua atuação como mandatória, não há necessidade de avaliação, pois a concessionária impõe o uso desta proteção para defeitos na sua rede, com objetivo de reduzir o impacto na coordenação entre religadores e elos-fusíveis (EQUATORIAL, 2023). Porém vale ressaltar que tais resultados não levam em conta a conexão massiva da GD baseada em inversores, e seus impactos na coordenação das proteções na RD. Vale destacar que a análise em sistemas totalmente distintos, mostram cenários reais, os quais os engenheiros de proteção podem se deparar com problemas análogos aos apresentados neste trabalho.

Para realizar simulações no domínio do tempo, é imprescindível que haja um modelo da rede estática, contendo todos os parâmetros da rede, bem como um fluxo de potência convergido, o qual será considerado o ponto de partida para simulações dinâmicas. A modelagem estática nos estudos de casos são feitas no Anarede na versão 11.7.2, com os dados elétricos dos alimentadores, carregamento, potência de curto-circuito e ajustes da proteção dos alimentadores, todos cedidos pela distribuidora durante o processo de conexão dos geradores distribuídos. As cargas são modeladas como potência ativa e reativa constantes, os bancos reguladores de tensão ou transformadores com OLTC, também foram considerados no fluxo de potência. Vale ressaltar que a modelagem estática é fundamental para análise dinâmica, pois a partir de um ponto de operação (fluxo de potência) convergido, que o Anatem utiliza os dados da rede, bem como calcula as tensões internas das máquinas síncronas, antes de aplicar os eventos no domínio do tempo (FISCHER; BENMOUYAL; SAMINENI, 2008).

O ajuste do relê 78PS se faz necessário as diversas grandezas elétricas que podem sensibilizar algumas das funções de proteção de forma indevida durante os eventos de oscilações estáveis, bem como a consequentemente avaliação do seu desempenho, , devem ser avaliadas, para que estas sejam bloqueadas durante tais eventos, como as tensões, correntes, frequência, potência ativa do sistema estudado, pois durante um evento de natureza estável as proteções que estão embarcadas nas IEDs, seja da máquina síncrona ou do dispositivo de proteção no PAC, não se desconectem da rede. No entanto, para realizar estas análises, o uso de simulações no domínio do tempo é imprescindível para avaliar a estabilidade angular concomitantemente com as demais grandezas elétricas, que durante este evento, podem ser sensibilizadas, e por consequência atuar de maneira intempestiva.

Para realizar simulações de estabilidade angular, o software utilizado foi o Anatem na versão 12.6.0 que faz parte das ferramentas do CEPEL evidenciados no fluxograma da figura 21, na sequência após a obtenção dos resultados gerados no *software* Anatem, faz-se necessário o uso do *software* Matlab (MATHWORKS, 2009) para importação dos mesmos e consequentemente o ajuste do relê 78PS e adicionalmente avaliar seu desempenho diante das contingências simuladas através das respostas no domínio do tempo. Por meio do Matlab, pode-se verificar a trajetória da impedância vista pelo relê 78PS em todos os casos e assim avaliar o seu desempenho.

Figura 21 – Fluxograma para simulação no Anatem.



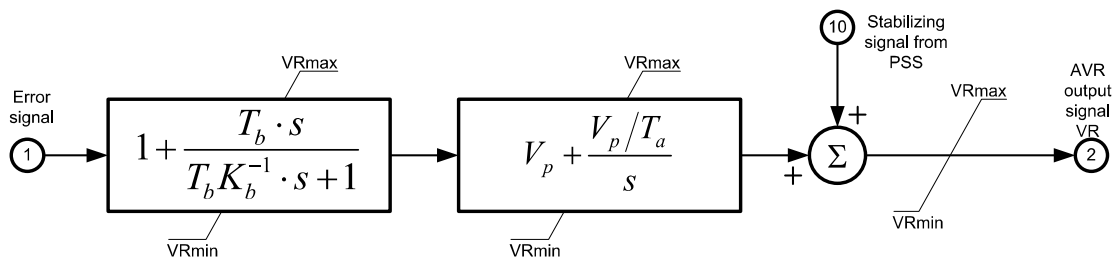
Fonte: (CEPEL, 2024)

5.1.1 ESTUDO DE CASO 1:

O sistema de distribuição sob estudo é composto de uma subestação (SE-Paragominas 34,5 kV), dois alimentadores (PR-09 e PR-15), dispositivos de proteção e manobra (disjuntores e religadores), reguladores de tensão de linha, cargas e um consumidor industrial. O consumidor industrial está localizado a mais de 127 km da SE da distribuidora, e será interligado ao alimentador PR-15 e com possibilidade de manobra para o PR-09, e injetará 3 MW excedentes provenientes de duas unidades de GD de 12,5 MVA do tipo máquina síncrona à rede da distribuidora. O transformador de acoplamento das duas unidades de GD possui uma capacidade de 3,125 MVA e uma impedância de 6,5% na própria base (3,125 MVA). Este transformador de acoplamento possui esta capacidade para limitar a potência injetada, pois a injeção da sua potência total acarretaria violações no níveis de tensão, além de aumentar as perdas nesse alimentador, e a distribuidora detectou em seus estudos essas condições inadequadas para a conexão, assim impactando negativamente na qualidade da energia fornecida aos demais clientes. O diagrama unifilar (georreferenciado) do sistema de distribuição sob estudo é mostrado na figura 22. Os dados de carga dos alimentadores PR-09 e PR-15 são mostrados em patamares de carga por período do dia (madrugada, manhã, tarde e noite) nas tabelas 2 e 3. O estudo considera uma configuração topológica em que parte da rede do alimentador PR-09 é transferida para o alimentador PR-15, de acordo com as informações repassadas pela Equatorial Energia.

não está disponível no *datasheet* do gerador, adotou-se no estudo o valor típico de T''_{q0} de uma máquina síncrona de 12,5 MVA, 13,8 kV, de acordo com (ANDERSON; FOUAD, 2008). O RAT das unidades de GD é representado pelo modelo de sistema de excitação Unitrol 1000 PID (IEEE, 2016), como mostrado no diagrama de blocos da figura.18 do próprio *datasheet* do fabricante ABB, que logo em seguida foi modelado via CDUedit, que também faz parte das ferramentas auxiliares computacionais do CEPEL, veja na figura 19.

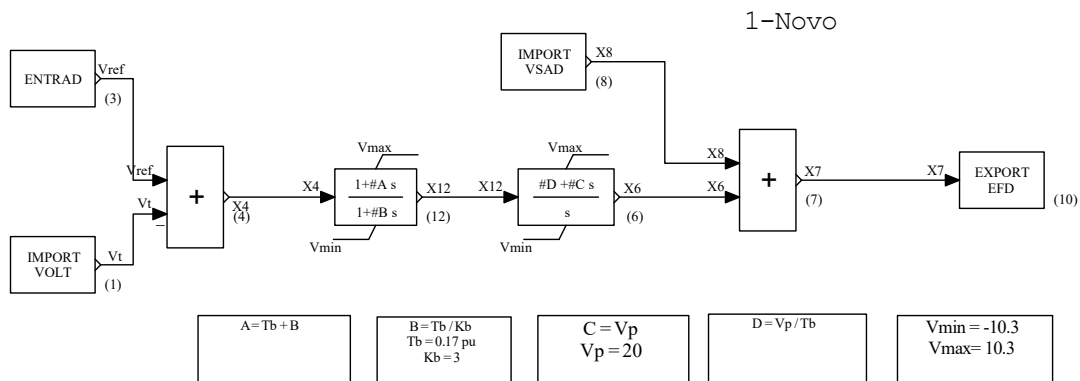
Figura 23 – Diagrama de blocos do Regulador Automático de Tensão .



Fonte: (IEEE, 2016)

A figura 24 mostra o modelo do RAT UNITROL 1000 implementado no CDUedit, bem como os parâmetros indicados pelo fabricante. Considera-se que a geração distribuída opera no modo de controle de potência mecânica constante, pois para grandes perturbações, como curto-circuito, tais dinâmicas possuem constante de tempo elevado, e logo desconsiderá-las não compromete os resultados da proteção contra perda de sincronismo.

Figura 24 – Diagrama de blocos do RAT modelado no CDUEdit

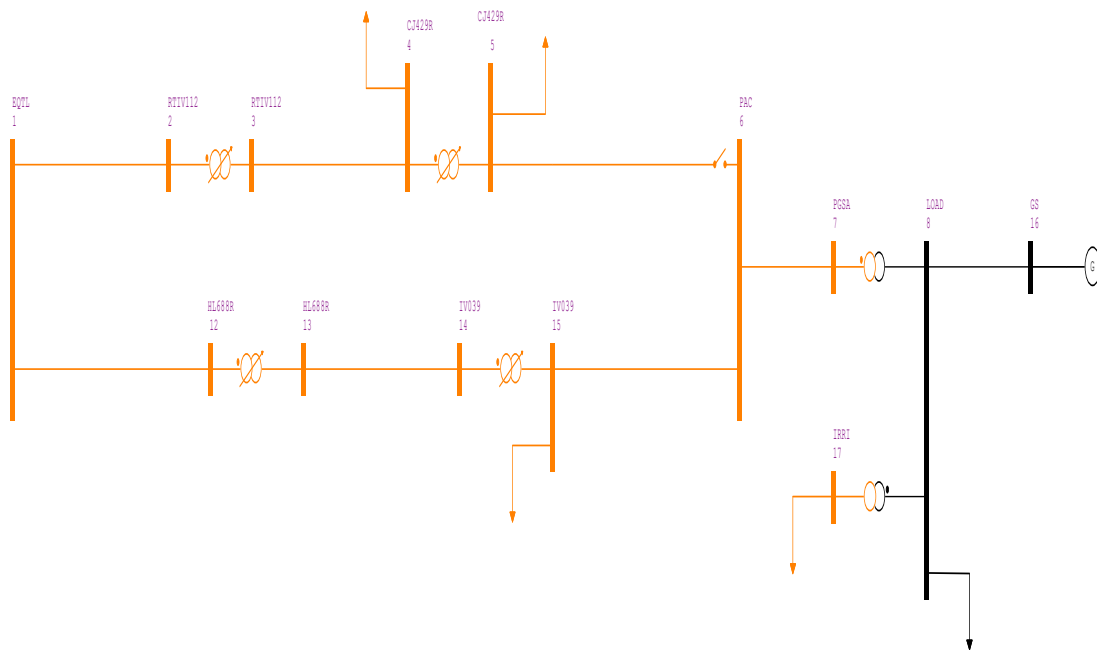


Fonte: autor

5.1.2 ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos por simulação no domínio do tempo para um curto-circuito trifásico aplicado em $t=5$ s na barra 17 em 34,5 kV da indústria, mostrada na figura 25. Os alimentadores de 34,5 kV e as cargas a jusante da barra 17 em 34,5 kV são representados por uma carga equivalente. As simulações consideram o desligamento da carga equivalente atendida pela barra 17 em 34,5 kV no instante da eliminação da falta. Assume-se que os alimentadores de 34,5 kV a jusante possuem relés e disjuntores, uma vez que está planejado a instalação de cubículos de proteção em tais alimentadores. Vale destacar que esses alimentadores de 34,5 kV barra 17 possuem mais 150 km de comprimento e, além disso estão próximos da vegetação local.

Figura 25 – Diagrama unifilar do sistema em estudo.



Fonte: autor

Por tanto, eventos de curto-circuito são mais prováveis de ocorrer em trechos do circuito de 34,5 kV que atendem a carga da barra 17. Cabe frisar que eventos de curto-circuito no alimentador PR-15, bem como no circuito adjacente (PR-09), da concessionária não foram considerados no estudo, pois esses tipos de eventos causariam a atuação da proteção de sobrecorrente direcional (relé 67) do PAC, proteção esta imposta pela distribuidora para conexão de GD, o que resultaria por sua vez na abertura do disjuntor principal do mesmo e na posterior atuação da proteção anti-ilhamento da GD, tornando a análise de estabilidade transitória desnecessária. Considera-se neste estudo que o cenário operativo do sistema é de carga pesada, bem como dois

modos de controle de tensão da GD são considerados: modo controle de tensão e controle de fator de potência unitário.

5.1.3 SIMULAÇÕES DINÂMICAS

5.1.3.1 SEM CONTROLE DE TENSÃO

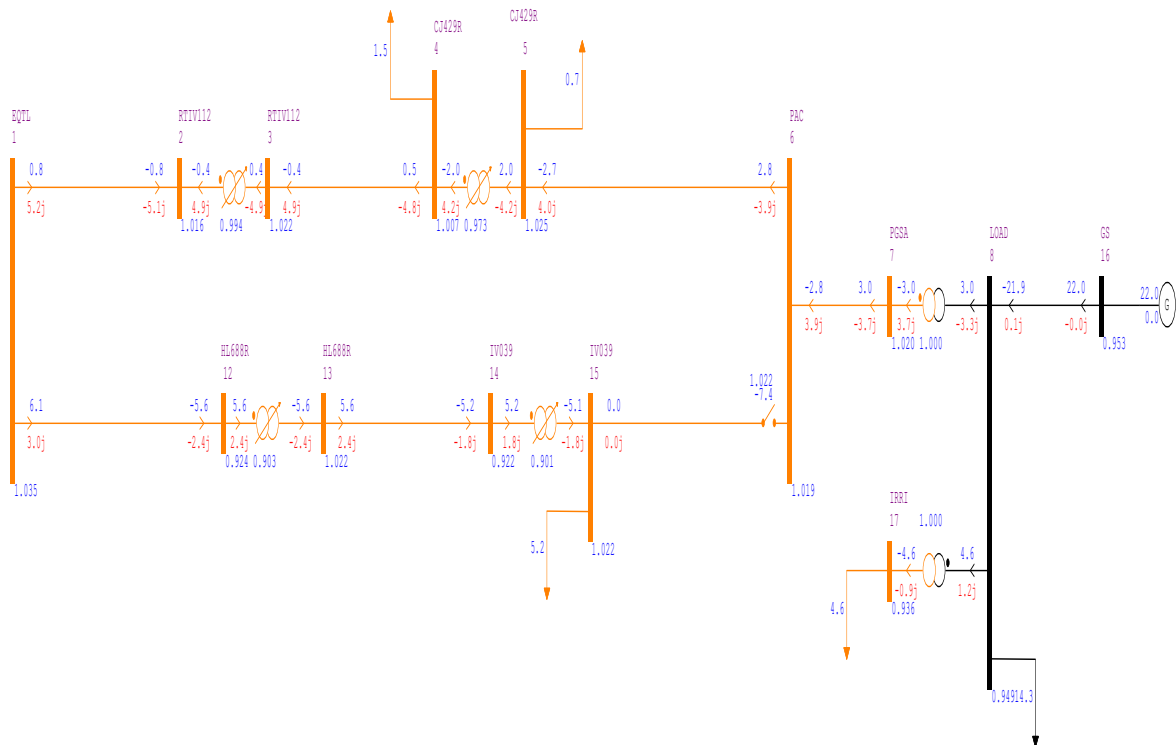
Com os dados da rede elétrica do sistema supridor fornecidos pela concessionária a qual a GD seria conectada, estes foram inseridos no *software* ANAREDE, os quais são mostrados na tabela 4. A figura 26 mostra o ponto de operação gerado através do Anarede para realização das simulações dinâmicas no Anatem, veja que neste caso os geradores síncronos não injetam ou consomem potência reativa, evidenciando um ponto de operação convergente e com as grandezas elétricas dentro dos limites operacionais adequados.

