



**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE GERADORES
SÍNCRONOS CONTRA A PERDA DE SINCRONISMO**

NELSON CAVALCANTE PIRES BASTO

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra a Perda
de Sinconismo

Nelson Cavalcante Pires Basto

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADO POR:

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Kleber Melo e Silva, Ph.D. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Jéssica Santoro Gonçalves, M.Sc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 17 de Novembro de 2021.

FICHA CATALOGRÁFICA

BASTO, NELSON CAVALCANTE PIRES

Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra a Perda de Sincronismo. [Distrito Federal] 2021.

xiii, XXp., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2021).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Perda de Sincronismo

3. Geradores Síncronos

5. Blinder Duplo

I. ENE/FT/UnB

2. Função ANSI 78

4. Blinder Simples

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BASTO, N. C. P. (2021). Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra a Perda de Sincronismo, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2021, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, XX p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Nelson Cavalcante Pires Basto

TÍTULO: Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra a Perda de Sincronismo.

GRAU: Engenheira Eletricista ANO: 2021

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Nelson Cavalcante Pires Basto

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha mãe, Fabiana, por sempre acreditar no meu potencial e por todo o carinho que sempre me deu.

Ao meu pai, Nelson, por sempre apoiar as minhas decisões e ter me acompanhado por toda esta trajetória.

Às minhas irmãs, Gabriela e Viviane, por me animarem em todos os momentos e pela companhia em todos estes anos.

A todos os amigos que fiz na UnB e que tornaram este período da minha vida mais leve e marcaram todos os anos de graduação.

Agradeço ao professor Francis, por toda a confiança e paciência que sempre demonstrou e que foram essenciais para a realização deste trabalho.

À todos da ENETEC, por mostrarem um outro lado da universidade, com muita colaboração e ensinamentos.

Aos professores, por todos os ensinamentos e dedicação.

À Luiza, por todo o amor, carinho e suporte que foram fundamentais para concluir esta etapa na minha vida.

A todos os amigos que fiz ao longo da vida que, direta ou indiretamente, fizeram parte da minha formação, obrigado pela amizade e apoio.

RESUMO

Os geradores síncronos são equipamentos essenciais para todo o sistema elétrico, com isso esquemas de proteção se mostram essenciais para a manutenção do bom funcionamento do sistema. Neste trabalho foi analisado um destes tipos de proteção, conhecido por Proteção contra a perda de sincronismo causadas por oscilações de potência. Para o estudo e análise da perda de sincronismo inicialmente foram estabelecidos conceitos importantes para o entendimento da proteção. em seguida foi modelado no **EMTP-RV** (*Eletromagnetic Transients Program*) um sistema de potência e foram criadas situações propícias para o estudo de instabilidades. Por último foram avaliados os esquemas de proteção, Blinder Simples e Blinder Duplo, para a atuação contra oscilações de potência e estudados como eles atuam em diversos cenários propostos.

Palavras-chave: Perda de sincronismo; Blinder Simples; Blinder Duplo; Função ANSI 78; Geradores Síncronos.

ABSTRACT

Synchronous generators are essential equipment for the entire electrical system, thus protection schemes are essential for maintaining the proper functioning of the system. In this work, one of these types of protection, known as Protection against loss of synchronism caused by power fluctuations, was analyzed. For the study and analysis of the loss of synchronism, important concepts were initially established for the understanding of protection. then a power system was modeled in the **EMTP-RV** and favorable situations were created for the study of instabilities. Finally, protection schemes were assessed, Single Blinder and Double Blinder, for acting against power swings and studying how they act in various proposed scenarios.

Keywords: Out-Of-Step, Single Blinder, Double Blinder, ANSI Function 78, Synchronous Generator .

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	v
Lista de Símbolos	vi
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	1
1.2 Objetivos do Trabalho	4
1.3 Organização do Trabalho	5
Capítulo 2 – Fundamentos da Proteção contra a Perda de Sincronismo	6
2.1 Noções de Estabilidade Transitória de Sistemas de Potência	6
2.2 Potência Transmitida	7
2.3 Critério das Áreas Iguais	9
2.4 Impedância Característica durante Oscilações de Potência	12
2.5 Funções de Proteção contra Perda de Sincronismo (ANSI 78)	15
2.5.1 Blinder Simples	15
2.5.1.1 Princípio de Funcionamento	15
2.5.1.2 Flags de Funcionamento adotados para o Esquema de Blinder Simples	17
2.5.1.3 Característica de Operação	18
2.5.2 Blinder Duplo	19
2.5.2.1 Princípio de Funcionamento	19
2.5.2.2 Flags de Funcionamento adotados para o Esquema de Blinder Duplo.	21
2.5.2.3 Característica de Operação	22
Capítulo 3 – Implementação Computacional da Função 78	24

3.1	Descrição do Sistema de Potência	24
3.2	Procedimento para Montagem das Características de Operação	25
3.2.1	Definição dos valores por unidade dos componentes nas suas respectivas bases	25
3.2.1.1	Gerador	25
3.2.1.2	Transformadores de Instrumentos	26
3.2.1.3	Transformador de Potência	26
3.2.1.4	Linha de Transmissão	26
3.2.1.5	Fonte equivalente	27
3.2.2	Conversão dos Parâmetros para a Base do Gerador	27
3.2.2.1	Determinação da Impedância Base do Relé	28
3.2.2.2	Determinação dos Parâmetros em ohms na base do gerador	29
3.2.3	Ajustes da Proteção dos Esquemas de Proteção	30
3.3	Tratamento dos Sinais para Estimação da Impedância de Sequência Positiva	31
Capítulo 4 – Resultados		32
4.1	Estudos Preliminares de Estabilidade Transitória	32
4.1.1	Influência do Instante de Abertura da Linha de Transmissão Faltosa	32
4.1.2	Influência da Localização da Falta	34
4.1.3	Influência da Resistência de Falta	36
4.1.4	Influência do Carregamento do Gerador	38
4.1.5	Inversão do Fluxo de Potência	40
4.2	Avaliação dos Esquemas de Proteção contra Oscilações de Potência	41
4.2.1	Oscilação de Potência Instável	41
4.2.2	Oscilação de Potência Estável Leve	44
4.2.3	Oscilação Estável Severa	46
4.2.4	Curto-Circuito durante uma Oscilação Instável	47
4.2.5	Perda de campo	49
4.2.6	Curto-Circuito Permanente em uma Linha de Transmissão	52
Capítulo 5 – Conclusões		54
Referências Bibliográficas		56

LISTA DE FIGURAS

1.1	Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil (EPE, 2019)	2
2.1	Sistema simplificado para definição da potência transmitida.	7
2.2	Curva de Potência Ativa.	8
2.3	Curva de Potência Elétrica e Mecânica.	8
2.4	Critério das Áreas Iguais	12
2.5	Sistema simplificado para determinação da característica de impedância.	12
2.6	Fenômeno do escorregamento de pólo (<i>pole slip</i>).	13
2.7	Centro Elétrico	14
2.8	Esquema de Proteção do Blinder Simples.	16
2.9	Ilustração da atuação do esquema <i>Blinder</i> Simples para oscilações instáveis.	17
2.10	Característica de Operação do Blinder Simples	19
2.11	Esquema de Proteção do Blinder Duplo.	20
2.12	Ilustração da atuação do esquema de <i>Blinder</i> Duplo para oscilações instáveis	21
2.13	Característica de Operação do <i>Blinder</i> Duplo	22
3.1	Sistema de potência modelado no EMTP-RV.	24
3.2	Características dos esquemas de proteção	31
4.1	Tensão, Corrente e Potência com abertura da linha aos 1,2s	33

4.2	Tensão, corrente e potência com abertura da linha aos 1,4s	33
4.3	Tensão, corrente e potência com abertura da linha aos 1,41s	34
4.4	Correntes do relé para os instantes 1,25s,1,35s e 1,39s	35
4.5	Potência fornecida pelo Gerador para os instantes 1,25s,1,35s e 1,39s .	36
4.6	Tensões geradas para faltas de 1 Ω e 100 Ω respectivamente	37
4.7	Potências geradas para faltas de 1 Ω e 100 Ω respectivamente	38
4.8	Fase A com 5 graus com abertura em 1.41s	39
4.9	Fase A com -5 graus com abertura em 1.39s	40
4.10	Inversão do Fluxo de Potência	41
4.11	Atuação dos Esquemas de Proteção em uma Oscilação Instável	42
4.12	Atuação dos Esquemas de Proteção em uma Oscilação Instável	42
4.13	Flags para uma oscilação instável	44
4.14	Atuação dos Blinders com abertura em 1.2s	45
4.15	Caso com abertura da linha em 1.2s	45
4.16	Resposta no plano RX para uma oscilação estável severa.	46
4.17	Flags de operação para uma oscilação estável severa.	47
4.18	Atuação dos Blinders com segundo curto no instante 2.5 s	48
4.19	Flags com segundo curto no instante 2.5 s	48
4.20	Perda de campo após curto em oscilação estável	49
4.21	Perda de campo antes do curto em oscilação estável	50
4.22	Perda de campo antes do curto em oscilação instável	50
4.23	Flags de operação para o caso de perda de campo	51
4.24	Perda de campo depois do curto em oscilação instável	51
4.25	Atuação dos Blinders com curto circuito permanente	52
4.26	Caso sem abertura de linha	53

LISTA DE TABELAS

3.1	Parâmetros do Gerador	25
3.2	Parâmetros dos transformadores de Instrumentos	26
3.3	Parâmetros do Transformador	26
3.4	Variáveis Base	27
3.5	Parâmetros do Blinder Simples	30
3.6	Parâmetros do Blinder Duplo	30
4.1	Relação entre fonte equivalente e potência	38
4.2	Instantes Flags Blinder Simples	42
4.3	Instantes Flags Blinder Duplo	43

LISTA DE SÍMBOLOS

I_{F_base}	Corrente Base do Relé.
$IEEE$	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos.
δ	Defasagem Angular.
P_e	Potência elétrica.
PSS	Power system stabilizer.
RTC	Relação de transformação do Transformador de Corrente.
RTP	Relação de transformação do Transformador de Tensão.
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories.
SEP	Sistema Elétrico de Potência.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
V_{F_base}	Tensão Base do Relé.
Z_R	Trajectoria da impedância no plano R-X.
Z_{RELE_base}	Impedância base do Relé.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A energia elétrica é um dos pilares do desenvolvimento das sociedades atuais, sendo um fator extremamente responsável pelo crescimento tecnológico, social e econômico de um país. No século XXI, apesar de diversas fontes de energia serem utilizadas ao redor do mundo, ainda temos os combustíveis fósseis, usados em centrais termelétricas, como a base da matriz energética de diversos países. Entretanto, ao analisarmos a estrutura da matriz elétrica brasileira, vemos um cenário diferente do encontrado no restante do mundo. O enorme potencial geográfico nacional, com abundância de recursos naturais, criou uma matriz energética composta majoritariamente por combustíveis renováveis ao invés dos tradicionais combustíveis fósseis. Apesar do grande crescimento do uso das energias eólica e solar no Brasil, o país ainda se mostra grande dependente da energia proveniente das usinas hidrelétricas (EPE, 2020).

É notável a importância que as usinas hidrelétricas ainda desempenham no país, com mais de dois terços da energia sendo oriundas desta fonte, elas exploram todo o potencial geográfico do país e se encontram espalhadas ao longo de todo o território, estando distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas. Esta dependência de hidrelétricas gera características únicas ao sistema brasileiro devido a sazonalidade na produção de energia. Nos períodos chuvosos as usinas conseguem produzir uma grande quantidade de energia, porém nos períodos secos podem ocorrer comprometimentos ao fornecimento de energia, sendo estes cenários cada vez mais comuns (ONS, 2021).