Tabela 4 – Dados de impedância inseridos no Anarede

Dados de impedância em percentual		
trecho	Resistência (%)	Reatância (%)
1-2	24	34
1-12	114,85	155,52
2-3	0,7	1,7
3-4	24	34
4-5	0,7	1,7
5-6	24	34
6-7	111,77	80,18
7-8	0,00	200,00
8-16	1,48	1,48
8-17	0,00	120,00
12-13	0,7	1,7
13-14	119,21	162,57
14-15	0,7	1,7
15-6	185,94	133,35

Fonte: Equatorial Energia Pará

Figura 26 – Ponto de operação do caso 1(sem controle de tensão).



Fonte: Autor.

A figura 27 mostra o comportamento dinâmico do ângulo do rotor do gerador síncrono equivalente (sem controle de tensão) para dois diferentes tempos de eliminação da falta, sendo um deles o tempo crítico de falta o qual fornece por sua vez uma indicação de margem de estabilidade transitória da máquina síncrona. O tempo máximo de eliminação da falta no qual a máquina síncrona (sem controle de tensão) mantém-se em sincronismo é de 49 ms, como pode ser observado na oscilação estável(curva azul).

Caso o curto-circuito seja eliminado em 50 ms, o gerador síncrono perde o sincronismo como pode-se observar na oscilação instável (curva azul) da Figura, confirmando o tempo crítico de falta de 49 ms. Note que esse tempo crítico de falta é muito baixo, indicando que a margem de estabilidade transitória dos geradores síncronos (sem controle de tensão) se mostra extremamente reduzida, tendo em vista que 50 ms é próximo ao tempo total de abertura do disjuntor, o qual a resposta típica de relés de proteção de sobrecorrente (3 a 6 ciclos, ou seja, 50 ms a 100 ms).

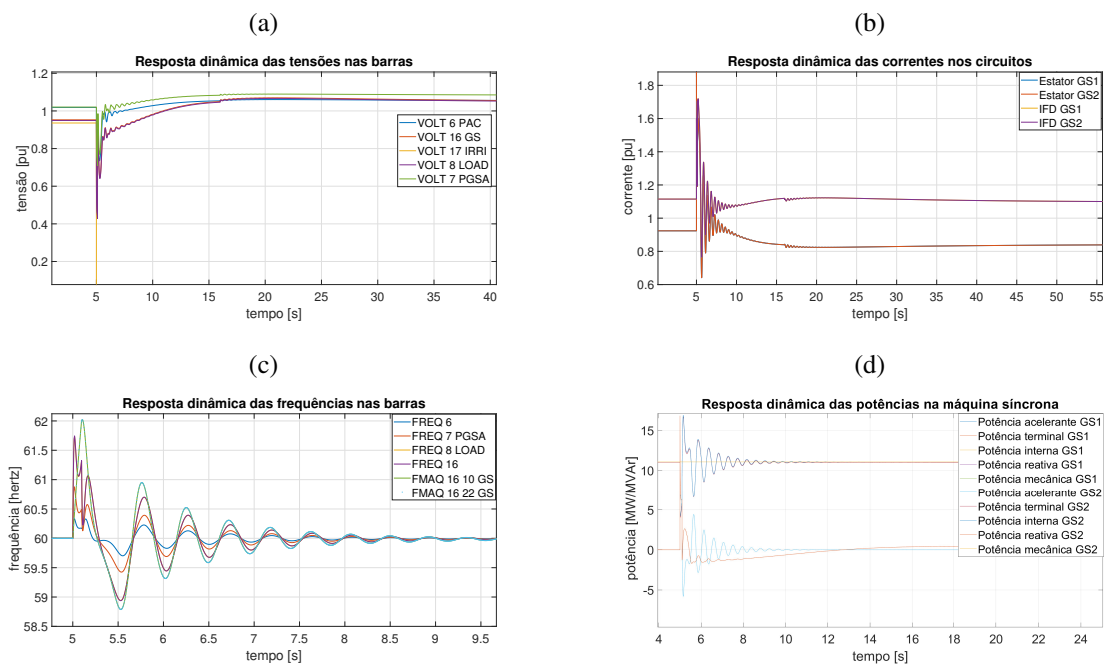
Figura 27 – Comparação entre caso estável e instável



Fonte: autor.

A figura 28 apresenta a dinâmica de diversas grandezas elétricas que podem sensibilizar algumas funções de proteções de forma indevida durante os eventos de oscilações estáveis, como as tensões, correntes, frequências do sistema estudado, para a condição de oscilações instáveis respectivamente, evidenciando que para ambos os eventos, as proteções dos relés 27 e 59 contidos na máquina podem ser sensibilizados e conseqüentemente provocar a atuação de maneira indevida, principalmente em casos de eventos estáveis.

Figura 28 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potência.

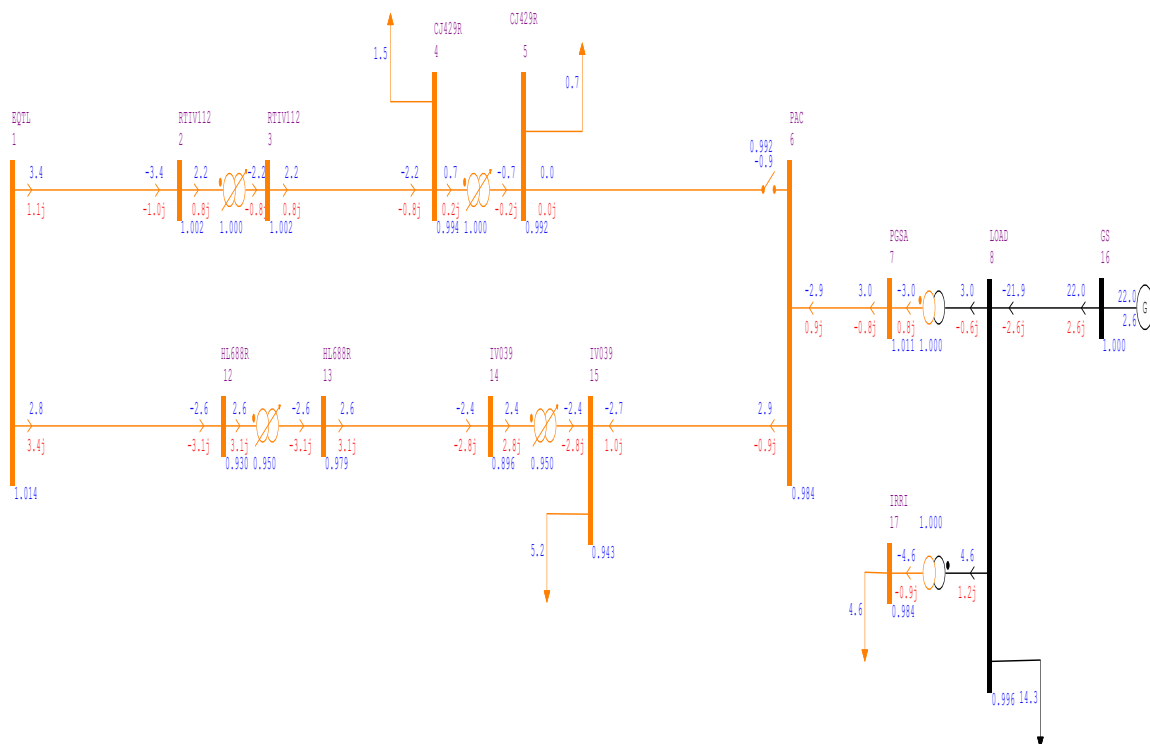


Fonte: Autor

5.1.3.2 COM CONTROLE DE TENSÃO

Para esta condição de operação houve a necessidade de gerar um novo ponto de operação no Anarede, porém com a máquina síncrona controlando a tensão terminal (modo controle de tensão), onde as grandezas de interesse como as tensões se mantêm dentro dos limites operacionais adequados, mostrados na figura 29, que o novo ponto de partida para as simulações dinâmicas se encontra convergido.

Figura 29 – Ponto de operação caso 1 (controle de tensão).

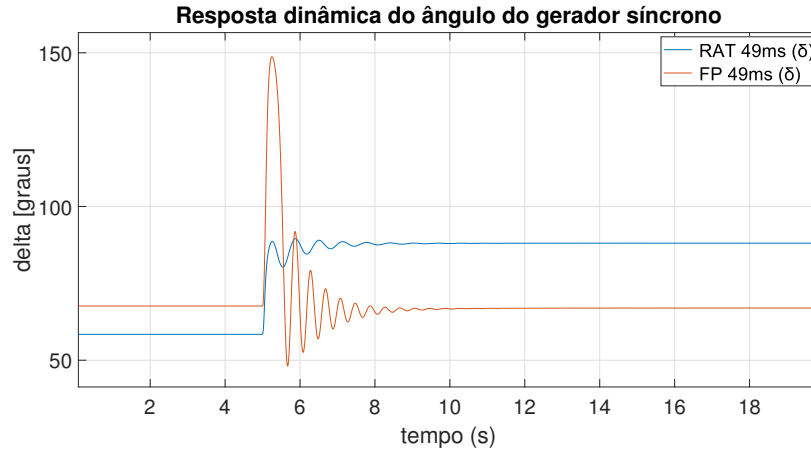


Elaborado pelo autor.

A figura 30 apresenta o comportamento dinâmico do ângulo do rotor do gerador síncrono equivalente frente a um curto-circuito trifásico de 49 ms, para dois casos, um quando a GD opera sem controle de tensão (ação do RAT no modo controle do fator de potência unitário) e outro no modo controle de tensão terminal. Pode-se observar que a estabilidade transitória dos geradores síncronos é mantida para um curto-circuito de 49 ms. Vale ressaltar que no modo controle de tensão, o ângulo do rotor tem uma menor excursão, demonstrando que o RAT do gerador tem um efeito benéfico para aumentar a margem de estabilidade transitória, quando comparado ao caso anterior. Nota-se, por outro lado, que embora o ângulo do rotor apresente uma oscilação estável após a ocorrência da falta e alcance posteriormente um ponto de equilíbrio, a oscilação do ângulo do rotor é mal amortecida. Vale destacar que o uso do RAT no modo controle de tensão tem a função de proporcionar aumento da estabilidade transitória. Entretanto, o uso do RAT causa tipicamente um detrimento no amortecimento das oscilações eletromecânicas do rotor do gerador síncrono. Como já mencionado, oscilações mal amortecidas podem causar danos nas

máquinas, e para isso existem outras análises que podem ser feitas para ajustar o RAT, e assim reduzir tais oscilações, como por exemplo o uso do Estabilizador de Sistemas de Potência (ESP).

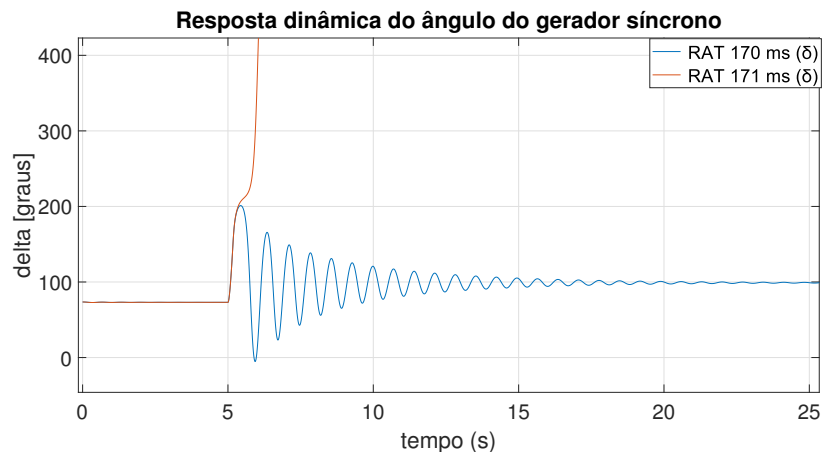
Figura 30 – Comparação entre as respostas estáveis do ângulo do rotor da GD



Fonte: Autor

A figura 31 mostra o ângulo do rotor do gerador síncrono com controle de tensão para dois diferentes tempos de eliminação da falta, sendo um deles o tempo crítico de falta. O tempo máximo de eliminação da falta no qual a máquina síncrona (com controle de tensão) mantém-se em sincronismo é de 170 ms, onde o ângulo crítico δ_{crit} atinge 201 graus elétricos, como pode ser observado na oscilação estável (curva azul) mostrada na figura 31. Quando o curto-circuito é eliminado em 171 ms, o gerador síncrono perde o sincronismo como pode-se observar na oscilação instável (curva vermelha), confirmando o tempo crítico de falta de 171 ms, quando a GD opera com controle de tensão. Note que esse tempo crítico de falta é maior que o tempo de resposta típico de relés de proteção de sobrecorrente e, portanto, a margem de estabilidade transitória da GD é relativamente alta.

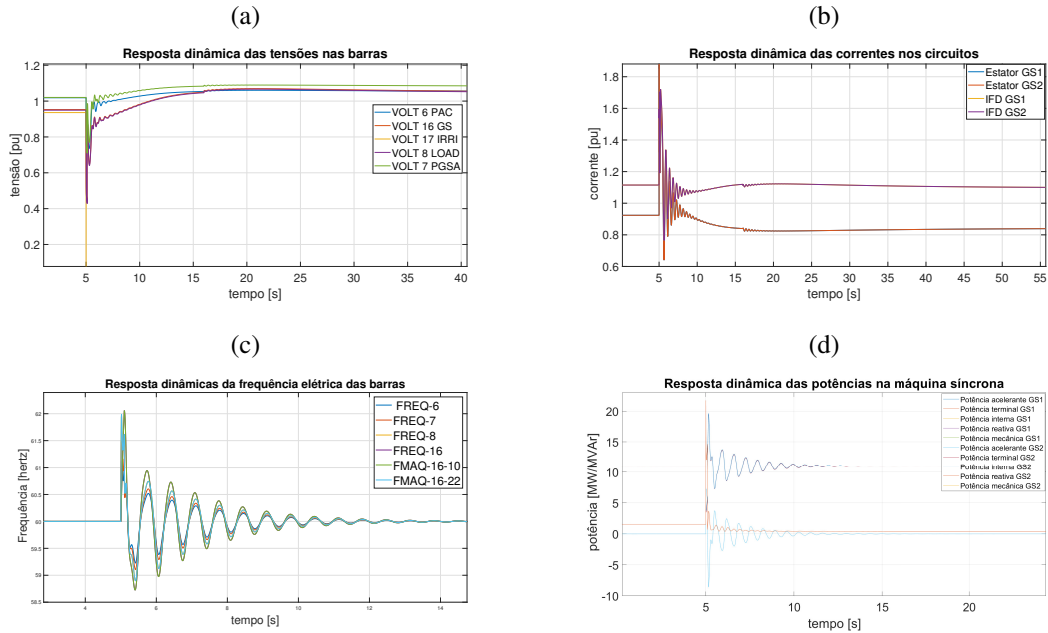
Figura 31 – Comparação entre as respostas dinâmicas estável (azul) e instável(vermelho) com RAT



Fonte: Autor

A figura 32 mostra a dinâmica de diversas grandezas elétricas que podem sensibilizar algumas funções de proteções de forma indevida durante os eventos de oscilações estáveis, como as tensões, correntes, frequências do sistema estudado, mostrando que para estes tipos de eventos, as proteções dos relés 27, 59, 32, 50 e 51, todos contidos na IED das máquinas podem ser sensibilizados e consequentemente provocar a atuação de maneira indevida, principalmente em para os casos estáveis.

Figura 32 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potência.



Fonte: Autor

5.1.3.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE A PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE SINCRONISMO

Para dimensionar a proteção contra a perda de sincronismo dos geradores síncronos da indústria, a qual utiliza um relé de admitância, visto na figura 33, é necessário conhecer o centro elétrico desse sistema. cálculo do centro elétrico (meio da impedância da linha entre a subestação de Paragominas 34,5 KV e a GD da Pagrisa) é mostrado a seguir:

$$X'_d = \frac{0,21}{2} \times \frac{(13,8kV)^2}{12,5MVA} = 1,5997 \text{ ohms}$$

$X'_d = 1,5997 \times \left(\frac{34,5kV}{7,97kV} \right)^2 = 29,9149 \text{ ohms}$ (referida do lado de alta do trafo de acoplamento da GD. A conexão do trafo é delta - estrela)

$$X_{TGD} = 0,065 \times \frac{(34,5kV)^2}{3,125MVA} = 24,7572 \text{ ohms}$$

$$R_{int} = 13,3034 \text{ ohms (Resistência da rede interna da indústria)}$$

$$X_{int} = 9,5436 \text{ ohms (Reatância da rede interna da indústria)}$$

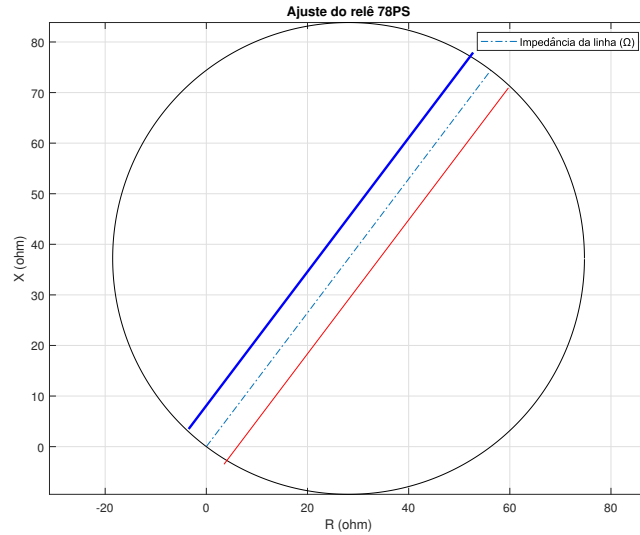
$$|Z_{ind}| = |R_{int} + j.(X'_d + X_{TGD} + X_{int})| = 65,5792 \text{ ohms}$$

$R_{EQ} = 56,2369$ ohms (Resistência entre equivalente 34,5 kV e o PAC).

$X_{EQ} = 74,4174$ ohms (Reatância entre equivalente 34,5 kV e o PAC)

$|Z_{EQ}| = |R_{EQ} + j.X_{EQ}| = 93,276$ ohms

Figura 33 – Diagrama RX do ajuste do relê 78PS (controle de tensão)



Fonte: Autor

Note que a impedância $|Z_{EQ}|$ da rede do supridor é maior que a impedância $|Z_{ind}|$ da indústria. Portanto, o centro elétrico está localizado na zona da rede da concessionária. Neste caso, a proteção contra a perda de sincronismo (relê 78PS) da GD da indústria deve ser realizada pela proteção do alimentador PR-15 (pertencente à concessionária), e ela pode ser incluída nos relés multifuncionais para proteção de alimentadores. Além disso, o disjuntor do alimentador PR-15 deverá ter capacidade de abertura com tensões em oposição de fase. A concessionária deverá avaliar a possibilidade do uso da teleproteção (links de comunicação) entre o relê localizado na barra da concessionária e o relê instalado na GD da indústria, para fins de bloqueio das funções de proteção do gerador durante a detecção de uma condição estável e de envio do comando para *trip* no gerador em caso de detecção de perda de sincronismo. A necessidade do uso de tais *links* de comunicação pode inviabilizar financeiramente a aplicação. Uma solução prática para garantir o bom funcionamento da planta, é realizar ajustes coordenados entre os relés de proteção da irrigação e as proteções de sobrecorrente e subtensão dos geradores síncronos da indústria, afim de desconectá-los durante um defeito que provoque uma condição instável. A tabela 5 a seguir mostra de maneira resumida todos os parâmetros necessários que são gerados nos estudos de estabilidade transitória, e aplicados no relê 78PS do fabricante SEL.

Tabela 5 – Ajustes aplicados no relé 700G da SEL

setting prompt	setting	type
Out-Of-Step Protection	E78 = 1B	One Blinder
Forwar Reach Reatance	93,2767	ohm
Reverser Reach Reatance	NA	ohm
78R1	3,49	ohm
78R2	3,49	ohm
78D	0,05	seconds
78TD	0	seconds
78TDURD	0,50	seconds
50 Pos.Seq current supervision	0,50	per unit
OOSTC 78 Element Torque Control	1	NA

Fonte: adaptado pelo autor

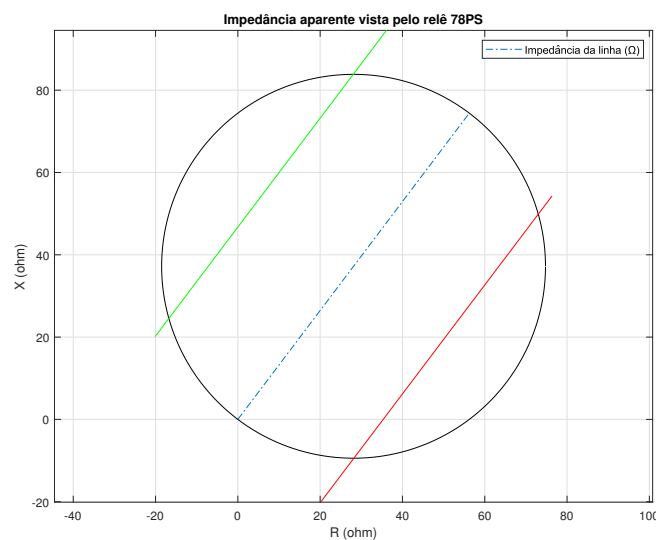


Figura 34 – Diagrama RX do ajuste do relé 78PS (sem controle de tensão)

Fonte: autor

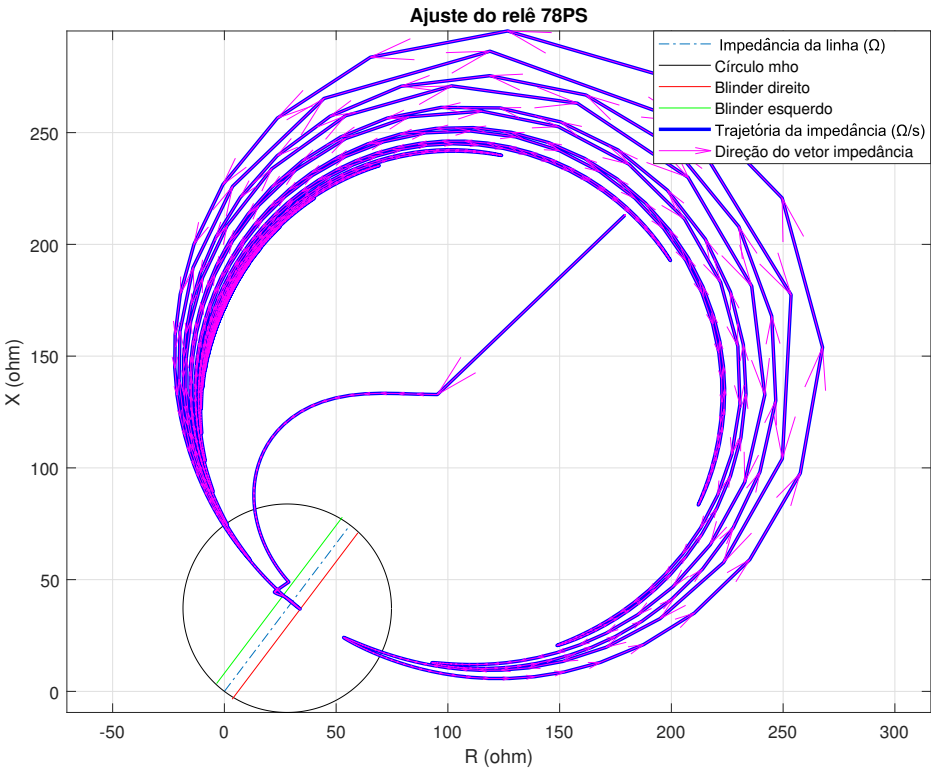
A figura 35 abaixo, mostra o desempenho do relé 78PS instalado na barra da distribuidora para um curto-circuito com duração de 170 ms no modo controle de tensão, como visto nas simulações dinâmicas, tal evento se mostra estável, logo é de esperar que a impedância medida atravessasse o esquema de *blindings*. A trajetória da impedância adentra círculo mho, e consequentemente ultrapassa o primeiro *blinder*, chega próximo do segundo *blinder*, porém não cruza o segundo, e durante as oscilações das máquinas, a impedância adentra diversas vezes na área de bloqueio das proteções de forma correta, demonstrando o correto ajuste da proteção, pois nessas condições o relé 78PS deverá bloquear as proteções nas máquinas evitando assim a saída indesejada da máquina do sistema.

Tabela 6 – Ajustes aplicados no relé 700G da SEL

setting prompt	setting	type
Out-Of-Step Protection	E78 = 1B	One Blinder
Forwar Reach Reatance	93,2767	ohm
Reverser Reach Reatance	NA	ohm
78R1	20,11	ohm
78R2	20,11	ohm
78D	0,05	seconds
78TD	0	seconds
78TDURD	0,50	seconds
50 Pos.Seq current supervision	0,50	per unit
OOSTC 78 Element Torque Control	1	NA

Fonte: adaptado pelo autor

Figura 35 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 170 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão

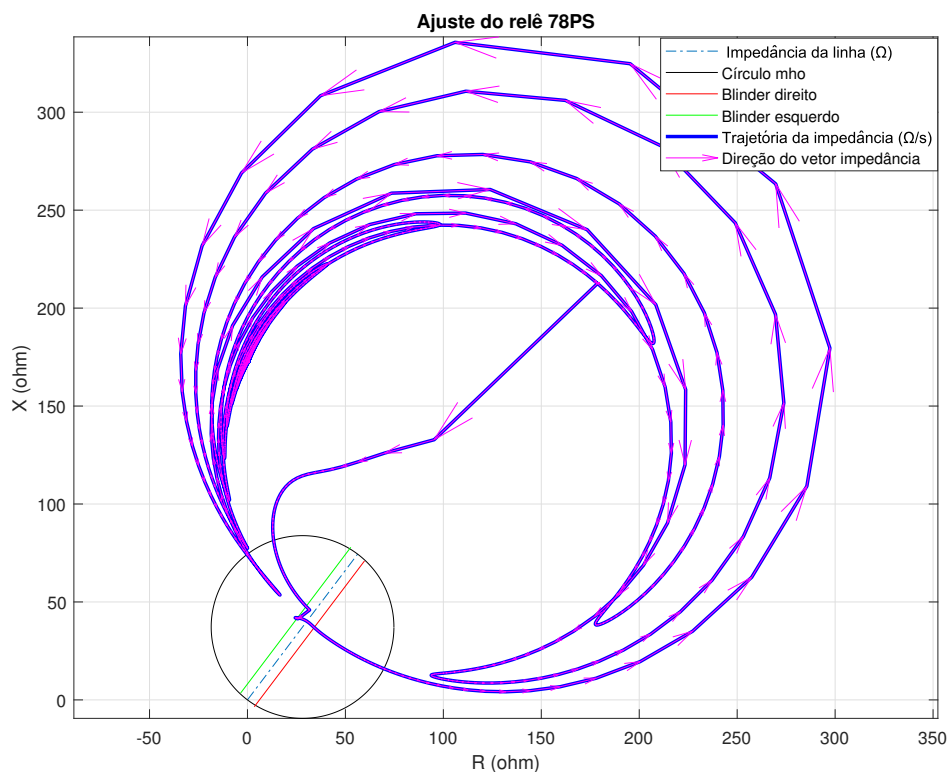


Fonte: autor

A figura 36 a seguir, mostra o desempenho do relé 78PS instalado na barra da distribuidora para um curto-circuito com duração de 171 ms no modo controle de tensão, como visto nas simulações dinâmicas, tal evento se mostra instável, logo é de esperar que a impedância medida atravessasse o esquema de *blindings*. A trajetória da impedância aparente adentra círculo mho, e

consequentemente ultrapassa o *blind* da esquerda, e logo em seguida cruza o *blinder* da direita, e durante as oscilações das máquinas, a impedância adentra diversas vezes na área de bloqueio das proteções de forma correta, demonstrando o correto ajuste da proteção, pois nessas condições o relê 78PS deverá bloquear as proteções nas máquinas evitando assim a saída indesejada da máquina do sistema.

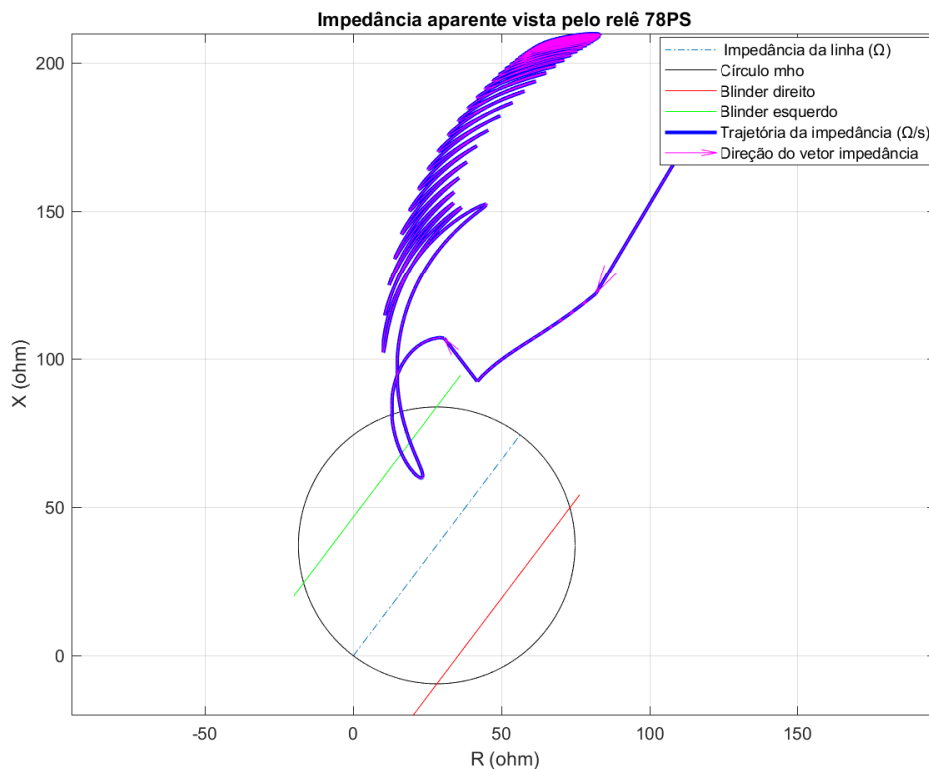
Figura 36 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 171 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão



Fonte: autor

A figura 37 abaixo, mostra o desempenho do relê 78PS instalado na barra da distribuidora para um curto-circuito com duração de 49 ms no modo controle de FP unitário, como visto nas simulações dinâmicas, tal evento se mostra estável, logo é de esperar que a impedância medida não atravessasse o esquema de *blind* simples. A trajetória da impedância aparente adentra círculo mho, e permanece por um pequeno intervalo de tempo, e logo em seguida sai pela mesma direção do *blinder* por onde adentrou.