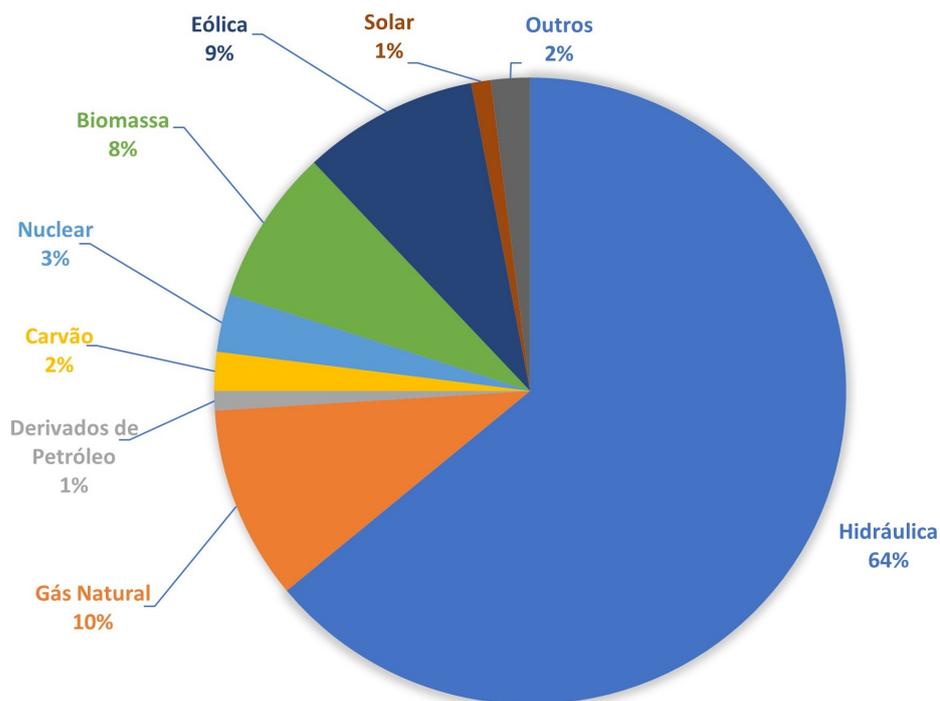


Figura 1.1. Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil (EPE, 2019)

Diante das dificuldades climáticas impostas às centrais hidrelétricas (ONS, 2021), as usinas térmicas, que geralmente estão próximas aos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, devido a sazonalidade causada pela dependência de usinas hidrelétricas, contribuindo para a segurança do SIN mesmo com o maior impacto ambiental e maior custo. Essas usinas são despachadas de acordo com o nível dos reservatórios, permitindo dessa forma a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro.

Tanto em usinas hidrelétricas como em usinas térmicas, o processo da conversão de energia mecânica em energia elétrica é realizado utilizando os geradores síncronos que recebem este nome devido ao fato de haver uma igualdade entre a velocidade mecânica do eixo de rotação com a frequência elétrica das tensões geradas. Uma turbina, acoplada ao gerador, é responsável pelo fornecimento da energia mecânica que causará a rotação do rotor que apresenta um campo elétrico constante. A rotação deste rotor vai gerar, através do fenômeno da indução eletromagnética, nos enrolamentos trifásicos do estator as tensões elétricas desejadas.

Para manter o sistema operando em um determinado ponto de operação, mantendo a frequência e a tensão dentro dos limites aceitáveis pré-definidos, componentes de controle para o sistema elétrico são utilizados. Para que esta estabilidade do sistema seja realizada, alguns componentes são fatores imprescindíveis como (SORRENTINO; VILLAFUERTE, 2016): o Regulador de tensão (*Automatic Voltage Regulator*, AVR), o Reguladores de velocidade (*Governor*) e o Estabilizador do Sistema de Potência (*Power System Stabilizers*, PSS). O Regulador de Tensão tem a função de controlar a tensão terminal de um gerador síncrono, enquanto a ação do regulador de velocidade possibilita uma velocidade do rotor constante durante a operação da máquina, já os Estabilizadores do Sistema de Potência são responsáveis por amortecer oscilações e preservar a integridade dos equipamentos (CIGRE WORKING GROUP B5.04, 2011).

Os geradores síncronos podem ser acometidos de diversas situações de anormalidade que causam impacto na estabilidade transitória dos geradores, afetando dessa forma o ponto de operação do sistema, sendo alguns dos motivos a mudança de carga, curto-circuito em linhas de transmissão, assim como a entrada ou saída de linha de transmissão (RAHUL; SUBHRANSU, 2013; CINTULA *et al.*, 2014). Por outro lado, é possível que a perda de excitação da máquina leve a ter as mesmas consequências (RASOULPOUR *et al.*, 2020), assim como atrasos no religamento das linhas de transmissão após a eliminação de uma falta (SLÁVIK; ELESCHOVÁ, 2020).

Desde o ponto de vista teórico, é possível ter uma previsão do grau de impacto destas ocorrências no ângulo e rotação do gerador síncrono utilizando o critério das áreas iguais, conceito tradicionalmente utilizado para estudos de estabilidade transitória, que inclusive tem sido utilizado para o desenvolvimento de funções de proteção de máquinas síncronas contra eventuais oscilações de potência (VIŠIĆ; STRNAD, 2020; ALINEZHAD; KAREGAR, 2017a). Ainda, é possível verificar a existência de dois tipos de oscilações. A primeira é considerada estável, quando o ângulo de gerador oscila, mas é capaz de voltar ao equilíbrio pela sua própria inércia ou por meio dos seus sistemas de controle. Já, o segundo tipo de oscilação é o instável, onde o sistema não será capaz de retomar por si só a sua estabilidade, ocorrendo assim uma perda de sincronismo em relação à outras máquinas (ABEDINI *et al.*, 2018).

Em vista dos cenários descritos, é necessário que um relé de proteção evite um *trip* desnecessário diante de oscilações estáveis, já que o sistema voltaria a operar em um novo ponto de operação, e para evitar isso, o relé deve ser capaz de identificá-la e bloquear o comando de *trip*. Por sua vez, o sistema de proteção deve reconhecer um cenário de oscilação instável, ou perda de sincronismo, e enviar o sinal de *trip* para retirar o gerador do sistema, pois nestes casos os danos nos geradores e turbinas, podem também se propagar para o sistema até causar *trip* que atingem estados inteiros (OSTOJIC; DJURIC, 2018). Esta lógica de proteção é encontrada em inúmeros modelos de relés comerciais e é realizada neles através da função 78, que utiliza uma análise no plano R-X para determinar o tipo de oscilação e a necessidade da atuação do sistema de proteção (SEL, 2020; ABB, 2014).

Diante do exposto, para garantir a estabilidade e boa operação do sistema, além do bom funcionamento dos equipamentos de controle, é necessário a presença de um sistema de proteção de geradores síncronos para mitigar e evitar falhas que possam prejudicar tanto o fornecimento de energia como as próprias máquinas. Especificamente, é de grande relevância garantir a correta operação dos relés de proteção, através da função 78 (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2007), relacionada com a tolerância que deve ser dada as oscilações eletromecânicas de geradores síncronos.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

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

- Explicar os conceitos relacionados a oscilações de potência instáveis e estáveis e o problema da perda de sincronismo;
- Modelar no **EMTP-RV** (*Eletromagnetic Transients Program*) um sistema elétrico de potência o qual será colocado em diversas situações de oscilações de

potência;

- Implementar computacionalmente a função de proteção tradicional de geradores contra a perda de sincronismo.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado seguindo a seguinte estrutura de capítulos:

- No capítulo 2 serão abordados os conceitos teóricos do funcionamento e operação dos geradores síncronos e de todos os seus componentes, bem como a formulação do esquema de proteção contra a perda de sincronismo;
- No capítulo 3 será abordado os detalhes da implementação computacional, apresentando os principais componentes e blocos utilizados no *software* para simular os eventos abordados;
- No capítulo 4 serão apresentados os resultados e análises dos casos simulados;
- No capítulo 5 são apresentadas as conclusões sobre o trabalho e eventuais propostas para futuros trabalhos relacionados ao tema.

FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE SINCRONISMO

2.1 NOÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Falhas no sistema de potência, saídas de linha de transmissão, desconexão de geradores e a perda de grandes blocos de carga resultam em mudanças repentinas, enquanto a entrada de energia mecânica para os geradores permanece relativamente constante. Essas principais perturbações do sistema causam oscilações severas nos ângulos do rotor da máquina, o que pode ser traduzido em oscilações severas nos fluxos de potência (REIMERT, 2006). Nesse sentido, a estabilidade transitória, ou estabilidade do ângulo do rotor, está relacionada com a capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo quando sujeito a grandes perturbações transitórias. Assim, o gerador é considerado instável se perder sua capacidade de operar em sincronismo com a rede, ou em relação a outras máquinas (ALINEZHAD; KAREGAR, 2017b).

Em condições de regime permanente, há um equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque elétrico de saída de cada gerador, de forma que teoricamente todas as máquinas síncronas conectadas ao sistema de energia operam na mesma velocidade constante (ANDERSON; FOUAD, 2003). Se o sistema é perturbado, haverá aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas síncronas, dependendo se há excesso de potência mecânica ou elétrica. Isso resulta em uma separação angular adicional que leva à instabilidade causada pelo desequilíbrio de torque sustentado (KUNDUR, 1994). Estes aspectos são melhor entendidos a partir dos conceitos de potência transmitida, do critério das áreas iguais e da definição de centro elétrico.

2.2 POTÊNCIA TRANSMITIDA

O primeiro conceito importante para este trabalho é a potência transmitida, a qual pode ser calculada a partir de observações feitas em cima da Figura 2.1, que consiste de uma linha de transmissão sem perdas conectando duas fontes.

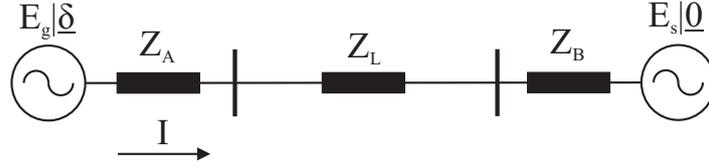


Figura 2.1. Sistema simplificado para definição da potência transmitida.

Considerando a impedância entre as duas fontes como: $Z_T = Z_A + Z_L + Z_B$, a corrente, I pode ser calculada como

$$I = \frac{E_g \angle \delta - E_s \angle 0}{Z_T} \quad (2.1)$$

Assim, considerando apenas a parte imaginária da impedância, X_T , a potência aparente transmitida, inicialmente calculada como $S = E_g I^*$, é então expressada por

$$S_e = E_g \angle \delta \left(\frac{E_g \angle \delta - E_s \angle 0}{X_T \angle 90} \right)^* \quad (2.2)$$

Reescrevendo a equação (2.2), temos:

$$S_e = E_g \angle \delta \left(\frac{E_g \angle -\delta}{X_T \angle -90} \right) - E_g \angle \delta \left(\frac{E_s \angle 0}{X_T \angle -90} \right) \quad (2.3)$$

Convertendo para a base retangular a equação (2.2) chegamos em:

$$S_e = \frac{E_g^2}{X_T} (\cos 90 + j \sin 90) - \frac{E_g E_s}{X_T} [\cos(\delta + 90) + j \sin(\delta + 90)] \quad (2.4)$$

Reescrevendo a equação (2.4), temos:

$$S_e = \frac{E_g E_s}{X_T} \sin \delta + j \left[\frac{E_g^2}{X_T} - \frac{E_g E_s}{X_T} \cos \delta \right] \quad (2.5)$$

Com a equação (2.5), podemos concluir que a potência elétrica ativa fornecida pela fonte pode ser expressa da seguinte forma:

$$P_e = \frac{E_g E_s}{X_T} \sin \delta \quad (2.6)$$

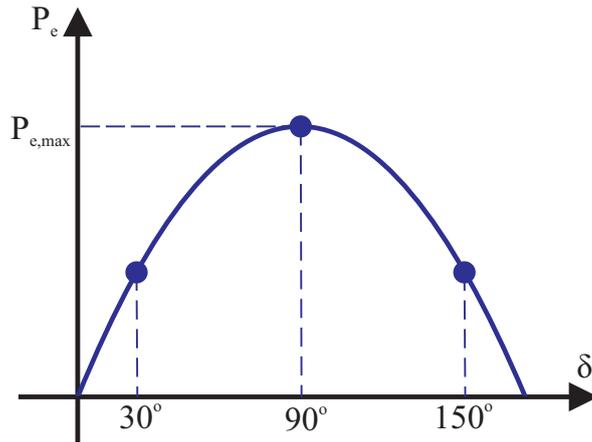


Figura 2.2. Curva de Potência Ativa.

Com valores fixos de E_1 , E_2 e X , a relação entre P_e e δ pode ser descrita em uma Curva de Ângulo de Potência, conforme mostrado na Figura 2.2. Partindo de $\delta = 0$, a potência transferida aumenta à medida que δ aumenta. A potência transferida entre duas fontes atinge o valor máximo $P_{e,max}$ quando δ é igual a 90 graus, a partir desse valor, a potência decresce atingindo novamente o valor zero quando o ângulo for 180 graus. Os conjugados mecânico e elétrico são iguais durante o regime permanente e, portanto, a potência mecânica (constante e representada por P_m) gerada é igual à potência elétrica (TZIOUVARAS; HOU, 2004). Durante a operação normal de um sistema de geração sem perdas em regime permanente, podemos estabelecer que esse ponto de equilíbrio entre as potências possui um ângulo de carga representado por δ_0 , conforme mostrado na Figura 2.3.

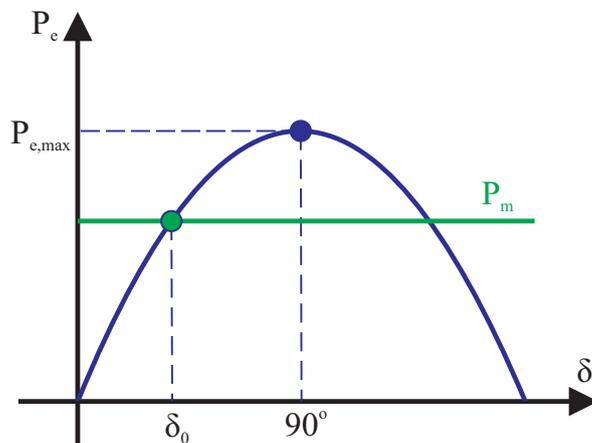


Figura 2.3. Curva de Potência Elétrica e Mecânica.