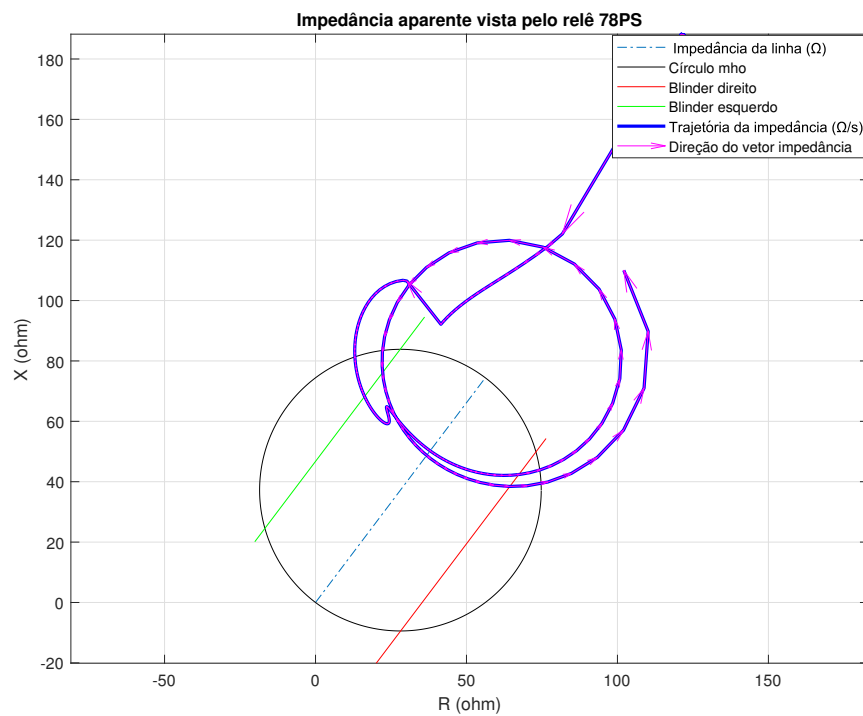
Figura 37 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 49 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão



Fonte: autor

A figura 38 abaixo, mostra o desempenho do relê 78PS instalado na barra da distribuidora para um curto-circuito com duração de 50 ms no modo controle de potência reativa em zero, como visto nas simulações dinâmicas, tal evento se mostra instável, logo é de esperar que a impedância medida atravessasse o esquema de *blindings*. A trajetória da impedância aparente adentra círculo mho, e consequentemente ultrapassa o *blinder* da esquerda, e logo em seguida cruza o *blinder* da direita, cruzando o centro elétrico exatamente na linha que interliga a a barra da distribuidora à barra de interconexão da GD.

Figura 38 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 50 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão

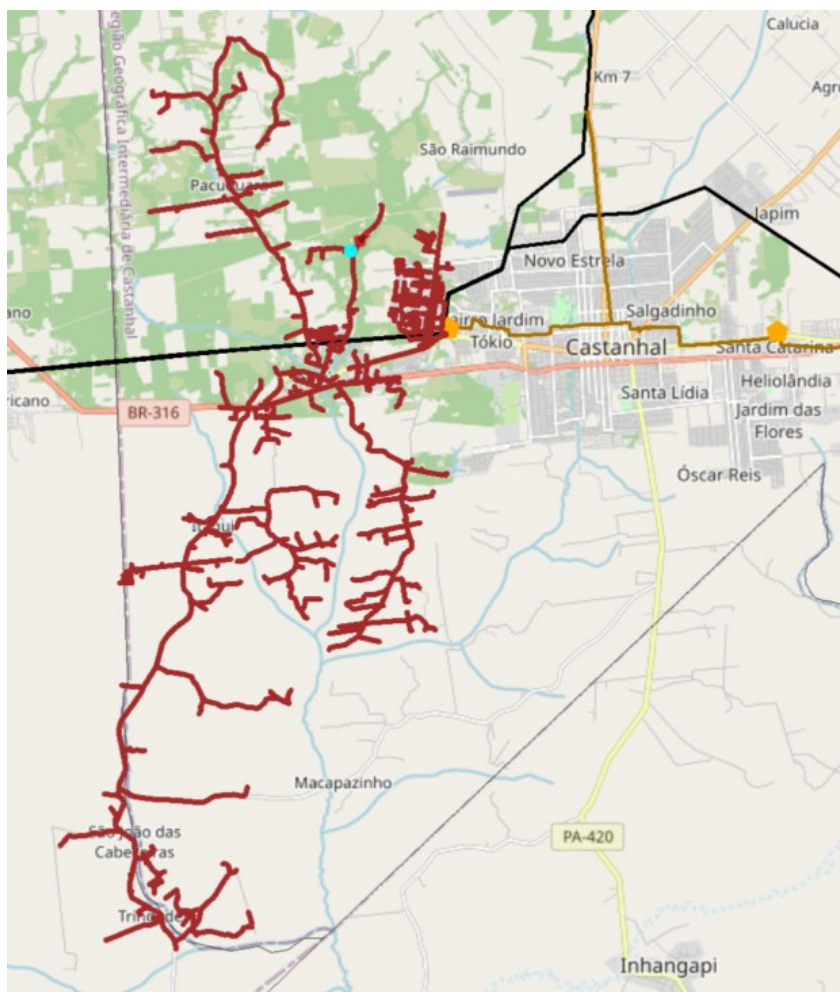


Fonte: autor

5.2 ESTUDO DE CASO 2:

A agroindústria está localizada no município de Castanhal no estado do Pará como ilustrado na figura 39, e possui uma máquina síncrona de 3,75 MVA da a qual injetará 3 MW no alimentador CS-10 da subestação de Castanhal em 13,8 kV, a qual é suprida por uma barra com elevado nível de curto-circuito (subestação de Santa Maria 69 kV) através de duas linhas de 69 kV em paralelo, como ilustrado no diagrama unifilar na figura 40. O transformador de acoplamento da GD possui uma capacidade de 3,5 MVA e uma impedância de 5% (própria base).

Figura 39 – Geolocalização da GD.

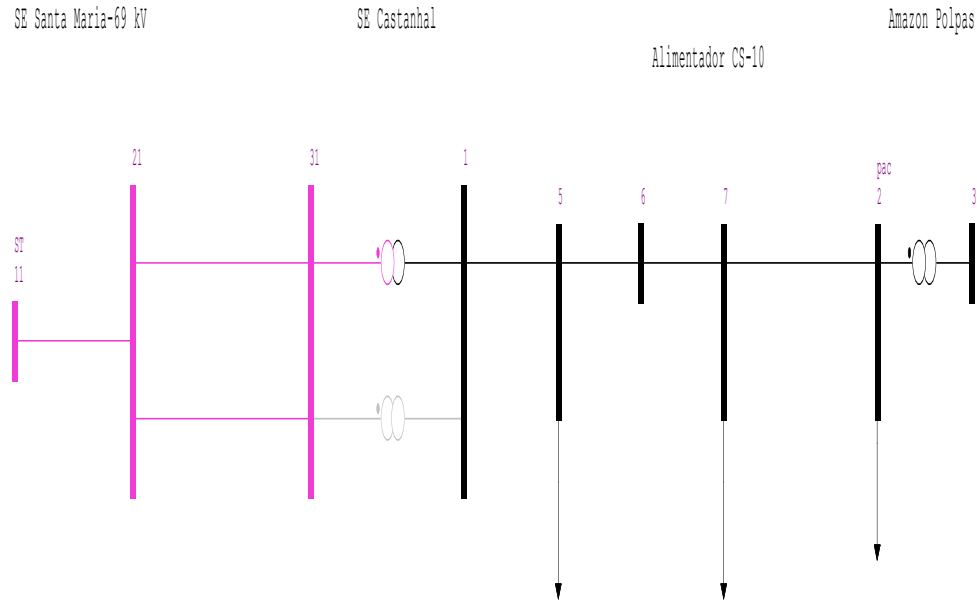


Fonte: autor.

A distância total da SE-Castanhal 13,8 kV até o ponto de acoplamento comum (PAC) entre a rede da concessionária e a GD é de aproximadamente 9,5 km. As duas linhas de 69 kV possuem resistência de 0,1486 p.u. e reatância 0,3863 p.u. na base de 100 MVA. O transformador da subestação de Castanhal é de 30 MVA e possui uma reatância de 0,3666 p.u. na base do sistema. O alimentador possui quatro tipos de cabos distintos no referido trecho. Os tipos de cabos usados ao longo dos trechos entre a SE Castanhal 13,8 kV e o PAC são apresentados a seguir:

- Trecho entre a barra 1 e 5, 1,84 km (*Spacer* 150 mm²);
- Trecho entre a barra 5 e 6, 2,16 km (336-CA);
- Trecho entre a barra 6 e 7, 0,85 km (*Spacer* 185 mm²);
- Trecho entre a barra 7 e 2, 4,65 km (4/0);

Figura 40 – Diagrama unifilar do sistema estudado.



Fonte: autor.

Tabela 7 – Dados de impedância inseridos no Anarede

Dados de impedância em percentual		
trecho	Resistência (%)	Reatância (%)
11-21	0,67	0,64
21-31	14,86	38,63
21-31	14,86	38,63
31-1	0,00	36,66
1-5	16,33	13,49
5-6	21,46	43,95
6-7	6,11	11,11
7-2	73,76	99,89
2-3	0,00	142,85

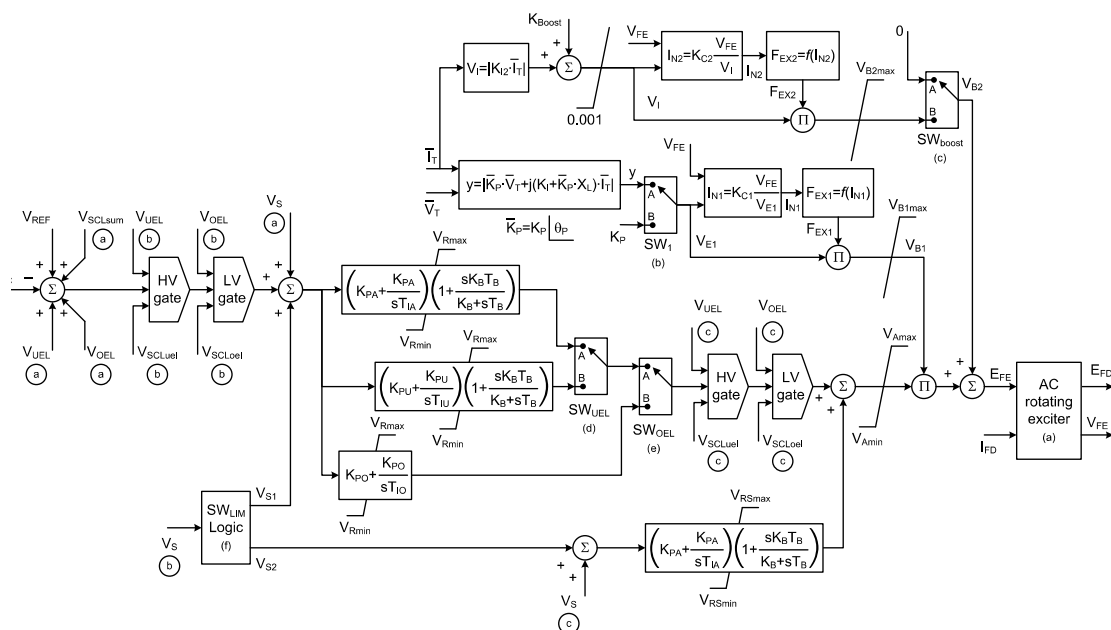
Fonte: Equatorial Energia Pará

Tabela 8 – Dados de impedância inseridos no Anarede

PAR-PR-09							
madrugada		manhã		Tarde		Noite	
P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1,637	0,532	3,008	0,978	2,706	0,880	3,473	1,129

Fonte: Equatorial Energia Pará

Figura 41 – Diagrama de blocos do Regulador Automático de Tensão .



5.2.1 ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

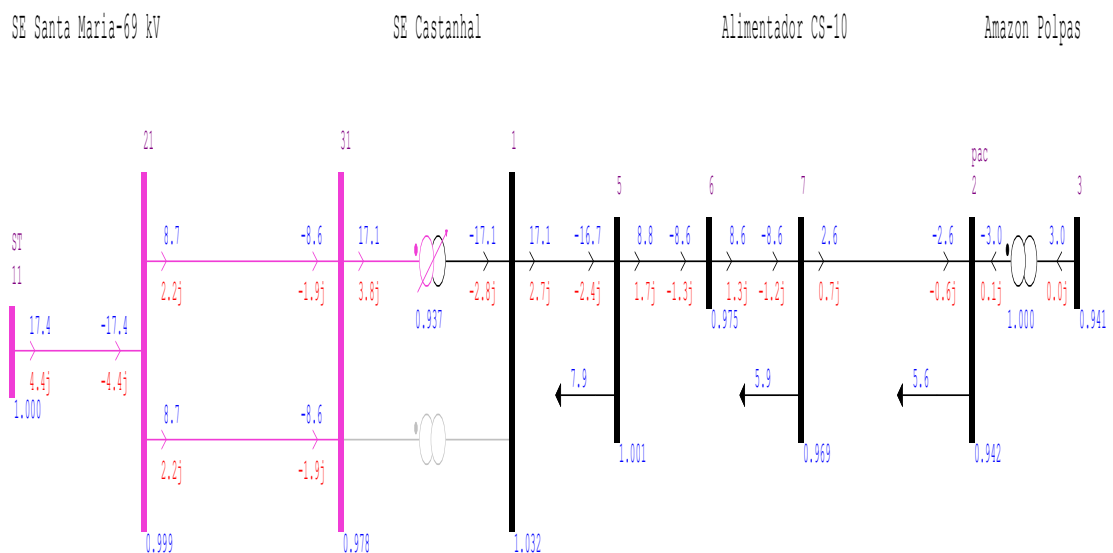
Os resultados obtidos por simulação no domínio do tempo para um curto-circuito trifásico aplicado em $t=5$ s em uma das linhas de 69 kV próximo a barra da subestação de Castanhal, considerando dois diferentes casos de modos de controle de tensão. As simulações consideram o desligamento da linha de 69 kV após a eliminação da falta. O cenário operativo do alimentador CS-10 é de carga pesada, pior condição para máquina quando esta opera no modo controle de tensão. Adicionalmente foi aplicado defeitos na barra 1, com objetivo de emular defeitos nos alimentadores adjacentes, pois para este tipo de evento a Proteção contra Perda de Sincronismo PPS realizada pelo relé 78PS, função esta presente na IED instalada na máquina, deverá atuar de

maneira coordenada com as proteções de outros alimentadores.

5.2.1.1 SEM CONTROLE DE TENSÃO

As simulações no domínio do tempo para este caso, com FP unitário, utilizou o ponto de operação gerado através do Anarede, visto na figura 42, onde a máquina não troca potência reativa com a rede da distribuidora, evidenciando assim as condições de contorno para inicializar os controles da máquina vale ressaltar que este caso as tensões ficaram abaixo de 0.95 pu, isso demonstra que o *setpoint* de tensão da barra da supridora estava inadequado, porém os dados repassados foram seguido de acordo com o setor de planejamento da distribuidora.

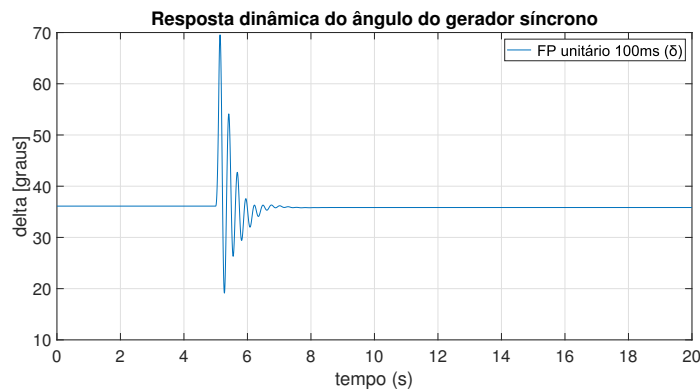
Figura 42 – Ponto de operação gerado pelo Anarede.



Fonte: autor.

A Figura 43 mostra a resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador síncrono frente a um curto-circuito trifásico de 100 ms, quando a GD opera sem controle de tensão (modo de controle de fator de potência unitário). Pode-se observar que o ângulo do rotor apresenta uma oscilação estável após a ocorrência da falta e atinge um ponto de equilíbrio após a oscilação.

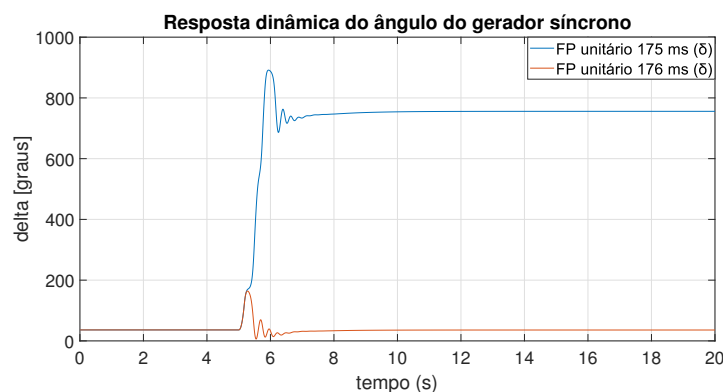
Figura 43 – Resposta do ângulo do rotor para o caso do tempo crítico de falta de 100ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão



Fonte: autor

A Figura 44 mostra o comportamento dinâmico do ângulo do rotor do gerador síncrono (sem controle de tensão) para dois diferentes tempos de eliminação da falta, sendo um deles o tempo crítico de falta o qual fornece por sua vez uma indicação de margem de estabilidade transitória da máquina síncrona. O tempo máximo de eliminação da falta no qual a máquina síncrona (sem controle de tensão) mantém-se em sincronismo é de 175 ms, como pode ser observado na oscilação estável (curva azul) mostrada na Fig.5. Quando o curto-circuito é eliminado em 176 ms, o gerador síncrono perde o sincronismo como pode-se observar na oscilação instável (curva vermelha), confirmando o tempo crítico de falta de 175 ms.

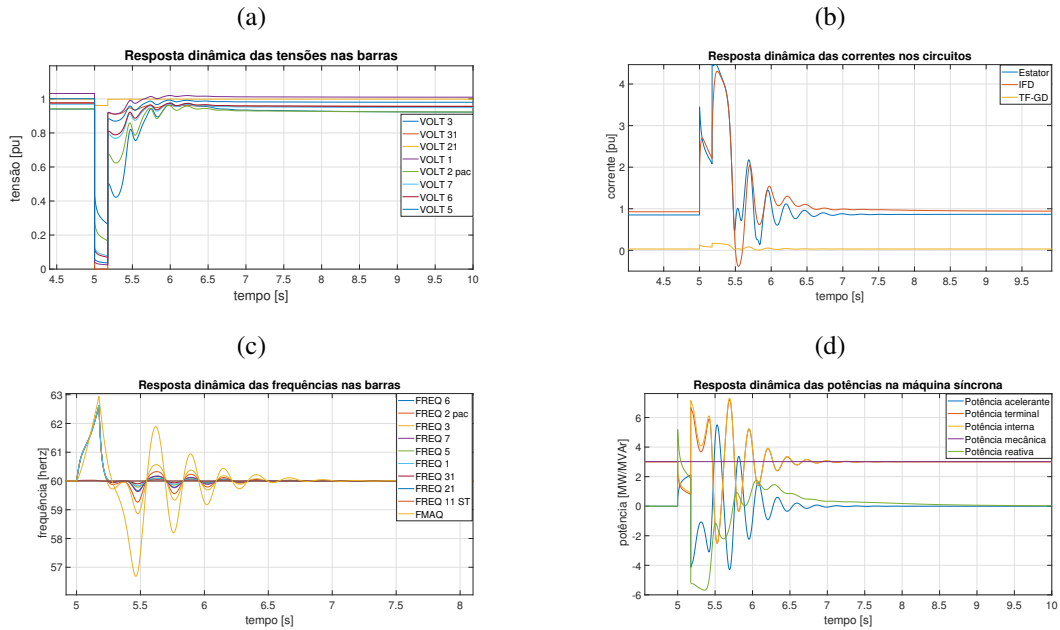
Figura 44 – Comparação entre as respostas dinâmicas estável (azul) e instável(vermelho) no modo FP unitário



Fonte: autor

A figura 45 mostra o comportamento dinâmico de diversas grandezas que são monitoradas, seja por relês de proteção, ou sistemas supervisórios, que durante um evento no SEP, rotor do gerador síncrono (sem controle de tensão) para o tempo crítico de eliminação da falta, o qual fornece por sua vez uma indicação de quais proteções podem ser sensibilizadas, ou pior, até mesmo atuarem para um evento estável.

Figura 45 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potências

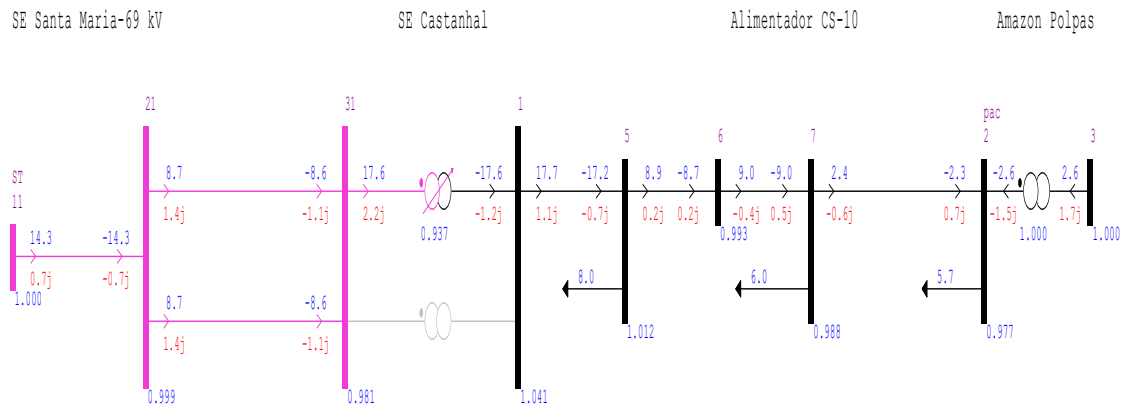


Fonte: Autor

5.2.1.2 COM CONTROLE DE TENSÃO

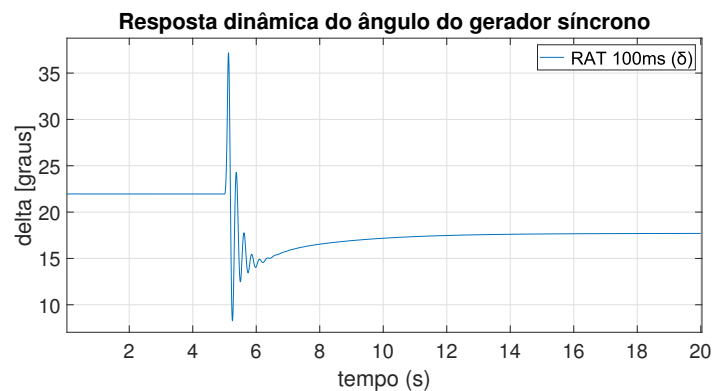
Para esta condição de operação houve a necessidade de gerar um novo ponto de operação no Anarede, porém com a máquina síncrona controlando a tensão terminal (modo controle de tensão), note que neste caso a máquina injeta 1,6 MVar na rede da distribuidora, veja na figura 46, evidenciando um condição de contorno, onde regulador automático de tensão deve manter a tensão em 1 p.u.; vale destacar que este ponto de operação está dentro da curva de capacidade da máquina que está disponível nos anexos.

Figura 46 – Ponto de operação.



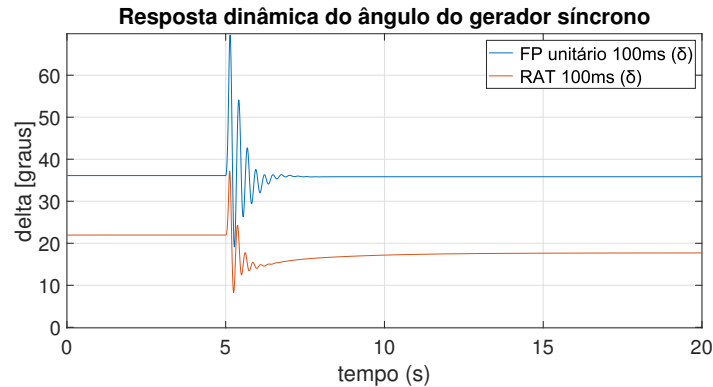
Fonte: autor

A figura 47 mostra o comportamento dinâmico do ângulo do rotor do gerador síncrono frente a um curto-circuito trifásico de 100 ms, quando a GD opera com controle de tensão (ação do RAT no modo controle de tensão terminal). Nota-se que o ângulo do rotor apresenta uma oscilação estável após a ocorrência da falta e atinge um ponto de equilíbrio após a oscilação, o que já era de esperar pois com o uso do RAT, há um aumento do coeficiente do torque de sincronismo, e este efeito é evidenciado na figura 48, pois as respostas dinâmicas do rotor para o mesmo defeito, porém um com modo controle de tensão (curva vermelha) e outro controle de FP unitário (curva azul).

Figura 47 – Resposta do ângulo δ para o tempo de falta de 100 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão

Fonte: autor

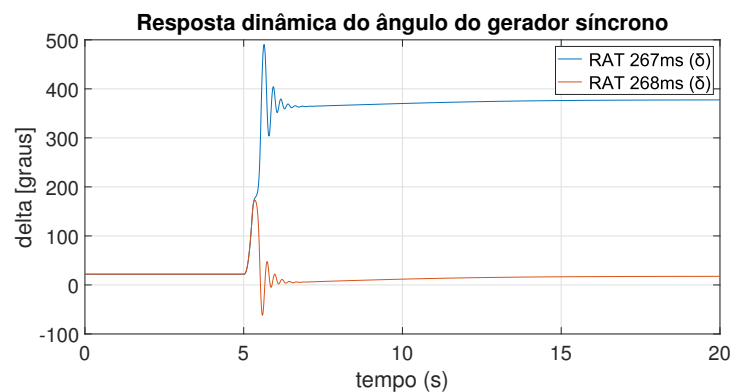
Figura 48 – Comparação entre as Respostas do ângulo δ para o tempo de falta de 100 ms, no qual o gerador opera com FP unitário e com controle de tensão



Fonte: autor

Observa-se na Figura 49 o ângulo do rotor do gerador síncrono (sem controle de tensão) para dois diferentes tempos de eliminação da falta, sendo um deles o tempo crítico de falta. O tempo máximo de eliminação da falta no qual a máquina síncrona (com controle de tensão) mantém-se em sincronismo é de 267 ms, como pode ser observado na oscilação estável (curva azul) mostrada na figura 49. Quando o curto-circuito é eliminado em 268 ms, o gerador síncrono perde o sincronismo como pode-se observar na oscilação instável (curva vermelha) da figura 49, confirmando o tempo crítico de falta de 267 ms, quando a GD opera com controle de tensão. Este resultado mostra o efeito benéfico do regulador automático de tensão para aumentar a margem de estabilidade transitória do gerador síncrono de 3,75 MVA em relação ao caso sem controle de tensão.

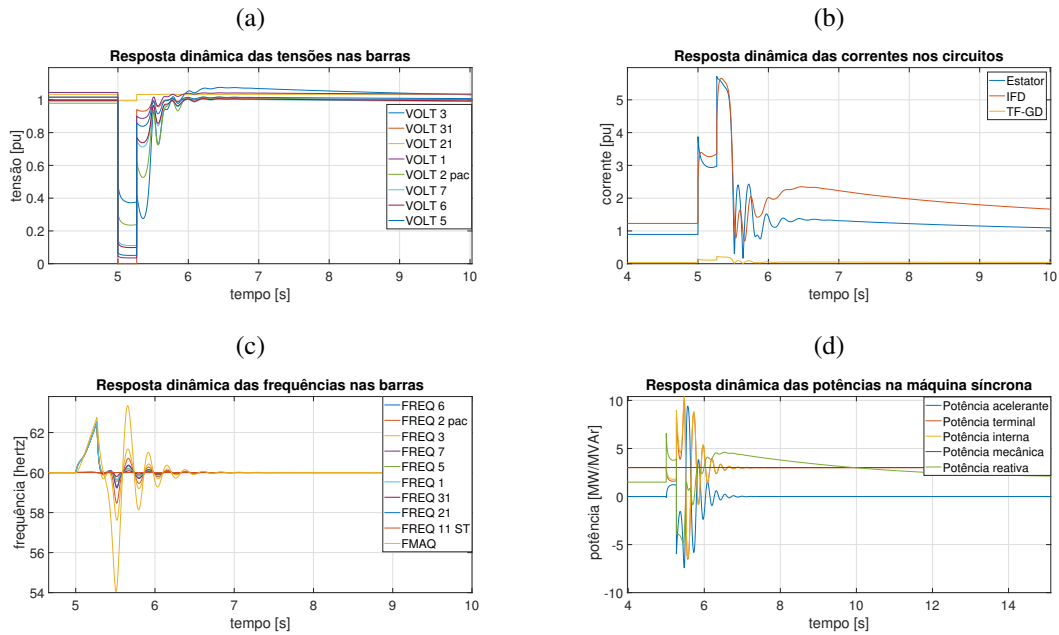
Figura 49 – Resposta do ângulo δ estável(vermelho) e instável (azul)



Fonte: autor

A Figura 50 mostra o comportamento dinâmico de diversas grandezas que são monitoradas, por relês de proteção, e que durante um evento no SEP, podem atuar de maneira inadvertida ou não, logo o uso de esquemas de seletividade lógica, seja na própria IED ou por meio do protocolo de comunicação (IEC 61850) entre os equipamentos de proteção dentro da SE, é de extrema importância, pois durante os eventos de curto-circuito, a máquina síncrona pode se manter em sincronismo, e para esta condição, a mesma não deverá se desconectar da rede. No entanto, para os casos que a máquina perca o sincronismo, o relê 78PS será muito mais rápido que as demais proteções da planta, ou mesmo da própria concessionária.

Figura 50 – Respostas dinâmicas sem controle de tensão: (a) tensão, (b) correntes, (c) frequência, (d) potências.



Fonte: Autor

5.2.1.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE A PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE SINCRONISMO

Para dimensionar a proteção contra a perda de sincronismo dos geradores síncronos da indústria, a qual utiliza um relê de admitância, é necessário conhecer o centro elétrico desse sistema. Um cálculo do centro elétrico (meio da impedância da linha entre a subestação de Paragominas 34,5 KV e a GD da Pagrisa) é mostrado a seguir.