2.3 CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS

O critério de área igual é um método gráfico antigo que permite avaliar a estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência de forma simples e abrangente. Geralmente é utilizado para a avaliação da estabilidade transitória de um máquina conectada a um barramento infinito, ou de um sistema de duas máquinas. Uma das principais características deste método é que a sua utilização elimina a necessidade de cálculo das curvas de oscilação do sistema, poupando assim uma quantidade considerável de trabalho (KIMBARK, 2009).

Com base no Critério das áreas iguais, se a energia de aceleração durante a falha pode ser equilibrada pela energia de desaceleração após a falha ser eliminada, o rotor do gerador síncrono pode se aproximar do novo ponto de equilíbrio estável do estado pós-falha, e, portanto, o sistema é transitoriamente estável (PALA *et al.*, 2019). Sempre, a falta deve ser eliminada o mais rápido possível, mas sabendo que isso não acontece de forma instantânea, o tempo crítico durante o qual o sistema pode resistir a uma falha corresponde a um ângulo crítico, sendo que se o tempo de compensação for mais curto que o tempo crítico o sistema poderá adquirir um novo ponto de equilíbrio, e portanto, será estável, senão o sistema será considerado instável (TZIOUVARAS; HOU, 2004).

Para melhor entender, considera-se uma máquina conectada a um sistema de barramento infinito, temos a seguinte equação *swing*(KUNDUR, 1994):

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.7)$$

onde M é coeficiente de inércia da máquina e δ é o ângulo entre o rotor da máquina e o barramento infinito (ângulo de carga)

Multiplicando os dois lados da equação (2.6) por $\frac{d\delta}{dt}$, obtemos:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (2.8)$$

portanto,

$$\frac{M}{2} \frac{d\left(\frac{d^2\delta}{dt^2}\right)}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (2.9)$$

Multiplicando ambos os lados da equação (2.8) por dt para obter diferenciais em vez

de derivadas, temos

$$\frac{M}{2}d\left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2\right] = P_a d\delta \quad (2.10)$$

Integrando a equação (2.10) entre os intervalos pré falta, com ângulo de carga estável (δ_0), e um intervalo durante ou após a falta resulta na seguinte equação:

$$\frac{M}{2}\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (2.11)$$

Sabemos que podemos interpretar a variação do ângulo de carga com a velocidade angular da seguinte forma:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (2.12)$$

onde ω é velocidade angular do gerador e ω_0 é a velocidade angular síncrona. Utilizando as equações (2.11) e (2.12), temos:

$$\omega - \omega_0 = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (2.13)$$

O termo $(\omega - \omega_0)$ representa a velocidade relativa do gerador em relação a velocidade síncrona do sistema. Em uma oscilação inicialmente teremos um acréscimo no valor do ângulo de carga δ acompanhado de uma potência de aceleração positiva ($P_m > P_e$), isso causará $\omega - \omega_0 > 0$. O aumento do ângulo de carga possui momentos importantes. Ao atingir um aparente novo equilíbrio ($P_m = P_e$), δ continuará aumentando devido a inércia do rotor do gerador. Após atingir este aparente equilíbrio, teremos um momento de desaceleração ($P_a < 0$), δ alcançará um valor máximo até retornar novamente para o ponto de equilíbrio. A partir da integral da equação 2.13, expressada por

$$\omega - \omega_0 = \int_{\delta_0}^{\delta_m} P_a d\delta = 0; P_a(\delta_m) \leq 0 \quad (2.14)$$

podemos interpretá-la como uma composição de áreas, sendo uma de aceleração positiva, e a seguinte de desaceleração.

Para melhor entender esta teoria, é utilizado um sistema elétrico, composto por uma unidade geradora e uma fonte remota, conectadas por uma linha de transmissão de circuito duplo. Assume-se que em uma das linhas acontece um curto circuito, e que depois de alguns instantes, os disjuntores nos terminais da linha serão abertos para eliminação do curto. Dessa forma, a ligação entre as duas fontes passa a ser feita

apenas através da linha de transmissão que não está em falta. A resposta deste sistema utilizando o critério das áreas iguais é mostrado na Figura 2.4.

Inicialmente o sistema esta operando em regime permanente com as duas linhas de transmissão, no ponto 1, onde há equilíbrio entre a potência elétrica e a mecânica, correspondendo a uma defasagem angular igual a δ_0 . Após uma falta atingir uma das linhas, há uma redução na potência elétrica e o sistema passa a operar em um novo ponto, marcado como 2. Neste momento a potência mecânica é maior que a elétrica, o que, de acordo com a equação 2.7, ocasiona uma aceleração positiva do rotor, ilustrada pela área A_1 , gerando um aumento da defasagem angular δ . No instante 3 a falta é eliminada do sistema, levando a ter uma nova curva de potência elétrica, e passa para o ponto 4. Deste instante em diante, há uma potência elétrica maior que a mecânica, o que causará uma frenagem no rotor, mas o ângulo continuará avançando até o ponto 5, devido à própria inércia do rotor. A partir do instante em que a potência elétrica se iguala a potência mecânica, até o ponto 5, tem-se então a área de potência desacelerante, A_2 . Assim, é definido que se A_2 iguala A_1 o sistema será estável em um novo ponto de equilíbrio, marcado por 6. Entretanto, se A_2 não conseguir se igualar a A_1 , significaria que não há suficiente potência desacelerante para frear o gerador, levando à instabilidade da máquina, ou seja à de perda de sincronismo. Para isso, é vital que o tempo de abertura da linha em falta aconteça antes de atingir o ângulo crítico δ_{crit} .

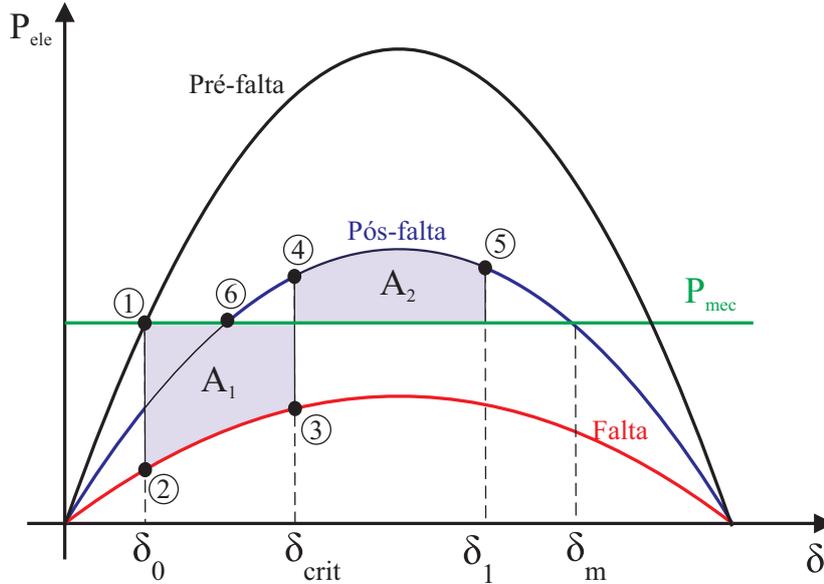


Figura 2.4. Critério das Áreas Iguais

2.4 IMPEDÂNCIA CARACTERÍSTICA DURANTE OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA

Para identificar oscilações de potência, os esquemas de proteção monitoram as correntes e as tensões secundárias dos transformadores para instrumentos, como ilustrado na Figura 2.5. A partir destes sinais é possível acompanhar a trajetória da impedância, como feito tradicionalmente na proteção de linhas de transmissão, que utilizam o elemento mho (FISCHER *et al.*, 2015), cuja atuação depende do ingresso da impedância na região interna da sua característica. De forma a determinar o melhor ajuste desta característica quando aplicado à proteção de geradores síncronos, é relevante avaliar a tendência da trajetória da impedância.

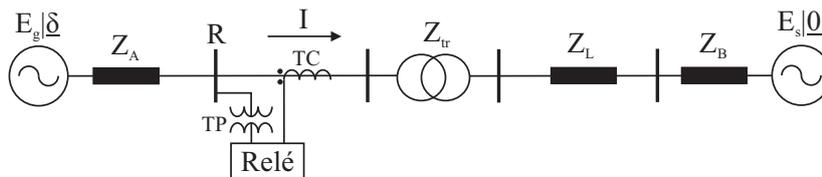


Figura 2.5. Sistema simplificado para determinação da característica de impedância.

Nesse sentido, como visto na Seção 2.2, a corrente pode ser inicialmente calculada

por

$$I = \frac{E_g \angle \delta - E_s \angle 0}{Z_T} \quad (2.15)$$

sendo neste caso $Z_T = Z_A + Z_{tr} + Z_L + Z_B$. A partir disso, a tensão terminal do gerador é calculada por

$$V_R = E_g \angle \delta - I Z_A \quad (2.16)$$

Então, esta tensão pode ser expressada por

$$V_R = E_g \angle \delta - \frac{E_g \angle \delta - E_s \angle 0}{Z_T} Z_A \quad (2.17)$$

Na situação em que $E_g = E_s$ e $\delta = 0$, não há corrente fluindo pelo circuito. À medida que o ângulo δ aumenta, a corrente também aumenta até o instante em que $\delta = 180^\circ$, momento a partir do qual a corrente passa a decrescer. Para esta condição de corrente máxima, a queda de tensão do circuito é duas vezes a tensão normal de operação e a tensão no ponto médio da reatância total de transmissão será nula. Situação análoga de tensão nula neste mesmo ponto ocorre durante um curto circuito trifásico no ponto médio da impedância total do circuito, ou seja, $\frac{Z_T}{2}$. Este ponto é denominado de centro elétrico do sistema para as oscilações ou condição de escorregamento da tensão E_g em relação à tensão E_s provocada por perda de sincronismo. Após a impedância aparente cruzar o centro elétrico, dizemos que ocorreu o *Pole Slipping*. Esta condição indica uma instabilidade no sistema, pois um aumento no valor de δ não conseguirá causar o equilíbrio entre as potências elétricas e mecânicas do sistema e, como pode ser visto na Figura 2.6, ocorrerá um fluxo reverso de potência e a inversão das fases entre as fontes.

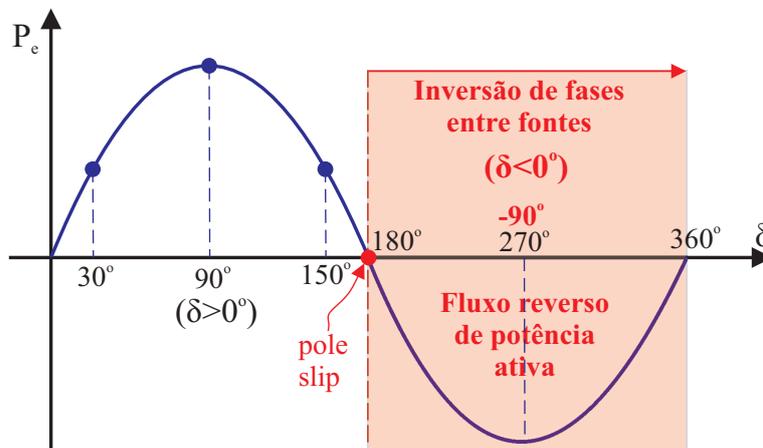


Figura 2.6. Fenômeno do escorregamento de pólo (*pole slip*).

A impedância aparente medida pelo relé pode ser expressada por:

$$Z_R = \frac{V_R}{I} = \frac{E_g \angle \delta}{E_g \angle \delta - E_s \angle 0} Z_T - Z_A \quad (2.18)$$

Fazendo $n = \frac{E_g}{E_s}$ e $1 \angle \delta = \cos(\delta) + j \sin(\delta)$, a equação generalizada para a impedância vista pelo relé é:

$$Z_R = \frac{V_R}{I} = Z_T n \frac{(n - \cos \delta) - j \sin \delta}{(n - \cos \delta)^2 + \sin^2 \delta} - Z_A \quad (2.19)$$

E avaliando o caso em que $E_g = E_s$ ($n = 1$), a equação (2.17) se torna:

$$Z_R = \frac{Z_T}{2} (1 - j \cot \frac{\delta}{2}) - Z_A \quad (2.20)$$

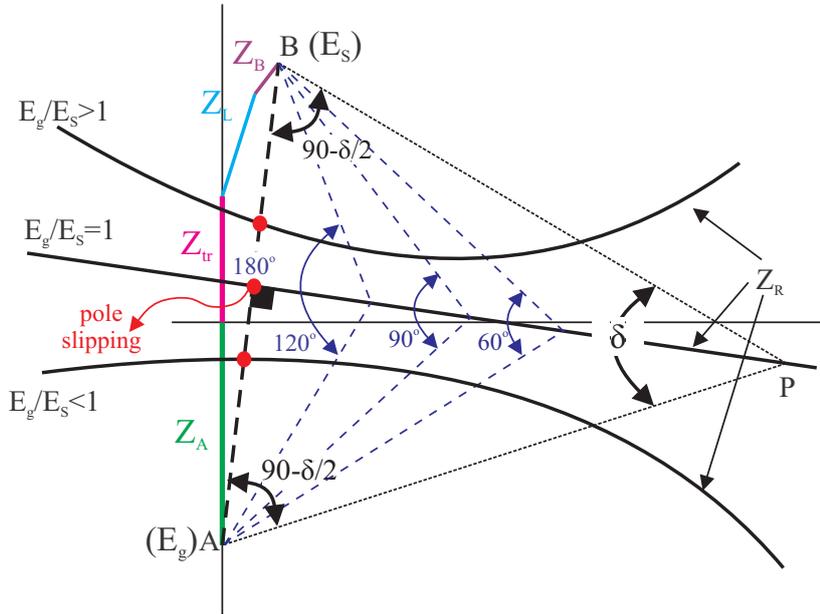


Figura 2.7. Centro Elétrico

A Figura 2.7 representa a trajetória da impedância Z_R no plano R-X. Para o caso em que $n = 1$ a trajetória é uma linha perpendicular que intercepta a reta A-B. A distância A-B é a impedância total Z_T entre as duas fontes após a eliminação da falta. A origem do gráfico é definida na localização dos transformadores que alimentam o relé, normalmente os terminais do gerador. Esta construção é usada para definir a maioria dos esquemas de proteção. Se a tensão do gerador estiver avançando em relação a tensão do sistema, a impedância aparente do sistema, ponto P , vai se mover da direita para a esquerda. Pode ser observado também que a separação entre as duas fontes, δ , é igual a diferença entre as retas A-P e B-P. Para o caso em que $n \neq 1$, a trajetória

Z_R se torna as curvas representadas na Figura 2.7 com centro em coordenadas que dependem do valor de n e da distância A-B.

2.5 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO (ANSI 78)

Os esquemas de proteção contra a perda de sincronismo utilizam inicialmente o princípio da proteção de distância para verificar a ocorrência de instabilidades durante a operação do Sistema (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2007). O conceito de proteção de distância está originalmente 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. 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. No caso da proteção de geradores, os sinais são medidos nos terminais da máquina ou até no terminal de alta dos transformadores de potência. Ainda, considerando condições balanceadas do sistema, a extensão da proteção de distância aos geradores síncronos contempla apenas a estimação da impedância de sequência positiva. Adicionalmente a este elemento, são incluídas retas delimitadoras chamadas *blindings* que fornecem proteção para o gerador diante de oscilações instáveis, e reconhecem oscilações estáveis.

2.5.1 Blinder Simples

2.5.1.1 Princípio de Funcionamento

Este é o esquema de proteção contra perda de sincronismo mais comum e que tradicionalmente utiliza como grandeza operacional a impedância de sequência positiva. É um esquema que emprega *blindings* em conjunto com um elemento mho e geralmente é implementado nos terminais do gerador, mas pode ser aplicado nos terminais de alta tensão do transformador. Os *blindings* são elementos de detecção de impedância com

uma característica de linha reta quando plotados no plano $R-X$, conforme pode ser visualizado na Figura 2.8, e possuem a função de fazer a distinção entre uma falha no SEP do tipo curto-circuito e uma operação de oscilação de potência, seja ela instável ou estável, mas de forma a impedir que a proteção contra perda de sincronismo atue em caso de oscilação estável.

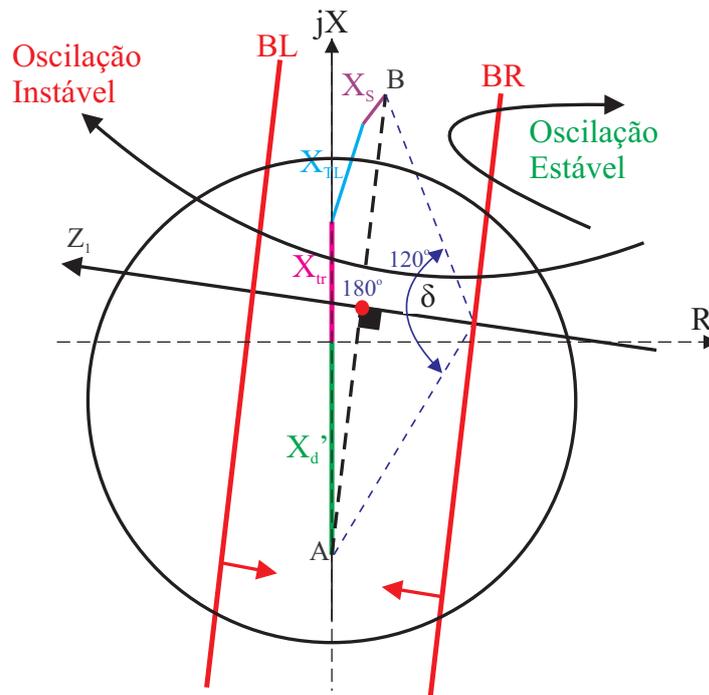


Figura 2.8. Esquema de Proteção do Blinder Simples.

A impedância de sequência positiva deve começar fora da característica MHO, em seguida, entrar na área de operação e sair dela pelo lado oposto ao de entrada. Os esquemas de alguns fabricantes também incluem um tempo mínimo que a impedância deve permanecer entre os *blindings* para produzir um *trip*. Se esses requisitos forem satisfeitos, a oscilação é identificada como instável e o comando de *trip* é acionado. Entre os relés do mercado também existe a escolha deste comando de *trip* ser enviado a após sair da zona de operação ou após a saída pela característica *mho*, pelo lado oposto ao da entrada. É possível ver na Figura também um exemplo de oscilação estável, apesar da impedância ultrapassar o *blinder* da direita (BR) ela sai pelo mesmo quadrante, o que caracteriza este evento como uma oscilação instável.

Por outro lado, se ocorrer um curto-circuito, por exemplo, a impedância vista pelo esquema se moverá para a característica *mho* inicialmente e depois para a área entre os *blindings* de uma forma quase instantânea. Devido à inércia do gerador, mudanças no

ângulo de carga demandam tempo e não ocorrem de forma instantânea, uma oscilação de potência leva tempo para entrar na característica mho, atravessar ambos os *blindens* e então sair do círculo mho.

2.5.1.2 Flags de Funcionamento adotados para o Esquema de Blinder Simples

Esta subsecção ilustra os flags de operação, e a descrição dos mesmos para oscilações instáveis, baseado no manual do relé SEL-700G.

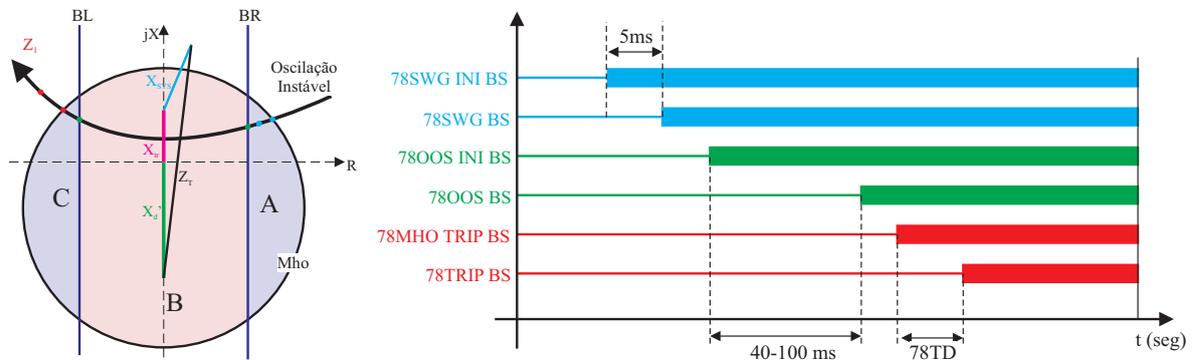


Figura 2.9. Ilustração da atuação do esquema *Blinder* Simples para oscilações instáveis.

1. **78SWG_INI_BS:** Este *flag* representa o momento de entrada da impedância na característica MHO através da região A e é necessário para o reconhecimento das oscilações instáveis. Entradas na característica MHO por outras regiões não classificam o evento como uma oscilação de potência que possa evoluir para uma perda de sincronismo;
2. **78SWG_BS:** Este *flag* é acionado após a impedância permanecer pelo menos 5ms dentro da zona A. Ao ser acionado, há a indicação que o evento se trata de uma oscilação de potência e não um curto circuito, que possui uma trajetória mais rápida;
3. **78OOS_INI_BS:** Quando a impedância ultrapassa o *blinder* da direita e entra na região de provável instabilidade, representada por B, o *flag* é acionado e o instante de entrada é salvo;

4. **78OOS_BS**: Este *flag* representa o momento de saída da impedância através do *blinder* da esquerda, este instante de saída é salvo também e há uma comparação entre o instante de entrada (78OOS_INI) e o instante de saída (78OOS). Se esta trajetória tiver uma duração no mínimo entre 40 e 100 ms, a condição de oscilação instável é reconhecida. Neste trabalho foi adotado um tempo mínimo de 50ms;
5. **78MHO_TRIP_BS**: Este momento representa o instante em que a impedância sai da característica MHO através do lado esquerdo.
6. **78TRIP_BS**: Caso o *flag* 78MHO_TRIP_BS tenha sido acionado, o comando de *trip* é enviado com um atraso, 78TD, em relação a saída da característica MHO.

2.5.1.3 Característica de Operação

A característica do *blinder* simples pode ser vista na Figura 2.10. Para todos os cálculos que serão mostrados, foi considerado apenas a parte reativa das impedâncias, esta simplificação é adotada nos relés comerciais e normas de proteção e não gera prejuízos para o esquema de proteção (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2007; SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2011). O trecho representado por $78FWD$ representa o trecho da característica MHO abaixo do eixo das abscissas enquanto $78REV$ representa o trecho acima do eixo. Para o cálculo de ambos temos o seguinte:

$$78FWD = 2Xd'_{Prot} \quad (2.21)$$

$$78REV = 2X_{TG_Prot} \quad (2.22)$$

Observa-se que para a construção da característica são utilizados as impedâncias na base do relé, os cálculos são mostrados na seção 3. Analisando a Figura podemos estabelecer que o diâmetro da característica MHO é dada por:

$$Diametro_{MHO} = 78FWD + 78REV = 2Xd'_{Prot} + 2X_{TG_Prot} \quad (2.23)$$

A distância entre o *blinder* e o eixo das ordenadas é representado por d na Figura 2.10 e é calculado da seguinte forma:

$$d = \frac{X_{TG_Prot} + Z_{SYS_Prot} + X_{d'_{Prot}} + Z_{LT_Prot}}{2} \tan\left(90 - \frac{\delta}{2}\right) \quad (2.24)$$

É importante detalhar que a construção dos *blindens* e da característica MHO é simétrica em relação ao eixo das ordenadas e por isso a distância entre cada um dos *blindens* até o centro é a mesma e é representada por d . A separação angular entre o gerador e o sistema, indicada na equação (2.22) por δ , é o ponto que o relé determina instabilidade, esse ângulo normalmente é definido em 120° , como ilustrado na Figura 2.8.

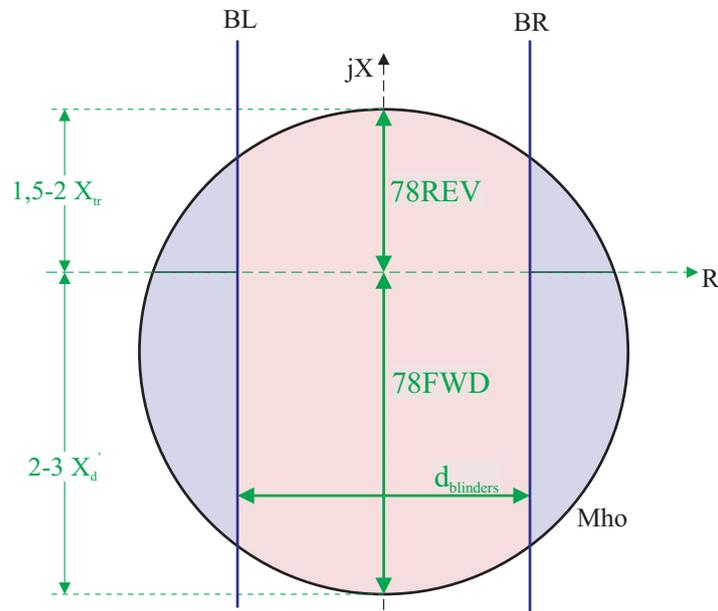


Figura 2.10. Característica de Operação do Blinder Simples

2.5.2 Blinder Duplo

2.5.2.1 Princípio de Funcionamento

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 *blindens*.

Ele 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 se trata de uma oscilação ou de um curto-circuito. Nesse caso, as duas características de impedância são *blindings* simples, um *blinder* interno e outro externo, ambos do lado direito. Normalmente, os dois *blindings* 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. 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 150 graus. Já o *blinder* externo necessita se localizar fora da característica Mho para detectar através de um contador as oscilações mas ao mesmo tempo próximo dela, para evitar invadir a região de operação normal do gerador.