Cálculo do centro elétrico:

$$X'_d = 0,199p.u. \times \frac{(13,8kV)^2}{3,75MVA} = 10,1060 \text{ ohms (Reatância transitória da GD)}$$

$$X_{TGD} = 0,05p.u. \times \frac{(13,8kV)^2}{3,5MVA} = 2,7206 \text{ ohms (Reatância do transformador da GD)}$$

$$|Z_{ind}| = 12,786 \text{ ohms}$$

$$R_{th} = 2,4692 \text{ ohms (Reatância do sistema supridor)}$$

$$X_{th} = 4,8586 \text{ ohms (Reatância do sistema supridor)}$$

$$Z_{th} = 2,4692 + j4,8586 \text{ ohms (Reatância do sistema supridor)}$$

$$|Z_{th}| = 5,45 \text{ ohms}$$

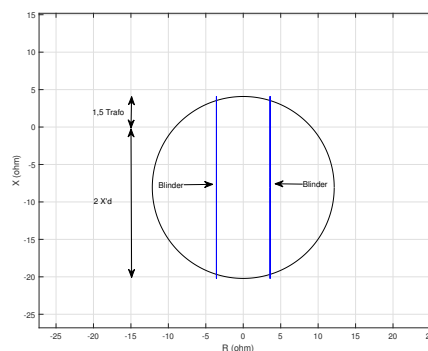
$$|Z_{th}| < |Z_{ind}|$$

Perceba que a impedância equivalente da rede do supridor $|Z_{th}|$ é menor do que a da indústria $|Z_{ind}|$. Portanto, o centro elétrico está localizado na região elétrica da indústria. Neste caso, a proteção contra a perda de sincronismo (relé 78PS) da GD da indústria deve ser realizada pela proteção da própria máquina síncrona, que possui relés multifuncionais para proteção de geradores síncronos. Além disso, o disjuntor do alimentador deverá ser capaz de abrir em oposição de fases, ou seja com o dobro da tensão de fases em cada polo. A concessionária deverá avaliar a devida coordenação entre o disjuntor no PAC e os religadores entre a GD, afim de evitar que a máquina síncrona seja desconectada durante oscilações estáveis, provocadas por defeitos fora da zona de proteção dos equipamentos localizadas na RD, precisamente, os que estão na zona entre o acessante e a supridora entre a proteção da concessionária e a proteção da do gerador síncrono da indústria, para fins de bloqueio das funções de proteção do gerador durante a detecção de uma condição de sincronismo e de envio do comando para *trip* do gerador em caso de detecção de perda de sincronismo.

5.2.1.4 AJUSTES DA PROTEÇÃO 78PS

De posse da resposta do ângulo do rotor em todas as contingências simuladas, segue-se com os ajustes da proteção contra a perda de sincronismo no esquema de *blindings* simples a serem aplicados à função 78PS do relé do gerador síncrono de 3,75 MVA da planta. A localização geométrica no plano de impedâncias foi extraído das simulações no domínio do tempo, através do ângulo crítico de falta, porém A Figura 51 mostra o diagrama RX com ajustes da característica mho, bem como os valores para o esquema de *blindings* simples que foram aplicados no relé da GD.

Figura 51 – Diagrama RX do ajuste do relé 78PS



Fonte: autor

Os ajustes recomendados para a proteção contra a perda de sincronismo em esquema gerado a partir do estudo de estabilidade transitória foram inseridos aplicados no relê 700G da SEL. A tabela 9 mostra os parâmetros a serem inseridos no IED.

Tabela 9 – Ajustes aplicados no relê 700G da SEL

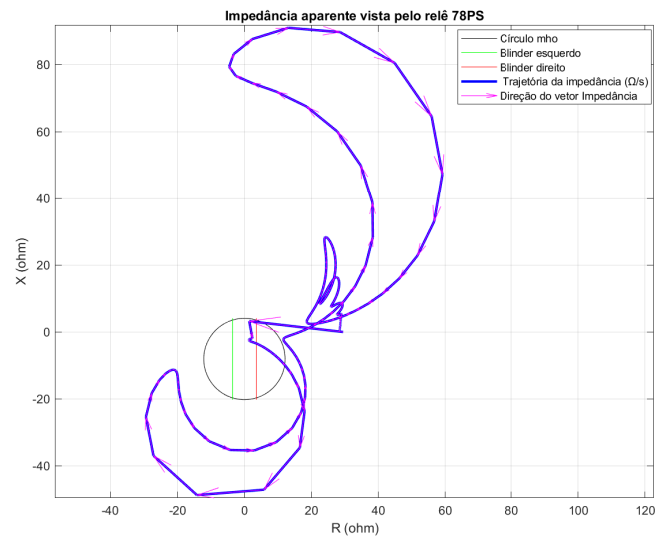
setting prompt	setting	type
Out-Of-Step Protection	E78 = 1B	One Blinder
Forwar Reach Reatance	20,20	ohm
Reverser Reach Reatance	4,08	ohm
78R1	3,58	ohm
78R2	3,58	ohm
78D	0,05	seconds
78TD	0	seconds
78TDURD	0,50	seconds
50 Pos.Seq current supervision	0,50	per unit
OOSTC 78 Elemente Torque Control	1	NA

Fonte: adaptado pelo autor

O relê 78PS tem a função de medir a impedância “vista” pela barra terminal da GD. Se a impedância calculada durante a oscilação cruza o círculo mho e um dos *blindings*, e permanece entre ambos por um tempo pré-definido, e em seguida cruza o outro *blinder*, ou mesmo se a impedância cruza direto ambos os *blindings*, sem nenhuma permanência entre estes, o relê 78PS determina que ocorreu uma condição de perda de sincronismo e um comando de *trip* sem nenhum atraso intencional. Se todos esses critérios não forem atendidos, o relê 78PS detecta que ocorreu uma oscilação estável e não desarma.

A figura 52 mostra a trajetória da impedância “vista” pelo relê 78PS no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta (175 ms) em que o gerador síncrono opera sem controle de tensão. Note que a trajetória da impedância (curva azul) cruza somente o círculo mho e um dos *blindings*, portanto, o relê indicaria corretamente que se trata de uma oscilação estável, habilitando a função de bloqueio de outros relés que por ventura pudessem ser sensibilizados durante esta condição.

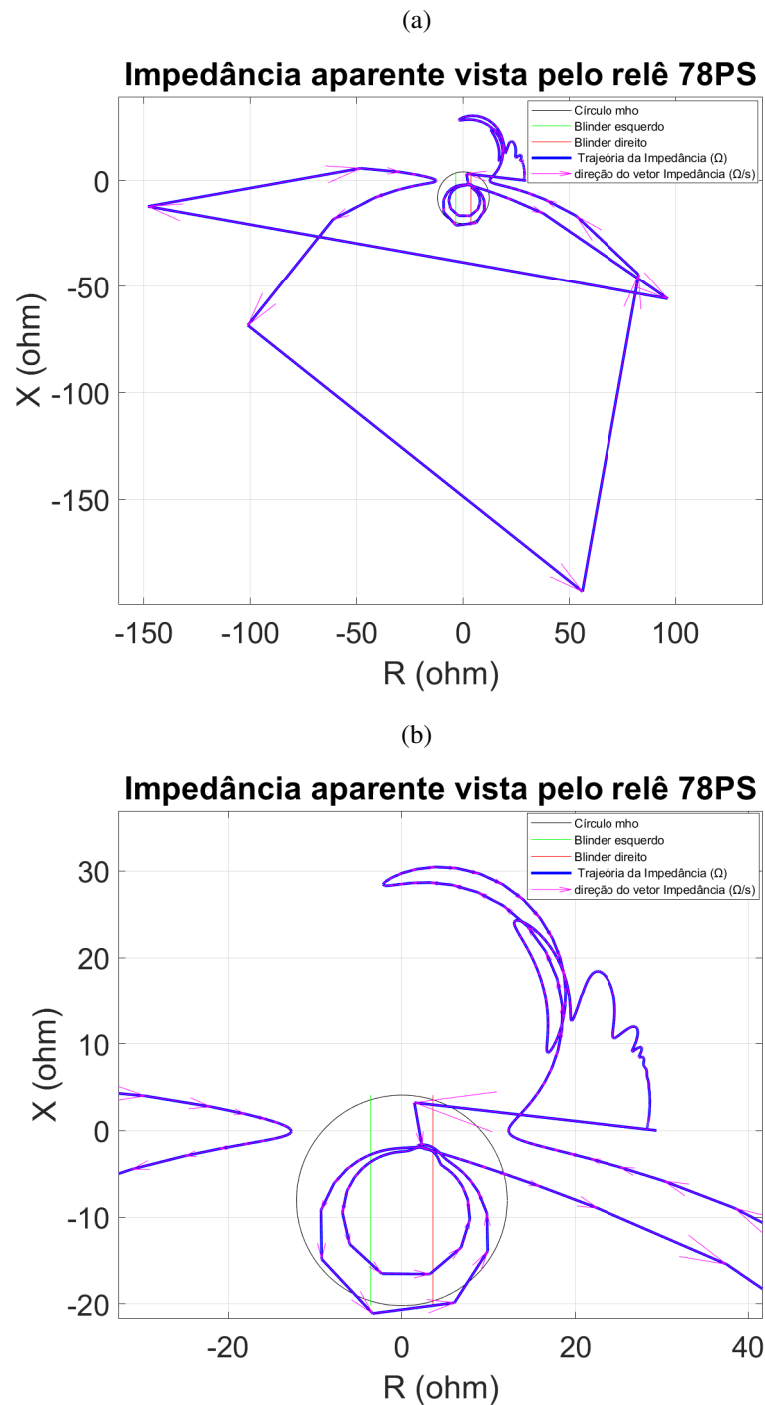
Figura 52 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 175 ms, no qual o gerador opera sem controle de tensão



Fonte: autor

A figura 53a mostra a trajetória da impedância para o caso de tempo de eliminação de 176 ms em que a GD opera sem controle de tensão, ou seja, no modo controle de FP unitário, ou regulando $Q=0$. Observe que a trajetória da impedância cruza o círculo mho e os dois *blindings*, veja a figura 53b de maneira ampliada, como fica claro que durante dois ciclos a impedância varia através esquema *blindings*. Neste caso, a impedância calculada permanece entre os dois *blindings* por um tempo maior que 176 ms (acima de 15 ciclos). Portanto o relé 78 indicaria corretamente a ocorrência de perda de sincronismo do gerador síncrono, desabilitando qualquer função de bloqueio para qualquer proteção, e assim mandando sinal de *trip* para disjuntor antes que qualquer proteção. Note na figura 53b abaixo com ampliação, que impedância entra pelo *blinder* direito durante a falta permanece durante um tempo pequeno, mas ao invés de sair pelo cruzando o mesmo *blinder* por onde entrou no círculo mho, a mesma traça uma trajetória e começa a girar dentro da região de operação do relé 78PS, mostrando assim a detecção de uma condição de perda sincronismo, e evidenciando o correto ajuste da proteção.

Figura 53 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 176 ms: (a) ajuste reverso, (b) Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 176 ms ampliada.

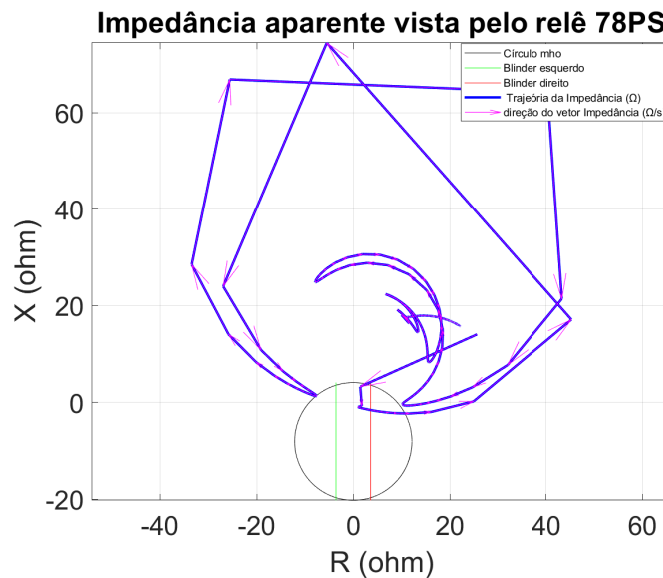


Fonte: Autor

A figura 54 mostra a trajetória da impedância no plano complexo para uma falta franca próximo à barra de alta tensão (69kV) da SE Castanhal, considerando o RAT operando no modo controle de tensão, e mesmo com um ajuste conservador do esquema dos *blindere*, a proteção mostra o desempenho esperado para este cenário, pois a impedância cruza somente o *blindere*

com valor positivo por alguns milissegundos e após a eliminação da falta, um novo valor de impedância é calculado fora da círculo mho, com a duração de 267 ms, e mesmo que tempos acima de 100 ms sejam elevados para atuação da proteção, é importante evidenciar, que em casos de retardo na atuação dos disjuntor, causados por falha, de uma das linhas, é evidenciado que o uso do RAT, controlando a tensão terminal da máquina síncrona, fornece um aumento da margem de estabilidade transitória, trazendo mais segurança dinâmica ao sistema.

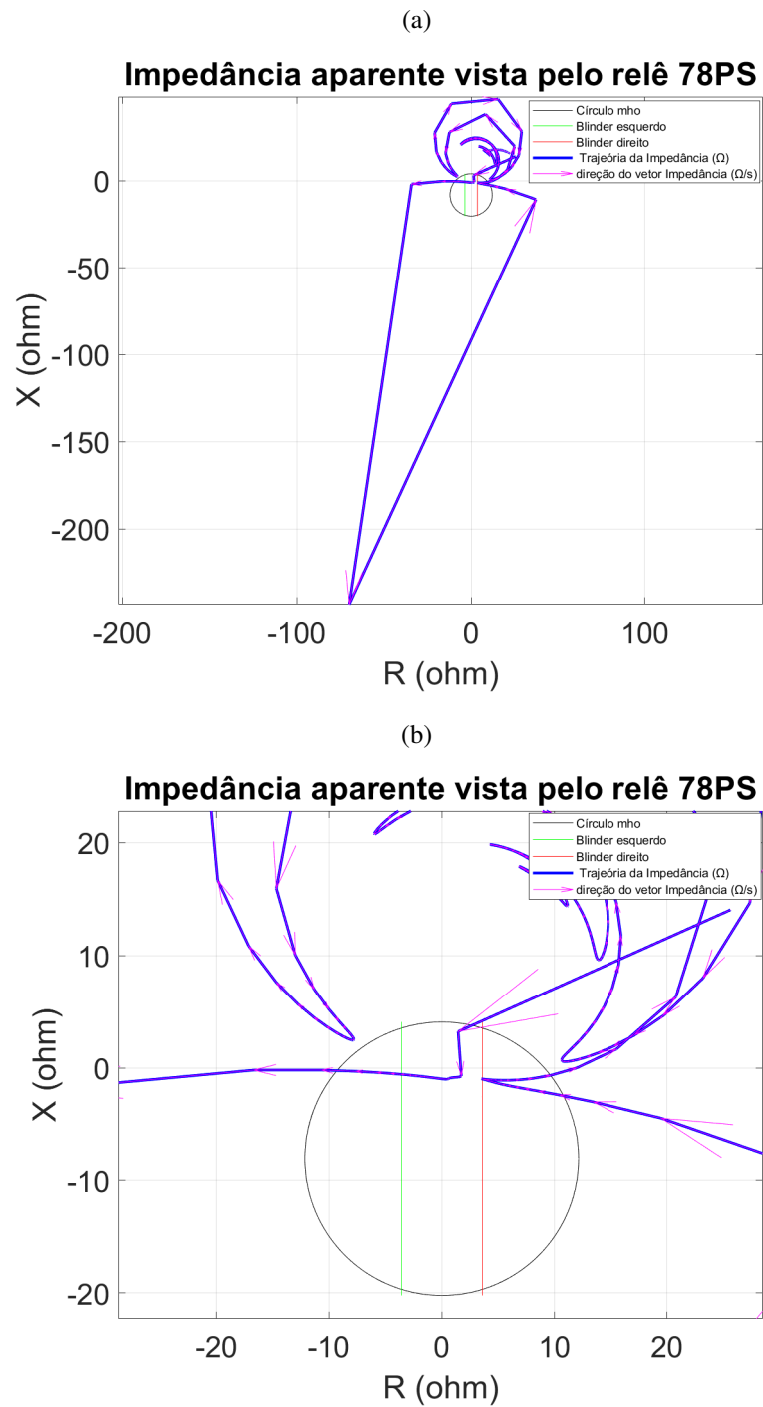
Figura 54 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 267 ms, no qual o gerador opera com controle de tensão



Fonte: autor

A figura 55 mostra a trajetória da impedância para o caso de tempo de eliminação de 268 ms em que a GD opera com controle de tensão, ou seja, regulando a tensão da barra. Neste caso, a impedância calculada permanece entre os dois *blinders* por um tempo maior que 268 ms (acima de 15 ciclos). Portanto o relé 78PS indicaria corretamente a condição de perda de sincronismo do gerador síncrono, desabilitando qualquer função de bloqueio para qualquer proteção, e assim mandando sinal de *trip* para disjuntor antes que qualquer função de proteção. Note na figura 55 a seguir com ampliação, que impedância entra pelo *blinder* direito durante a falta permanece durante um tempo pequeno, mas ao invés de sair pelo cruzando o mesmo *blinder* por onde entrou no círculo mho, a trajetória gira dentro da região de operação do relé 78PS, mostrando assim a detecção de uma condição de perda sincronismo, e evidenciando o correto ajuste da proteção.