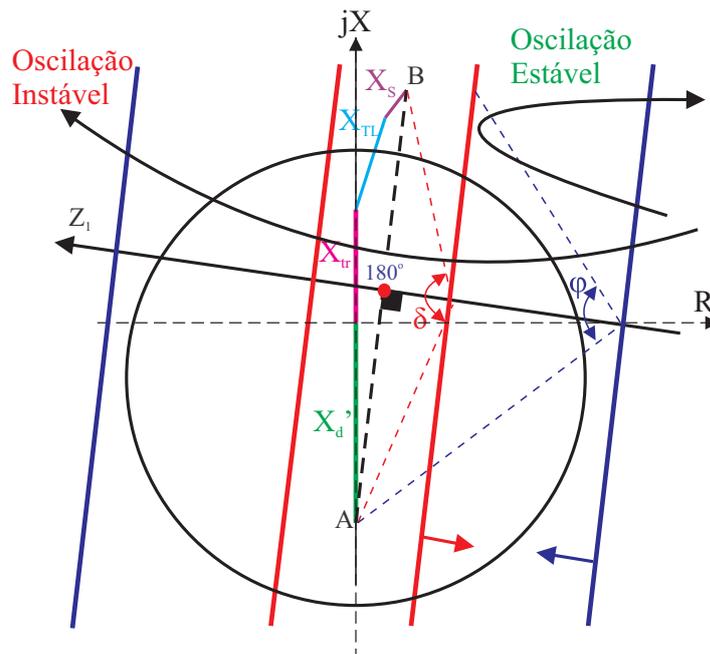


Figura 2.11. Esquema de Proteção do Blinder Duplo.

2.5.2.2 Flags de Funcionamento adotados para o Esquema de Blinder Duplo.

Esta subseção ilustra os flags de operação do esquema de proteção do *blinder* duplo, e apresenta a descrição de cada *flag* que será utilizado neste trabalho.

1. **78SWG_INI_BD**: Este *flag* representa o momento de entrada da impedância no blinder externo na direita e é representado pelo momento A na Figura;
2. **78SWG_BD**: Este *flag* é acionado após a impedância permanecer pelo menos 30 *ms* dentro da zona de operação. Ao ser acionado, há a indicação que o evento se trata de uma oscilação de potência e não um curto circuito que possui uma trajetória mais rápida;
3. **78OOS_INI_BD**: Este instante representa o momento que a impedância cruza o *blinder* interno na direita. Caso o *flag* 78SWG tenha sido acionado, a condição de perda de sincronismo é reconhecida;
4. **78OOS_BD**: Este momento representa o instante em que a impedância sai da característica Mho.
5. **78Trip_BD**: Caso o *flag* 78OOS_BD tenha sido acionada anteriormente, o comando de *trip* é enviado com um atraso.

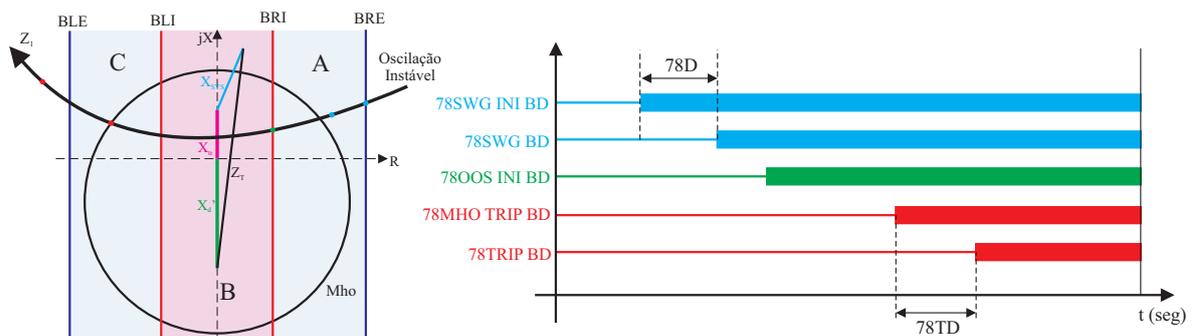


Figura 2.12. Ilustração da atuação do esquema de *Blinder* Duplo para oscilações instáveis

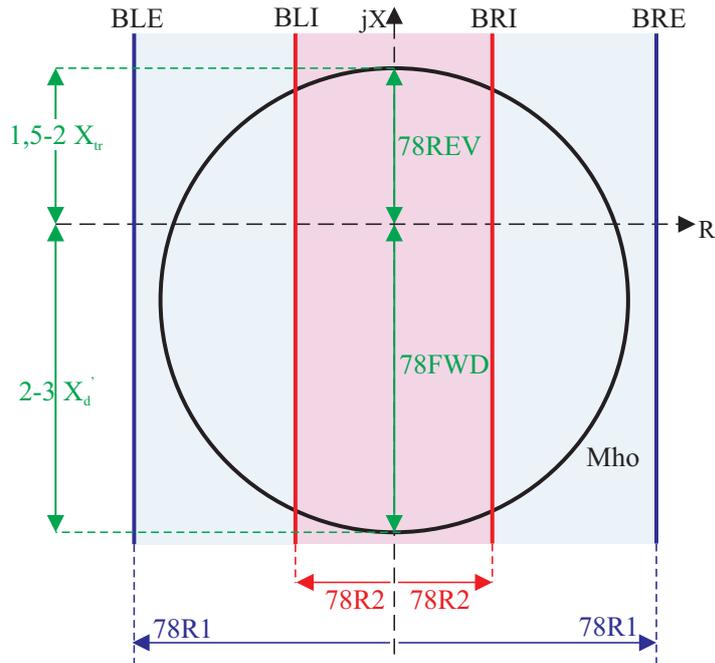


Figura 2.13. Característica de Operação do *Blinder* Duplo

2.5.2.3 Característica de Operação

Este esquema também requer inicialmente que a impedância entre a característica Mho como primeiro pré requisito para o início da análise. A lógica cronometra a oscilação à medida que ela atravessa o *blinder* externo da direita (BRE) e, em seguida, o *blinder* interno (BRI). Se o tempo entre as atuações desses blinders exceder o *delay* mínimo exigido, o esquema reconhece o evento como uma perda de sincronismo. Alguns esquemas exigem que a impedância também permaneça entre os dois *blindings* internos (BLI e BRI) por um tempo específico e também pode cronometrar a saída da impedância da característica interna para a externa. A maioria dos esquemas não inicia um *trip* até que a impedância de oscilação tenha saído do elemento MHO para garantir um ângulo de separação mais favorável para a operação do relé.

A característica do *blinder* duplo pode ser vista na Figura 2.13. Assim como no *blinder* simples, foram considerados apenas a parte reativa na construção da característica. A característica MHO utilizada mantém os mesmos parâmetros utilizados no *blinder* simples. A diferença nesta característica se dá pela presença de um par extra de *blindings*. Os *Blinders* internos são representados por 78R2 e possuem uma distância até a origem no valor de d_2 enquanto os *blindings* externos são representados por BRI

na Figura 2.13 e tem como distância à origem $78R2$. A distância dos *Blinders* externos até à origem é representado po $78R1$. Para o cálculo destas distâncias, são utilizadas as equações a seguir:

$$78R1 = \frac{78FWD + 78REV}{2} \quad (2.25)$$

$$78R2 = 0,2FWD \quad (2.26)$$

parâmetros do sistema como o tempo de abertura da linha, ângulo de fase da fonte equivalente, localização da falta dentre outros.

Em primeiro lugar, para projetar a função de proteção, é necessário converter os valores das impedâncias para a base do relé de acordo com a figura a seguir:

3.2 PROCEDIMENTO PARA MONTAGEM DAS CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO

3.2.1 Definição dos valores por unidade dos componentes nas suas respectivas bases

3.2.1.1 Gerador

O gerador síncrono de 800 MVA é de pólos lisos e está controlado pelo sistema de excitação IEEE ST1, o Estabilizador de Sistema de Potência modelo PSS 1A, ambos descritos em (COMMITTEE, 1973), e pelo regulador de velocidade modelo IEEE G1, cujo funcionamento é apresentado em (IEEE - ENERGY DEVELOPMENT AND POWER GENERATION COMMITTEE, 2005). Os dados nominais de funcionamento e os parâmetros elétricos da máquina, em p.u, estão apresentados na Tabela 3.1 e eles são dados na base do gerador.

Tabela 3.1. Parâmetros do Gerador	
Parâmetro	Valor
Potência nominal	800MVA
Tensão nominal	15kV
Corrente nominal	30792 A
Frequência nominal	60Hz
Pares de Polos	2
Ra	0.0025 pu
Xd	1.128 pu
Xq	0.654 pu
Xd'	0.540 pu
Xq'	0.653 pu
Xd''	0.253 pu
Xq''	0.298 pu

3.2.1.2 Transformadores de Instrumentos

Para os cálculos da função de proteção que será desenvolvida neste capítulo, será estabelecido nesta subseção as variáveis relacionadas aos transformadores de tensão e corrente que serão utilizadas:

Tabela 3.2. Parâmetros dos transformadores de Instrumentos

Parâmetro	Valor
Tensão secundária no transformadores de potencial	120V
Corrente secundária no transformadores de corrente	5A
Relação de transformação dos transformadores de potência (<i>RTP</i>)	$\frac{15000}{120}$
Relação de transformação dos transformadores de corrente (<i>RTC</i>)	$\frac{35000}{5}$

3.2.1.3 Transformador de Potência

Para os cálculos da função de proteção que será desenvolvida neste capítulo, será estabelecido nesta subseção as variáveis relacionadas ao transformadores que serão utilizadas na tabela 3.3:

Tabela 3.3. Parâmetros do Transformador

Parâmetro	Valor
Potência nominal do transformador (S_{nom_TRAF0})	800MVA
Tensão nominal no lado do gerador do transformador (V_{pri_TRAF0})	15kV
Tensão nominal no lado do sistema do transformador (V_{sec_TRAF0})	230kV
Conexão	dY1
Relação	15/230 kV
Impedância do tranformador (X_{TRAF0})	0,22PU

3.2.1.4 Linha de Transmissão

Para a função de proteção, também é necessário utilizar os dados da linha de transmissão. A impedância da linha é de $0.1 + j2\pi f 0.0004$ ohm/km na base dela, e para converter este valor para a base do gerador, primeiro foi necessário representar ele em Ω conforme pode ser visto a seguir:

$$\begin{aligned}
 Z_{LT_OHM} &= (0.01 + j2\pi f_{nom_GER} * 0.0004)50 \\
 &= 0.5 + 7.5398i
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

Com o valor em Ohms, foi convertido o valor para a base da linha de transmissão:

$$\begin{aligned} Z_{LT_PU} &= \frac{Z_{LT_OHM}}{Z_{BASE_LT}} \\ &= 0.0076 + 0.1140i \end{aligned} \quad (3.2)$$

3.2.1.5 Fonte equivalente

Os últimos parâmetros que serão utilizados para a função de proteção, serão os dados da fonte equivalente. A fonte remota opera em 230 kV, com impedância interna de $0.0174 + j2\pi f0.0499 \Omega$. Portanto, para converter este valor para base do gerador, primeiro foi necessário representar ele em PU, para isso foi utilizado o valor da impedância base do sistema como Z_{BASE_SYS} conforme pode ser visto a seguir:

$$\begin{aligned} Z_{SYS} &= \frac{Z_{SYS_OHM}}{Z_{BASE_SYS}} \\ &= 0.0003 + 0.0263i \end{aligned} \quad (3.3)$$

3.2.2 Conversão dos Parâmetros para a Base do Gerador

Esta seção descreve os cálculos (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2007) que são usados para definir as funções de proteção que serão estudadas. Após as impedâncias na seção anterior serem representadas em PU, esta seção mostrará o desenvolvimento para representar elas na base do relé de proteção. As configurações são calculadas para o sistema descrito acima e inicialmente estabelecemos os valores de base descritos na tabela 3.4:

Tabela 3.4. Variáveis Base

Parâmetro	Representação	Valor
Potência Base do Gerador	S_{BASE_GER}	800 MVA
Tensão Base do Gerador	V_{BASE_GER}	15 kV
Potência Base do Transformador	S_{BASE_TRAFO}	700 MVA
Tensão Base no lado primário do transformador	$V_{BASE_TRAFO_PRI}$	15 kV
Tensão Base no lado secundário do transformador	$V_{BASE_TRAFO_SEC}$	230 kV
Potência Base da linha de transmissão	S_{BASE_LT}	300 MVA
Tensão Base da linha de transmissão	V_{BASE_LT}	230 kV
Impedância Base da linha de transmissão	Z_{BASE_LT}	529 Ω

Para utilizar a impedância do transformador, primeiro é necessário representar ela

na base do gerador de acordo a equação a seguir:

$$\begin{aligned} X_{TG} &= \frac{S_{BASE_GER}}{S_{BASE_TRAFO}} \left(\frac{V_{BASE_TRAFO_PRI}}{V_{BASE}} \right)^2 X_{TRAFO} \\ &= 0.2514PU \end{aligned} \quad (3.4)$$

A segunda grandeza que será utilizada na construção da característica proteção é a impedância da fonte equivalente. Primeiro é necessário converter a impedância da fonte para a base do transformador (Z_{SYS_TRAFO}) e em seguida efetuar a transformação para a base do gerador (Z_{SYS_GER}). Fazendo a conversão para os valores em base do transformador temos:

$$\begin{aligned} Z_{SYS_TRAFO} &= \frac{S_{BASE_TRAFO}}{S_{BASE_SYS}} \left(\frac{V_{BASE_SYS}}{V_{BASE_TRAFO_SEC}} \right)^2 Z_{SYS} \\ &= 0.0018 + 0.1840iPU \end{aligned} \quad (3.5)$$

Agora convertendo para a base do gerador:

$$\begin{aligned} Z_{SYS_GER} &= \frac{S_{BASE_GER}}{S_{BASE_TRAFO}} \left(\frac{V_{BASE_TRAFO_PRI}}{V_{BASE}} \right)^2 Z_{SYS_TRAFO} \\ &= 0.0020 + 0.2103iPU \end{aligned} \quad (3.6)$$

O terceiro valor que será utilizado é a impedância da linha de transmissão. Para realizar a conversão para a base do gerador, um procedimento semelhante ao realizado para a fonte equivalente inicialmente convertendo os valores em PU para a base do transformador:

$$\begin{aligned} Z_{LT_TRAFO} &= \frac{S_{BASE_TRAFO}}{S_{BASE_LT}} \left(\frac{V_{BASE_LT}}{V_{BASE_TRAFO_SEC}} \right)^2 Z_{LT_PU} \\ &= 0.0176 + 0.2661iPU \end{aligned} \quad (3.7)$$

Agora convertendo para a base do gerador:

$$\begin{aligned} Z_{LT_GER} &= \frac{S_{BASE_GER}}{S_{BASE_TRAFO}} \left(\frac{V_{BASE_TRAFO_PRI}}{V_{BASE}} \right)^2 Z_{LT_TRAFO} \\ &= 0.0202 + 0.3041iPU \end{aligned} \quad (3.8)$$

O último valor que será utilizado, já se encontra na base do gerador e é Xd' .

3.2.2.1 Determinação da Impedância Base do Relé

Com todos os valores na base do gerador, o passo seguinte é converter estes valores para valores em função do relé. Para isso, primeiro serão estabelecidos os valores de

base no lado primário do transformador de potência.

$$V_{L_TP_PRI_BASE} = V_{BASE_GER} \quad (3.9)$$

Para a tensão base de linha do lado primário foi utilizada a mesma tensão de base do gerador. Estabelecendo a tensão base de fase:

$$\begin{aligned} V_{F_TP_PRI_BASE} &= \frac{V_{L_TP_PRI_BASE}}{\sqrt{3}} \\ &= 8660PU \end{aligned} \quad (3.10)$$

Para converter a tensão de linha e fase para o lado secundário, respectivamente V_{L_BASE} e V_{F_BASE} utilizamos a relação de transformação RTP da seguinte forma:

$$\begin{aligned} V_{L_BASE} &= \frac{V_{L_TP_PRI_BASE}}{RTP} \\ &= 120PU \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} V_{F_BASE} &= \frac{V_{F_TP_PRI_BASE}}{RTP} \\ &= 69.282PU \end{aligned} \quad (3.12)$$

Em seguida é calculada a corrente base do relé (I_{RELE_BASE}):

$$\begin{aligned} I_{F_BASE} &= \frac{I_{nominal,gerador}}{RTC} \\ &= 4.3989PU \end{aligned} \quad (3.13)$$

Com os valores de base de corrente e tensão é possível calcular a impedância base do relé:

$$\begin{aligned} Z_{RELE_BASE} &= \frac{V_{F_BASE}}{I_{F_BASE}} \\ &= 15.75PU \end{aligned} \quad (3.14)$$

3.2.2.2 Determinação dos Parâmetros em ohms na base do gerador

Agora serão convertidos os valores que estão da base do gerador para valores em função do relé. Para isso basta multiplicar os valores pela impedância base do relé como é mostrado a seguir:

$$\begin{aligned} Xd'_{Prot} &= Xd' Z_{RELE_BASE} \\ &= 8.5050\Omega \end{aligned} \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned}
Z_{SYS_Prot} &= Z_{SYS_GER}Z_{RELE_BASE} \\
&= 0.0315 + 3.3115i\Omega
\end{aligned}
\tag{3.16}$$

$$\begin{aligned}
X_{TG_Prot} &= X_{TG}Z_{RELE_BASE} \\
&= 3.9600\Omega
\end{aligned}
\tag{3.17}$$

$$\begin{aligned}
Z_{LT_Prot} &= Z_{LT_GER}Z_{RELE_BASE} \\
&= 0.3176 + 4.7890i\Omega
\end{aligned}
\tag{3.18}$$

Os valores descritos acima, X_{TG_Prot} , Z_{SYS_Prot} , $X_{d'_{Prot}}$ e Z_{LT_Prot} serão os valores utilizados para o cálculo das funções de proteção descritas nas seções seguintes.

3.2.3 Ajustes da Proteção dos Esquemas de Proteção

De acordo com as diretrizes de cálculo apresentadas no capítulo 2 e com os valores das impedâncias calculados neste capítulo, foram encontrados os seguintes parâmetros para os esquemas de Blinder simples e Blinder Duplo:

Tabela 3.5. Parâmetros do Blinder Simples

Parâmetro	Valor
d	5,9367 Ω
78FWD	17,01 Ω
78REV	7,92 Ω

Tabela 3.6. Parâmetros do Blinder Duplo

Parâmetro	Valor
78REV	7,92 Ω
78FWD	17,01 Ω
78R2	3,40 Ω
78R1	12,46 Ω

Com os parâmetros calculados, as características dos dois esquemas de proteção são apresentados na Figura 3.2:

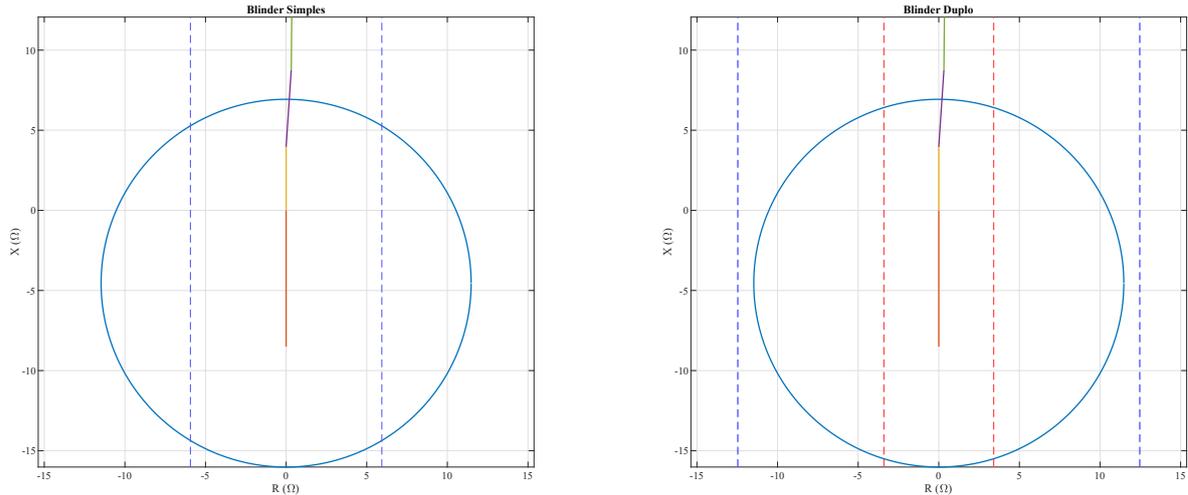


Figura 3.2. Características dos esquemas de proteção

3.3 TRATAMENTO DOS SINAIS PARA ESTIMAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA

Para avaliar os algoritmos de proteção, as correntes e tensões de fase dos transformadores de corrente e de potencial foram obtidos do programa EMTP-RV, com um passo de tempo de 50 μ s. Esses sinais passaram por um filtro antialiasing de terceira ordem com uma frequência de corte de 240 Hz, e depois foram reamostrados com 32 amostras/ciclo para uma frequência de 60 Hz. Em seguida, os sinais passam pelo Filtro Cosseno Modificado (HART *et al.*, 2000) para calcular os fasores dos sinais. Estes novos sinais de correntes e tensões de fase são então utilizados para determinar os respectivos sinais de sequência, para finalmente determinar a impedância de sequência positiva.

RESULTADOS

4.1 ESTUDOS PRELIMINARES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Para analisar o sistema proposto no capítulo 3, inicialmente foi estudado o desempenho do mesmo em diversas situações de perturbação. Foi analisada a influência da localização da falta, tempo de abertura da linha, resistência da falta, carregamento do gerador. Também, são comentadas as respostas da potência fornecida pelo sistema, tensões e correntes utilizadas para o relé de proteção assim como o tempo crítico para abertura da linha.

4.1.1 Influência do Instante de Abertura da Linha de Transmissão Faltosa

No primeiro caso, foi avaliada a influência do instante de abertura após um curto-circuito na linha transmissão. Para isso, uma falta trifásica com resistência de $1\mu\Omega$ ocorre na linha de transmissão no instante de $1s$. Após isso, abrimos a linha através dos disjuntores isolando a falta do sistema em diferentes instantes de tempo e analisando os tipos de oscilações que são geradas com este evento. Com uma abertura da linha do instante de $1,2s$, podemos analisar que apesar da perturbação criada com a falta no instante de $1s$, a rápida separação da linha do restante do sistema faz com que as tensões e correntes sejam rapidamente estabilizadas conforme pode ser visto na Figura 4.1. Caracterizamos este tipo de fenômeno como uma oscilação estável. É possível visualizar também que neste caso de oscilação, a potência ativa e reativa se estabilizam rapidamente, no caso da potência, vemos que em nenhum momento houve a inversão do fluxo de potência. Durante todo o evento, a potência se manteve positiva.

Para a abertura da linha do instante de $1,4s$, observamos que este é o tempo crítico