Figura 55 – Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 268 ms: (a) ajuste reverso, (b) Trajetória da impedância no diagrama RX para o caso do tempo crítico de falta de 268 ms ampliada.



Fonte: Autor

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A usina de cogeração com dois geradores síncronos de 12,5 MVA da indústria sucroalcooleira, a qual será conectada a um alimentador rural e longo da subestação de Paragominas em 34,5 kV da Equatorial Energia - PA. A usina de cogeração apresentou margens de estabilidade transitória de 97 ms e 171 ms, frente a um curto-circuito trifásico na barra interna de 34,5 kV, quando os geradores operam sem controle de tensão e com controle de tensão, respectivamente. Seguem as seguintes recomendações: A usina de cogeração deve operar exclusivamente no modo controle de tensão, tendo em vista que a sua margem de estabilidade transitória é somente relativamente alta quando o regulador automático de tensão é usado. Quando os geradores distribuídos operam sem controle de tensão, o tempo crítico de falta é menor que o tempo de resposta de relés de proteção (3 ciclos no mínimo, ou seja, 50 ms) e, portanto, a margem de estabilidade transitória do gerador é muito baixa.

As análises de estabilidade do gerador síncrono de 3,75 MVA da indústria apresentada no segundo caso, conectada ao alimentador CS-10 da subestação Castanhal 13,8 kV mostraram que o gerador síncrono apresentou margens de estabilidade transitória de 173 ms e 281 ms, diante de um curto-circuito trifásico na linha de 69 kV (Santa Maria – Castanhal) próximo a barra de Castanhal, quando ele opera sem controle de tensão e com controle de tensão, respectivamente. É importante destacar a necessidade de coordenação entre a proteção da linha Santa Maria–Castanhal 69 kV e a proteção da indústria, de tal forma que a proteção de sobrecorrente da indústria, sobretudo o relé de sobrecorrente direcional, não atue para eventos de curto-circuito na linha de 69 kV. Outro ponto importante, é o fator da impedância do sistema equivalente onde esta máquina está conectada, pois nas simulações os ajustes praticados de forma conservadora do ângulo crítico, em torno de 120 graus, mostraram um bom desempenho para ambos os casos, seja com FP unitário ou no modo controle de tensão.

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou dois estudos de estabilidade de duas plantas industriais distintas, afim de comparar aspectos comuns abordados em estudos dessa natureza, bem como as peculiaridades de cada sistema, pois os estudos mostram duas possibilidades que engenheiros de proteção podem se deparar, nos estudos de conexão de GD baseadas em máquinas síncronas seguindo todas as normas técnicas das concessionárias. Vale destacar que na norma técnica da distribuidora local, não mostra casos como estudados nesse trabalho, onde a proteção 78PS não pode ser instalada na própria máquina a ser protegida, evidenciando um novo olhar para normas de conexão para este tipo de GD.

No geral, os dois estudos apresentam duas situações diametralmente opostas, onde os engenheiros de proteção podem se deparar nos estudos de conexão de geradores síncronos distribuídos, sendo o primeiro caso quando a GD está conectada em um alimentador com baixo nível de curto circuito no PAC, ou seja, redes eletricamente fracas em razão da distância da SE, e isso pode fazer com que o centro elétrico desse sistema seja deslocado para o lado da barra da concessionária, trazendo com isso inúmeros problemas, como a necessidade da proteção 78PS ser realizada pela proteção da concessionária, e isso do ponto de vista prático pode ser inviável pelo custo da solução, que exigiria recursos de teleproteção para atuar na IED da máquina síncrona.

PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

- Avaliar a presença de outras GD seja baseada em inversor ou mesmo máquina síncrona, no desempenho da proteção 78PS;
- Propor uma nova abordagem para detecção da perda de sincronismo do lado da GD nas condições em que o centro elétrico se encontre do lado da concessionária;
- Realizar análises com alterações topológicas da fonte, haja vista que na rede de distribuição, tais manobras acontecem com bastante frequência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, T. M. T. D. S.; DUARTE, A. C. D. R.; OLIVEIRA, D. B. D.; CARDOSO, I. D. S.; COELHO, A. F.; CASTRO, A. D. Avaliação das Funções de proteção de Unidades Geradoras Frente ao Fênomeno de Oscilação de Potência a Através de Teste no Simulador Digital em Tempo Real – RTDS. *XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*. Belo Horizonte:[sn], 2019. Citado na página 24.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008. Citado na página 35.
- BASTO, N. C. P. Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos Contra a Perda de Sincronismo. 2021. Citado 4 vezes nas páginas 11, 25, 26 e 29.
- BORDEIRA, B. R. Simulação e avaliação dos esquemas de proteção de geradores síncronos contra perda de sincronismo. *Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, setembro de*, 2011. Citado na página 30.
- CEPEL. *Centro de Pesquisa Energia Elétrica. Manual do Anatem versão 12.5.1*. [S.l.], 2024. Citado 4 vezes nas páginas 17, 18, 19 e 33.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de Máquinas Elétricas*. [S.l.]: AMGH editora, 2013. Citado na página 13.
- COMMITTEE, I. P. S. R. IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. *IEEE Power & Energy Society*, 2011. Citado na página 26.
- DAS, J. *Short-Circuits in AC and DC Systems: ANSI, IEEE, and IEC Standards*. [S.l.]: CRC Press, 2017. Citado na página 7.
- EQUATORIAL. In: *NT.00020.EQTL-REV04.Normas e Qualidade na Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição*. [S.l.: s.n.], 2023. Citado na página 32.
- FISCHER, N.; BENMOUYAL, G.; HOU, D.; TZIOUVARAS, D.; BYRNE-FINLEY, J.; SMYTH, B. Tutorial on Power Swing Blocking and Out-Of-Step Tripping. In: *Proc. 39th Annu. Western Protective Relay Conf.* [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–20. Citado na página 25.
- FISCHER, N.; BENMOUYAL, G.; SAMINENI, S. Tutorial on the Impact of the Synchronous Generator Model on Protection Studies. In: *Proceedings of the 35th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*. [S.l.: s.n.], 2008. Citado na página 32.
- HERINGER, W.; SANTO, R. R.; QUADROS, E. S.; DAMASCENO, H. A.; BANDEIRA, L. M.; BRITO, C. M. Análise Comparativa Entre As Curvas PV Estáticas e Dinâmicas de Proposta de Implantação de Compensador Síncrono no Tramo Oeste do SIN Para Melhoria da Estabilidade de Tensão. *XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro, Brasil, 21-25 mai 2022, pp 1-8, CIGRE*, 2022. Citado na página 6.

HERINGER, W. R.; BRITO, C. M.; SILVA, J. S.; COSTA, M. S.; NUNES, M. V. d. A.; CORDEIRO, M. A. d. M. Análise de Estabilidade Transitória de uma Usina Interligada a um Alimentador Rural Extenso de 34,5 kv. *XIX ERIAC–Encontro Regional Ibero-americano do CIGRE, Foz do Iguaçu, Brasil, 21-25 mai 2023, pp 1-8*, CIGRE, 2023. Citado na página 1.

IEEE. Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, p. 1–207, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 51.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C. et al. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 5, 9 e 21.

KUNDUR, P. S.; MALIK, O. P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2022. Citado 6 vezes nas páginas 1, 4, 5, 6, 7 e 16.

MALMEDAL, K.; SEN, P. K.; NELSON, J. P. Application of Out-Of-Step Relaying for Small Generators in Distributed Generation. *IEEE transactions on industry applications*, IEEE, v. 41, n. 6, p. 1506–1514, 2005. Citado na página 24.

MATHWORKS. In: *Mathworks. Documentação, Construção e Avaliação de Modelos*. [S.l.]: Springer Science e Mídia comercial, 2009. Citado na página 33.

NERI, T. F. *PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO–APLICAÇÃO E AVALIAÇÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015. Citado na página 30.

ONS. Procedimentos de Rede Submódulo 2.2: Padrões de Desempenho da Rede Básica. *Dezembro de*, 2020. Citado na página 8.

PINHEIRO, B.; SILVA, L.; SILVEIRA, P.; COELHO, A. M. Simulação em Tempo Real para Avaliação da Proteção de Perda de Excitação e de Sincronismo de Geradores síncronos. In: *XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission-CLAGTEE*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 20.

REIMERT, D. *Protective Relaying for Power Generation Systems*. [S.l.]: CRC press, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 29.

SATO, F. *Análise de Curto-Circuito em Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.]: [sn], 1979. Citado na página 13.

SEL. Schweitzer Engineering Laboratories. Manual do Relê 700g. <https://selinc.com/pt/products/700G/docs/>, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.

SEL. Schweitzer Engineering Laboratories. Tabela Ansi. <https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>, 2022. Citado na página 20.

TZIOUVARAS, D. A.; HOU, D. Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements. In: *IEEE. 57th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2004*. [S.l.], 2004. p. 282–307. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 28.

UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley-7*. [S.l.]: AMGH Editora, 2014. Citado 5 vezes nas páginas ix, 10, 13, 14 e 15.

APÊNDICE A – DATASHEET 1

Figura 56 – Datasheet das máquinas pertencente ao estudo de caso 1

	WEG Equipamentos Elétricos S.A - Máquinas		Data: 19/ABR/2007																																																																													
	Folha de Dados		FD:29735-2/2007																																																																													
	Máquinas Síncronas - Gerador		Desenho Dimensional 9304.6418																																																																													
Cliente : PITANGUEIRAS ACUCAR E ALCOOL LTDA Referência do cliente : Modelo : SPW																																																																																
Identificação da máquina																																																																																
<table border="0"> <tr> <td>Carcaça</td><td>: 800</td> <td>Forma construtiva</td><td>: D5</td> </tr> <tr> <td>Potência</td><td>: 12500 kVA</td> <td>Grau de proteção</td><td>: IP54</td> </tr> <tr> <td>Tensão Nominal</td><td>: 13800 V</td> <td>Refrigeração</td><td>: IC81W</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Ligação</td><td>: Y</td> <td>Massa aproximada</td><td>: 23000 kg</td> </tr> <tr> <td>Corrente nominal</td><td>: 523 A</td> <td>Inércia do Rotor (J=GD²/4)</td><td>: 499.04 kgm²</td> </tr> <tr> <td>Número de pólos</td><td>: 4</td> <td>Inércia do Volante (J=GD²/4)</td><td>:</td> </tr> <tr> <td>Frequência</td><td>: 60 Hz</td> <td>Sobrecarga</td><td>: 1.1 x In por 1 h cada 6h</td> </tr> <tr> <td>Rotação nominal</td><td>: 1800 rpm</td> <td>Sobrecarga Momentânea</td><td>: 1.5 x In por 30 s</td> </tr> <tr> <td>Regime de serviço</td><td>: S1</td> <td>Corrente curto circuito eficaz</td><td>: 3735.7 A</td> </tr> <tr> <td>Fator de potência</td><td>: 0.8</td> <td>Corr. Curto Circ. pico assimétrica</td><td>: 9509.5 A</td> </tr> <tr> <td>Excitação</td><td>: BRUSHLESS PMG</td> <td>Distorção Harmônica ff</td><td>: 5 %</td> </tr> <tr> <td>Enrolamento amortecedor</td><td>: SIM</td> <td>Fator Interferência Telef. ff</td><td>: 3 %</td> </tr> <tr> <td>Classe de Isolamento do Estator</td><td>: F</td> <td>Nível de ruído</td><td>: 90 dB(A)</td> </tr> <tr> <td>Elevação de temp. do estator</td><td>: 80 °C</td> <td>Vibração</td><td>: NORMAL 2.8 mm/s rms</td> </tr> <tr> <td>Classe de Isolamento do Rotor</td><td>: F</td> <td>Sobrevelocidade</td><td>: 1.2 x n por 120 s</td> </tr> <tr> <td>Elevação de temp. do Rotor</td><td>: 80 °C</td> <td>Acoplamento</td><td>: DIRETO</td> </tr> <tr> <td>Temperatura ambiente</td><td>: 40 °C</td> <td>Máquina Acionante</td><td>: TURBINA A VAPOR</td> </tr> <tr> <td>Altitude</td><td>: 1000 m</td> <td>Sentido de rotação</td><td>: HORARIO</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td colspan="2">(Olhando ponta de eixo dianteira da máquina)</td> </tr> </table>					Carcaça	: 800	Forma construtiva	: D5	Potência	: 12500 kVA	Grau de proteção	: IP54	Tensão Nominal	: 13800 V	Refrigeração	: IC81W	Tipo de Ligação	: Y	Massa aproximada	: 23000 kg	Corrente nominal	: 523 A	Inércia do Rotor (J=GD ² /4)	: 499.04 kgm ²	Número de pólos	: 4	Inércia do Volante (J=GD ² /4)	:	Frequência	: 60 Hz	Sobrecarga	: 1.1 x In por 1 h cada 6h	Rotação nominal	: 1800 rpm	Sobrecarga Momentânea	: 1.5 x In por 30 s	Regime de serviço	: S1	Corrente curto circuito eficaz	: 3735.7 A	Fator de potência	: 0.8	Corr. Curto Circ. pico assimétrica	: 9509.5 A	Excitação	: BRUSHLESS PMG	Distorção Harmônica ff	: 5 %	Enrolamento amortecedor	: SIM	Fator Interferência Telef. ff	: 3 %	Classe de Isolamento do Estator	: F	Nível de ruído	: 90 dB(A)	Elevação de temp. do estator	: 80 °C	Vibração	: NORMAL 2.8 mm/s rms	Classe de Isolamento do Rotor	: F	Sobrevelocidade	: 1.2 x n por 120 s	Elevação de temp. do Rotor	: 80 °C	Acoplamento	: DIRETO	Temperatura ambiente	: 40 °C	Máquina Acionante	: TURBINA A VAPOR	Altitude	: 1000 m	Sentido de rotação	: HORARIO			(Olhando ponta de eixo dianteira da máquina)	
Carcaça	: 800	Forma construtiva	: D5																																																																													
Potência	: 12500 kVA	Grau de proteção	: IP54																																																																													
Tensão Nominal	: 13800 V	Refrigeração	: IC81W																																																																													
Tipo de Ligação	: Y	Massa aproximada	: 23000 kg																																																																													
Corrente nominal	: 523 A	Inércia do Rotor (J=GD ² /4)	: 499.04 kgm ²																																																																													
Número de pólos	: 4	Inércia do Volante (J=GD ² /4)	:																																																																													
Frequência	: 60 Hz	Sobrecarga	: 1.1 x In por 1 h cada 6h																																																																													
Rotação nominal	: 1800 rpm	Sobrecarga Momentânea	: 1.5 x In por 30 s																																																																													
Regime de serviço	: S1	Corrente curto circuito eficaz	: 3735.7 A																																																																													
Fator de potência	: 0.8	Corr. Curto Circ. pico assimétrica	: 9509.5 A																																																																													
Excitação	: BRUSHLESS PMG	Distorção Harmônica ff	: 5 %																																																																													
Enrolamento amortecedor	: SIM	Fator Interferência Telef. ff	: 3 %																																																																													
Classe de Isolamento do Estator	: F	Nível de ruído	: 90 dB(A)																																																																													
Elevação de temp. do estator	: 80 °C	Vibração	: NORMAL 2.8 mm/s rms																																																																													
Classe de Isolamento do Rotor	: F	Sobrevelocidade	: 1.2 x n por 120 s																																																																													
Elevação de temp. do Rotor	: 80 °C	Acoplamento	: DIRETO																																																																													
Temperatura ambiente	: 40 °C	Máquina Acionante	: TURBINA A VAPOR																																																																													
Altitude	: 1000 m	Sentido de rotação	: HORARIO																																																																													
		(Olhando ponta de eixo dianteira da máquina)																																																																														
Características de Desempenho																																																																																
Carga	0%	25%		50%		75%		100%																																																																								
Fator de potência	-	1	0.8	1	0.8	1	0.8	1	0.8																																																																							
Rendimento (%)	-	94.97	93.54	97.1	96.2	97.7	96.9	98	97.2																																																																							
Tensão Excitação (V)	22.7	38.3	45.4	46.4	58.0	56.8	71.4	68.5	85.8																																																																							
Corrente excitação (A)	2.16	3.12	3.71	3.79	4.73	4.63	5.82	5.59	6.98																																																																							
Reatâncias (p.u.) e Constantes de Tempo (s) - Saturada / Não Saturada																																																																																
Xd 1.62 /1.89	Xd' 0.14 /0.15	Xq' 0.18 /0.2	X2 0.16 /0.18	Td' 0.2886/0.2926	Tdo' 2.2191/2.5846																																																																											
Xd' 0.21 /0.22	Xq 1.6 /1.87	X0 0.06 /0.06	Td'' 0.0177/0.0192	Tdo'' 0.0257/0.0273	Ta 0.1018/0.1113																																																																											
Observações/Acessórios																																																																																
Normas																																																																																
Especificação : IEC 60034-1			Ruído : IEC 60034-9		Tolerância : ISO 286																																																																											
Ensaio : IEC 60034-4			Vibração : IEC 60034-14																																																																													
Execução																																																																																
Executado		Liberado		Data		Local																																																																										
LESSANDROB		OGAWA		10/ABR/2007		WM																																																																										
Rev.	Modificações				Executado		Liberado		Data																																																																							
2	Mecânico				DAVIF		MLEITE		19/ABR/2007																																																																							
1	Mecânico				DAVIF		CLEVERSONO		18/ABR/2007																																																																							