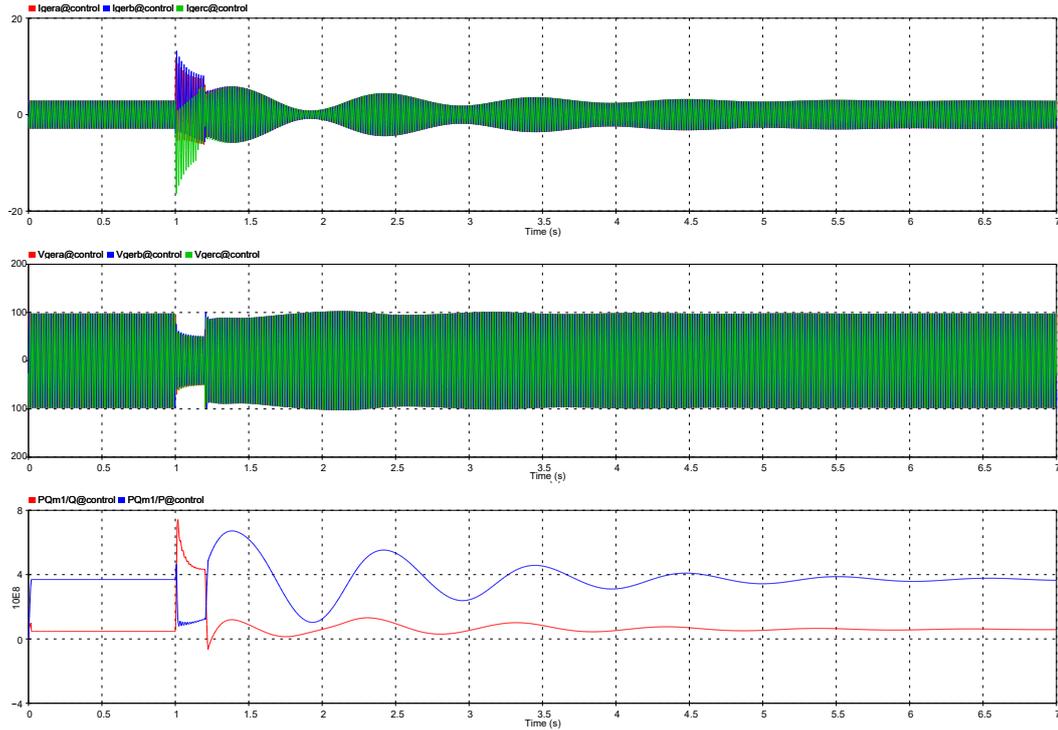


Figura 4.1. Tensão, Corrente e Potência com abertura da linha aos 1,2s

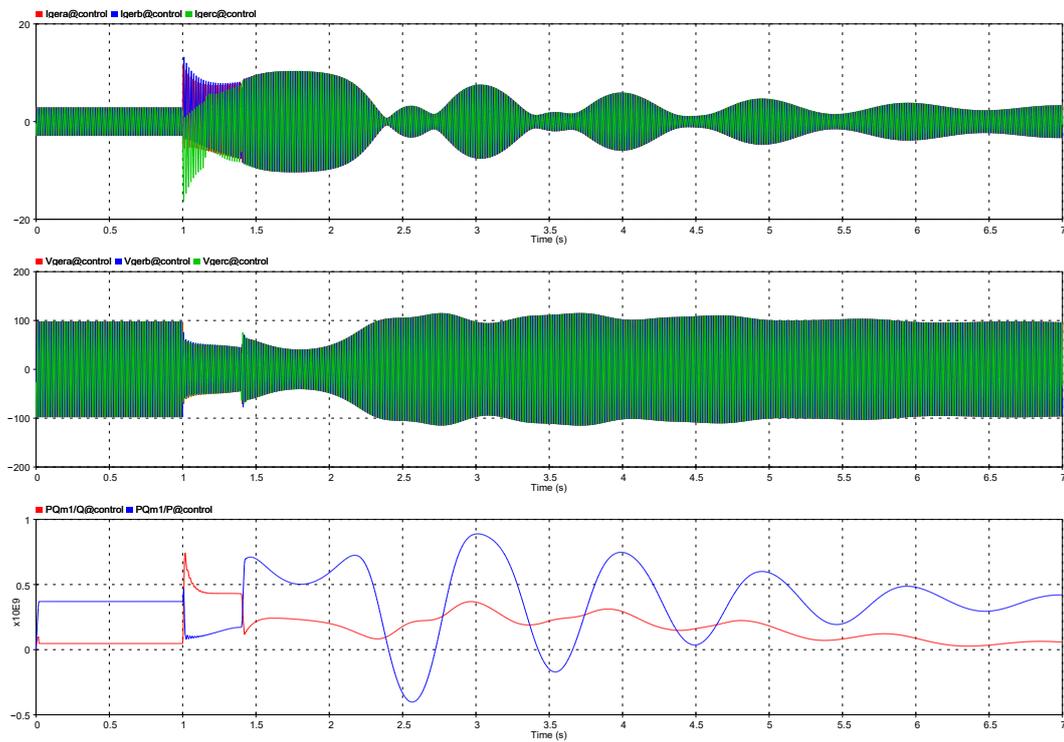


Figura 4.2. Tensão, corrente e potência com abertura da linha aos 1,4s

para uma oscilação estável conforme a Figura 4.2. É possível visualizar que a tensão se estabiliza de uma maneira mais rápida que a corrente devido aos sistemas de controle. O ponto que distingue esta oscilação para o caso anterior, é o fato que ,apesar desta

oscilação ainda ser estável, observa-se que esta causa um maior estresse ao gerador. Aos 3s a potência fornecida pelo gerador extrapola o valor nominal do mesmo (800 MVA), este intervalo apesar de ser breve pode causar danos para à maquina.

Aberturas a partir de 1,41s, geram cenários semelhantes entre elas. Em todos estes casos é possível notar uma oscilação instável, tanto corrente como tensão oscilam cada vez com uma frequência maior e com picos cada vez mais altos conforme Figura 4.3. Para a potência ativa e reativa, o mesmo comportamento oscilatório surge e desta vez com potências aparentes maiores que a potência nominal e que se mantém neste patamar durante um intervalo de tempo maior. Um cenário como este é um indicativo de que o gerador será danificado podendo causar consequências maiores.

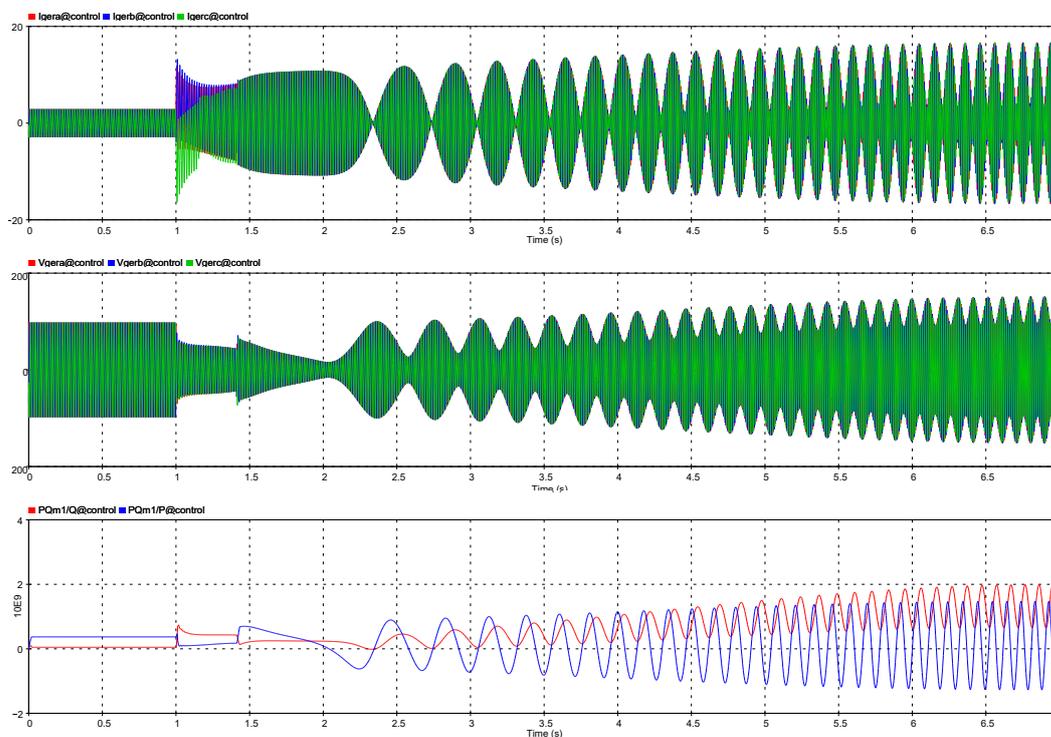


Figura 4.3. Tensão, corrente e potência com abertura da linha aos 1,41s

4.1.2 Influência da Localização da Falta

Neste cenário, foi avaliado como faltas mais próximas do gerador alteram a resposta do sistema e o tempo crítico para eliminação da falta. Inicialmente a falta foi localizada a 30km do gerador, e foi observado que o tempo crítico para atuação do relé é

reduzido. Para aberturas da linha até $1,3s$ todas as oscilações geradas foram estáveis e o gerador voltou à sua operação normal. Para o intervalo entre $1,31s$ a $1,38s$ o sistema também é exposto a oscilações estáveis, mas neste cenário observamos que a potência aparente fornecida, no intervalo entre $2,6s$ a $2,8s$, é maior que a potência nominal do gerador. Para aberturas a partir de $1,39s$ o cenário criado é o de oscilações instáveis, o mesmo cenário criado com aberturas a partir de $1,41s$ para faltas localizadas à $50km$ do gerador. Será mostrado na seção 4.2 como o esquema de proteção atuará em cada um dos três casos.

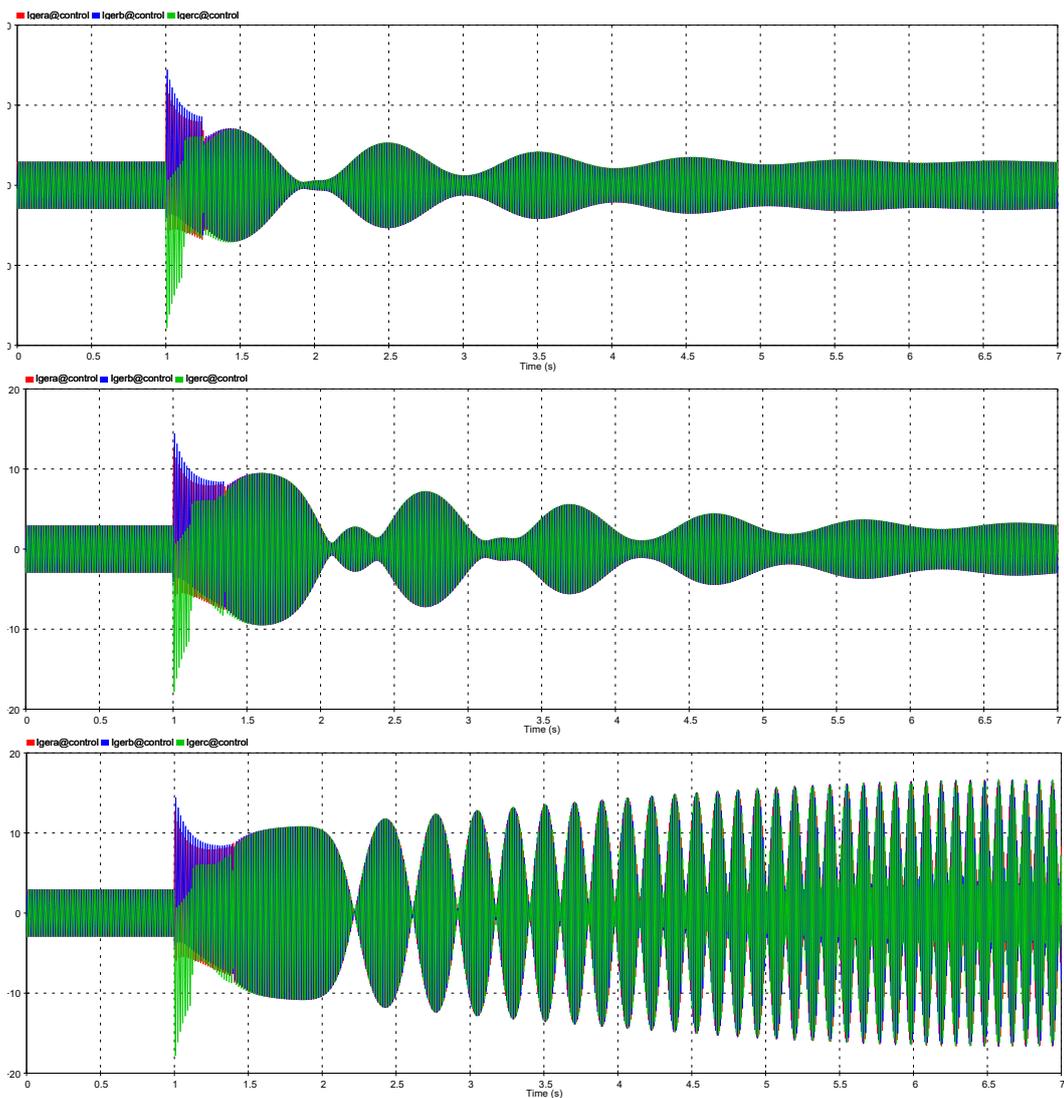


Figura 4.4. Correntes do relé para os instantes $1,25s$, $1,35s$ e $1,39s$

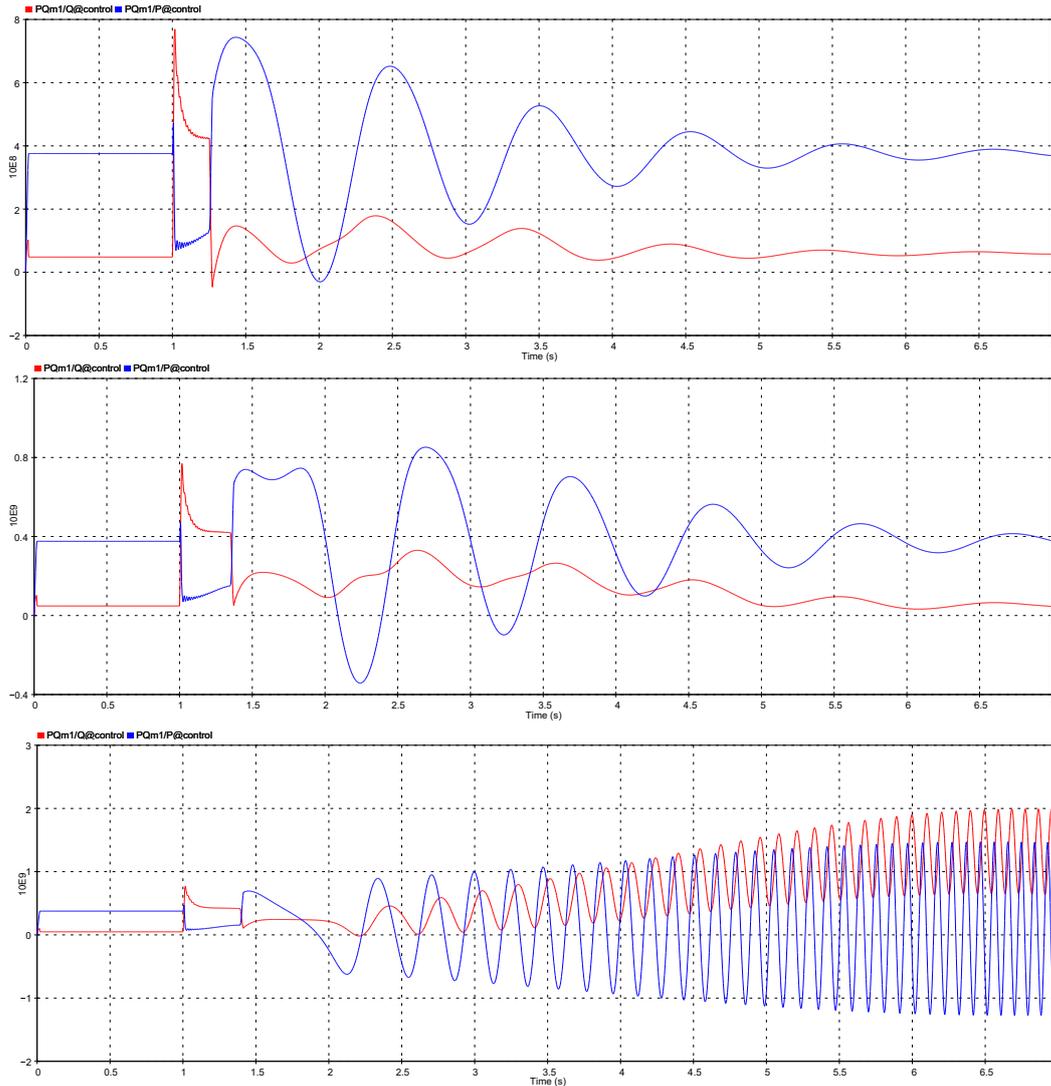


Figura 4.5. Potência fornecida pelo Gerador para os instantes 1,25s,1,35s e 1,39s