APÊNDICE B – DATASHEET2

Figura 57 – Datasheet das máquinas pertencente ao estudo de caso 1

(a)

Technical specification			
Generator type	AMG 0630AK04 WAP		
Description	Synchronous generator		
Utilisation mode	Parallel operation with NET		
Duty type	Continuous		
Protection	IP44		
Cooling method	IC 01		
Direction of rotation (facing D-end)	Clockwise		
Mounting arrangement	IM1001		
Number of bearings	2		
Estimated machine weight	10000 kg		
Applicable standard	IEC 60034-1		
Marine classification	No		
Hazardous area classification	No		
Temperature rise class	F		
Insulation class	F-class		
Rated output	3750 kVA	Power factor	0,8 over excited
Rated el. power	3000 kW	Frequency	60 Hz
Rated mech. power	3138 kW	Rated speed	1800 rpm
Rated voltage	13800 V	Overspeed	2250 rpm
Rated current	156,9 A	Inertia	174 kgm ²
Ambient temp. min	0 °C	Altitude	1000 m
Ambient temp. max	40 °C	Application	Steamturbine
Sustained short circuit current	1,486	p.u., (rated excitation)	p.u., (during boosting) A (symmetric RMS) A (peak values)
	> 3,0		
	1000		
Sudden short circuit current	2600		
Winding pitch	17/21		
Short circuit ratio	0,479		

Voltage and frequency limits		
According to the IEC 60034-1 standard (figures 11 and 12)		
	Zone A	Zone B
Voltage limits	± 5 %	± 8 %
Frequency limits	± 2 %	+3 % / -5 %
Continuous use allowed in Zone A, Not defined use allowed in Zone B.		

Efficiency table			
Load	PF=0,8	Guaranteed	PF=1,0
110 %	95,68 %	95,25 %	96,67 %
100 %	95,60 %	95,16 %	96,59 %
75 %	95,11 %	94,63 %	96,18 %
50 %	93,79 %	93,17 %	95,08 %
25 %	89,38 %	88,32 %	91,42 %

Reactances			
Xd (Unsaturated)	2,413 p.u.	Xd' (Saturated)	0,199 p.u.
Xd'' (Saturated)	0,155 p.u.	Xq (Unsaturated)	1,052 p.u.
Xq' (Unsaturated)	0,201 p.u.	X0 (Unsaturated)	0,075 p.u.
X1 (Unsaturated)	0,122 p.u.	X2 (Saturated)	0,169 p.u.
Xp (Saturated)	0,164 p.u.		

Note! Tolerances for reactances, Δx:

ABB PG Large Motors and Generators

Label	Page
Eng.	6

(b)

xd'': Δx ≤ ± 20% xd, xq, xd': Δx ≤ ± 15%

Time constants at 75 °C			
Td'	0,402 s	Td''	0,014 s
Td0'	4,431 s	Td0''	0,018 s
Tq'	0,038 s	Tq0''	0,201 s
Ta	0,065 s		

Resistances at 20 °C		
Stator winding, RA	0,3137 ohm	0,0062 p.u.
Field winding	0,24266 ohm	
Excitation winding	9,44 ohm	

Voltage variation		
Calculated maximum allowed amount of starting load:		
Maximum voltage drop	Power factor	Load
15%	0,1	2636 kVA
15%	0,4	2965 kVA
15%	0,8	5626 kVA
20%	0,1	3704 kVA
20%	0,4	4139 kVA
20%	0,8	7180 kVA
Nominal load application: Voltage dip	9 %	
Nominal load rejection: Voltage rise	12 %	

Reactive loading		
Steady state reactive loading at rated excitation	3202 kVAr (lagging)	
Steady state reactive loading at zero excitation	1079 kVAr (leading)	

Excitation characteristics		
	Exciter voltage	Exciter current
Rated load	41,3 V	3,4 A
No load	13,6 V	1,1 A
Excitation power	15,4 kW	

Torque and other data	
Rated load torque (calculated of the rated output in kVA)	19,8 kNm
Peak value of 2-phase sudden short-circuit air gap torque	159,2 kNm
Peak value of 3-phase sudden short-circuit air gap torque	118,5 kNm
Stored energy constant (rotative energy divided by rated effect)	0,824 s
Earth capacitance (3-phase)	0,121 μF

P/Q values		
Point	P	Q
1	0 kW	-1079 kVAr
2	877 kW	-1396 kVAr
3	1317 kW	-2096 kVAr
4	2242 kW	-1614 kVAr
5	3000 kW	-1297 kVAr
6	3000 kW	0 kVAr
7	3000 kW	2250 kVAr
8	1623 kW	2943 kVAr

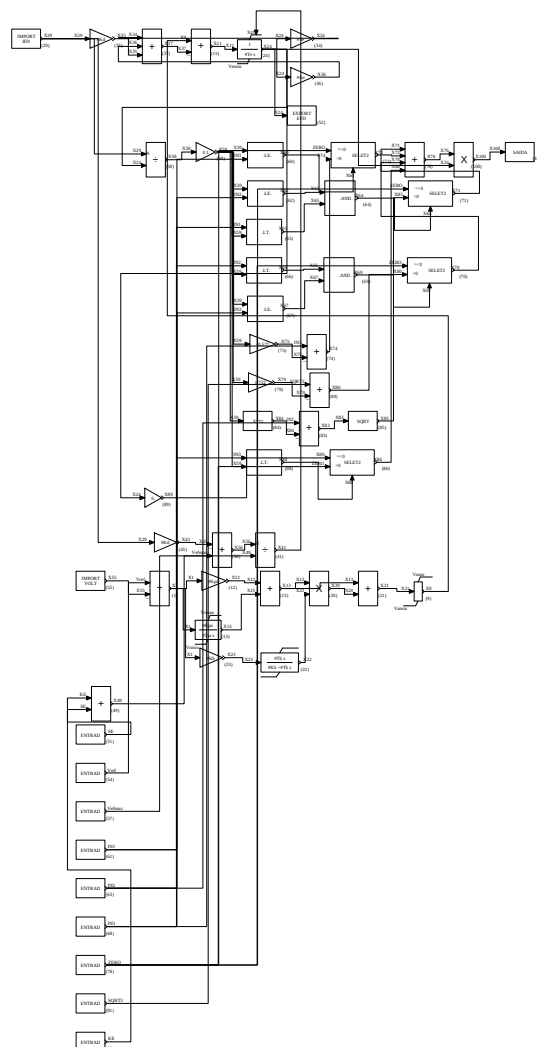
ABB PG Large Motors and Generators

Label	Page
Eng.	7

APÊNDICE C – DIAGRAMA DE BLOCOS DO RAT MODELADO NO CDUEDIT DO ESTUDO DE CASO 2

Figura 58 – Diagrama de blocos do RAT pertencente à máquina do estudo caso 2

1-RAT



APÊNDICE D – CÁLCULO DOS PARÂMETROS DO RELÊ 78PS

Cálculo dos *blinders* para o caso 1:

Cálculo do centro elétrico:

$$Z_{EQ} \angle \theta_{EQ}$$

$$Z_L = |Z_{EQ}|$$

$$\theta = \theta_{EQ}$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{74,4174}{56,2369}\right) = 0,9237, \text{ radianos, e em graus } 52,9218$$

$$\frac{1}{2}(Z_L) \tan\left(\theta - \frac{\delta_c}{2}\right) \quad (\text{D.1})$$

$$\frac{1}{2}(93,276) \tan\left(52,9218 - \frac{120}{2}\right) = 5,7911 \quad (\text{D.2})$$

Cálculo dos *blinders* para o caso 2:

$$Z_{th} \angle \theta_{th}$$

$$\theta = \theta_{th}$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{4,8586}{2,4692}\right) = 1,4321 \text{ radianos, em graus } = 82,0519;$$

$$\frac{1}{2}(X'_d + X_{TGD} + X_{system}) \tan\left(\theta - \frac{\delta_c}{2}\right) \quad (\text{D.3})$$

$$\frac{1}{2}(10 + 2,706 + 4,86) \tan\left(82,0519 - \frac{120}{2}\right) = 3,5820\Omega \quad (\text{D.4})$$

APÊNDICE E – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA PARA O CASO 1

Figura 59 – Resultados do fluxo de no modo sem controle de tensão

Numero	Nome	Tensao (p.u.)	Angulo (graus)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Geracao Ativa (MW)	Geracao Reativa (Mvar)
1	EQTL	1.05	0.00	0.00	0.00	6.45	5.30
2	RTIV112	1.04	-0.48	1.20	0.20	0.00	0.00
3	RTIV112	1.04	-0.48	0.00	0.00	0.00	0.00
4	CJ429R	1.03	-0.78	1.50	0.60	0.00	0.00
5	CJ429R	1.03	-0.88	0.70	0.20	0.00	0.00
6	PAC	0.99	4.35	0.00	0.00	0.00	0.00
7	PGSA	1.01	6.70	0.00	0.00	0.00	0.00
8	LOAD	0.98	10.21	14.30	0.00	0.00	0.00
12	HL688R	0.95	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00
13	HL688R	1.00	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00
14	IV039	0.91	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00
15	IV039	0.96	0.24	5.15	1.78	0.00	0.00
16	GS	0.98	10.40	0.00	0.00	22.00	0.00
17	IRRI	0.97	6.88	4.60	0.90	0.00	0.00

APÊNDICE F – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA PARA O CASO 1

Figura 60 – Resultados do fluxo de no modo controle de tensão

Numero	Nome	Tensao (p.u.)	Angulo (graus)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Geracao Ativa (MW)	Geracao Reativa (Mvar)
1	EQTL	1.01	-0.00	0.00	0.00	6.28	4.43
2	RTIV112	1.00	-0.52	1.20	0.20	0.00	0.00
3	RTIV112	1.00	-0.52	0.00	0.00	0.00	0.00
4	CJ429R	0.99	-0.84	1.50	0.60	0.00	0.00
5	CJ429R	0.99	-0.95	0.70	0.20	0.00	0.00
6	PAC	0.98	2.72	0.00	0.00	0.00	0.00
7	PGSA	1.01	4.64	0.00	0.00	0.00	0.00
8	LOAD	1.00	8.09	14.30	2.00	0.00	0.00
12	HL688R	0.93	-0.33	0.00	0.00	0.00	0.00
13	HL688R	0.98	-0.32	0.00	0.00	0.00	0.00
14	IV039	0.90	-0.71	0.00	0.00	0.00	0.00
15	IV039	0.94	-0.70	5.15	1.78	0.00	0.00
16	GS	1.00	8.25	0.00	0.00	22.00	2.63
17	IRRI	0.98	4.86	4.60	0.90	0.00	0.00

APÊNDICE G – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA- CASO 1

Figura 61 – Resultados do fluxo de no modo sem controle de tensão

Numero	Nome	Tensao (p.u.)	Angulo (graus)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Geracao Ativa (MW)	Geracao Reativa (Mvar)
1		1.03	-4.90	0.00	0.00	0.00	0.00
2	pac	0.95	-9.00	5.60	0.50	0.00	0.00
3		0.95	-5.62	0.00	0.00	3.75	0.00
5		1.01	-5.88	7.95	0.69	0.00	0.00
6		0.98	-7.72	0.00	0.00	0.00	0.00
7		0.97	-8.19	5.96	0.53	0.00	0.00
8	CS8	1.03	-4.90	0.01	0.00	0.00	0.00
11	ST	1.00	0.00	0.00	0.00	16.63	4.22
21		1.00	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
31		0.98	-1.71	0.00	0.00	0.00	0.00

APÊNDICE H – RELATÓRIO DE FLUXO DE CARGA PARA O CASO 2

Figura 62 – Resultados do fluxo de no modo controle de tensão

Numero	Nome	Tensao (p.u.)	Angulo (graus)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Geracao Ativa (MW)	Geracao Reativa (Mvar)
2	pac	0.98	-11.03	5.69	0.50	0.00	0.00
3		1.00	-8.52	0.00	0.00	3.00	1.50
5		1.02	-6.29	8.00	0.69	0.00	0.00
6		1.00	-8.50	0.00	0.00	0.00	0.00
7		0.99	-9.08	6.02	0.53	0.00	0.00
11	ST	1.04	0.00	0.00	0.00	17.69	2.89
21		1.03	-0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
31		1.02	-1.80	0.00	0.00	0.00	0.00
1		1.05	-5.13	0.00	0.00	0.00	0.00