4.1.3 Influência da Resistência de Falta

Para este caso, foi avaliado como a alteração da resistência de falta influencia no tempo crítico para atuação do relé. Para todos os casos anteriores foi utilizado uma falta trifásica severa com resistência de $1 \mu\Omega$. Inicialmente foi realizado o mesmo procedimento para induzir oscilações estáveis e instáveis no sistema, desta vez com faltas menos severas nos valores de: $1 \text{ m}\Omega$, 1Ω e 100Ω . Para uma falta de $1 \text{ m}\Omega$, é observado que o sistema se comporta de maneira análoga ao caso inicial com resistência de falta de $1 \mu\Omega$, o tempo crítico para este caso se mantém em 1,4s. Para toda essa faixa de faltas com resistências entre $1 \mu\Omega$ a $1 \text{ m}\Omega$, as oscilações estáveis e instáveis se

manifestam de maneira semelhante.

Quando elevamos a resistência para 1Ω , há uma alteração na resposta do sistema. O gerador resiste mais tempo ao evento antes de ocorrer a perda de sincronismo, neste cenário o tempo crítico passou a ser $1,45s$. Para valores de resistência a partir de 100Ω , oscilações instáveis não são mais geradas. Mesmo com um maior tempo de exposição do sistema à falta, o sistema não sofre o efeito causado para resistências menores como pode ser visto na figura a seguir. Para o mesmo instante de abertura da linha em $1,6s$, para uma falta de 1Ω há o surgimento de uma oscilação instável já para o caso da falta de 100Ω não há criação de uma oscilação instável, tanto a tensão e potência se mantêm estáveis durante todo o fenômeno como pode ser visto na Figura 4.6.

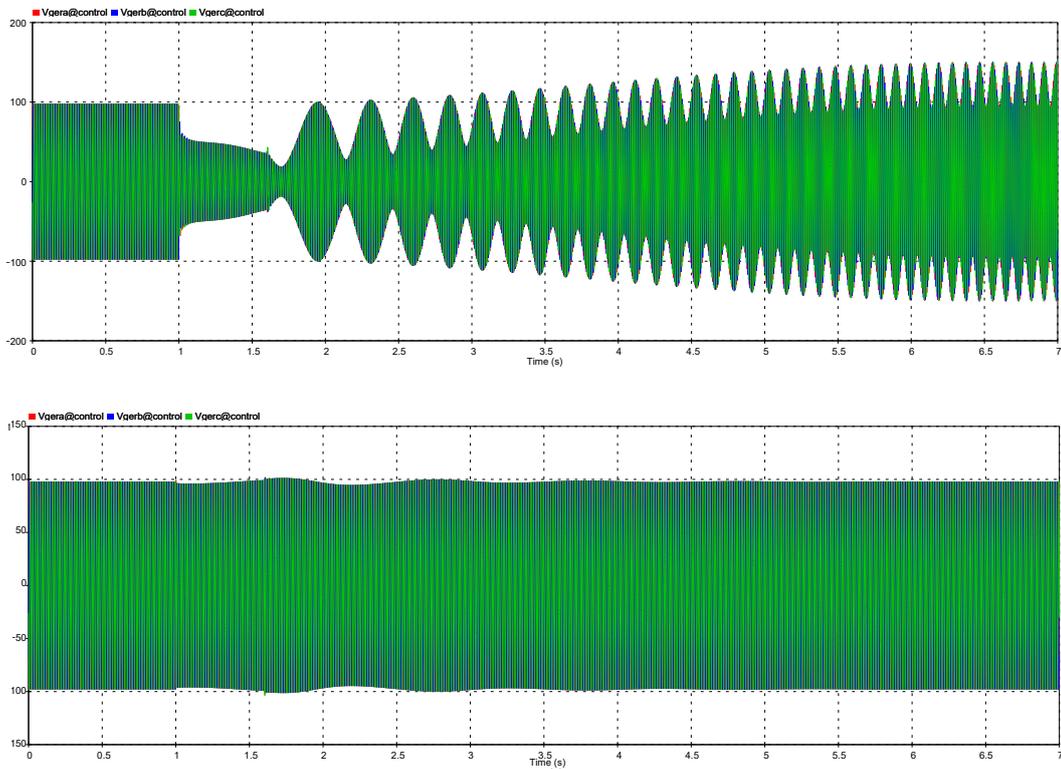


Figura 4.6. Tensões geradas para faltas de 1Ω e 100Ω respectivamente

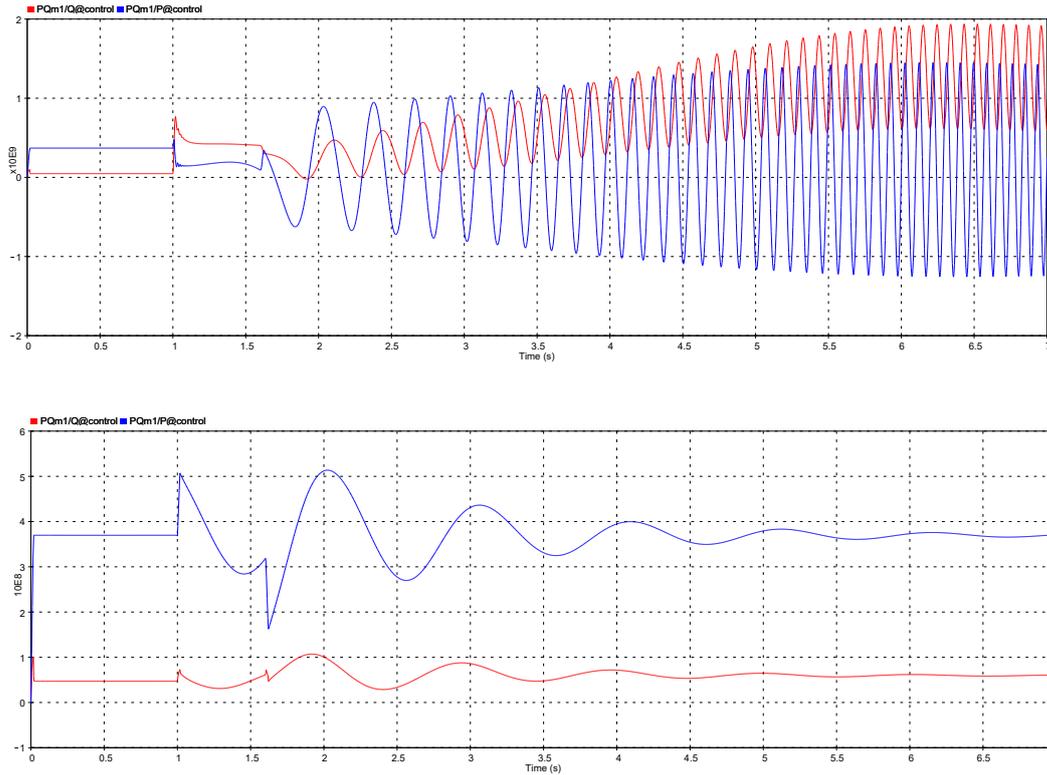


Figura 4.7. Potências geradas para faltas de 1 Ω e 100 Ω respectivamente

4.1.4 Influência do Carregamento do Gerador

Para todos os casos anteriores, a fonte equivalente não teve nenhuma alteração nos seus parâmetros, o ângulo da fase A se manteve em 0 graus e pode ser observado que em todos os casos o gerador fornecia inicialmente uma potência ativa de 369 MW conforme Tabela 4.1. Esta subseção mostra a influência deste ângulo da fonte equivalente e como ele influencia a estabilidade do sistema e a potência fornecida por ele. Como foi visto no capítulo 2, quando há uma maior defasagem angular entre as cargas, uma maior potência estará sendo entregue e mais próximo é sua operação do desequilíbrio do sistema.

Tabela 4.1. Relação entre fonte equivalente e potência

Ângulo Fase A	Potência Ativa	Tempo crítico para abertura da linha
0	369 MW	1,40 s
-5	485 MW	1,27 s
5	251 MW	1,64 s

Com uma abertura da linha em 1,41s foi possível verificar que para o caso do gerador que inicialmente fornece uma menor potência elétrica, fase A com ângulo 5 graus, o tipo de oscilação gerado para este caso é uma do tipo estável, situação diferente da inicial em que para aberturas neste instante já apresentava oscilações instáveis. Conforme é visto na Figura 4.8 a corrente se estabiliza rapidamente após o fechamento da linha e não há a formação dos tradicionais lóbulos presentes em oscilações instáveis.

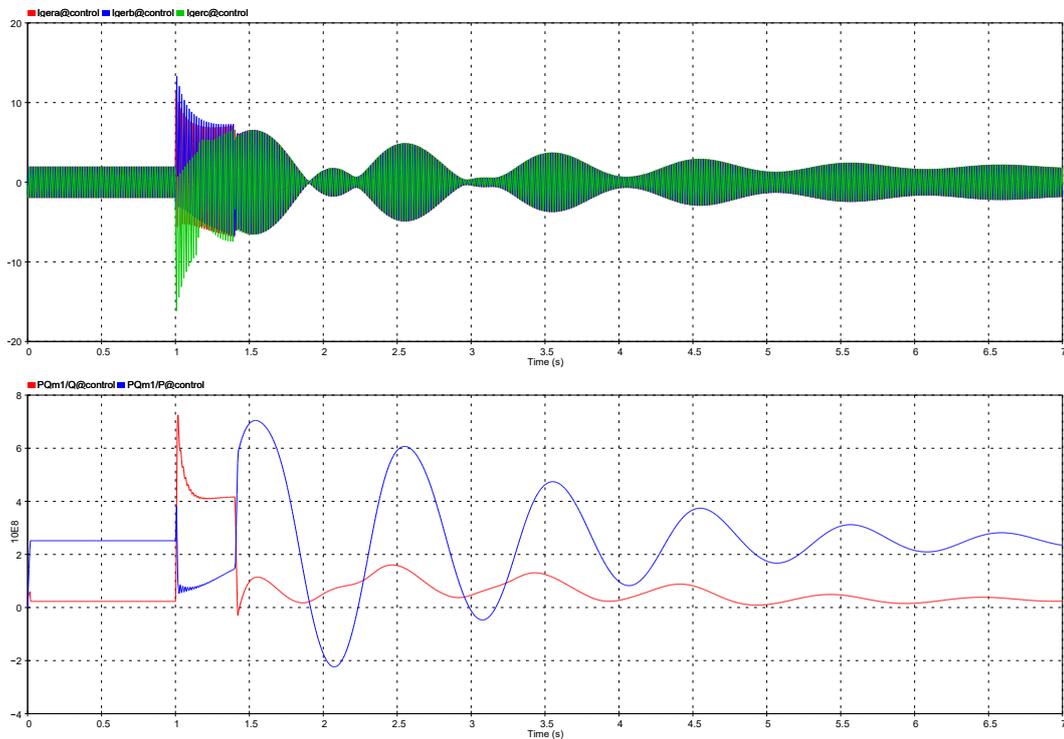


Figura 4.8. Fase A com 5 graus com abertura em 1.41s

Com uma abertura da linha em 1,39s foi possível verificar que para o caso do gerador que inicialmente fornece uma maior potência elétrica, fase A com ângulo de -5 graus, o tipo de oscilação gerado para este caso é uma do tipo instável, situação diferente da inicial em que para aberturas neste instante apresentavam oscilações estáveis. É visto na Figura 4.9 a formação dos tradicionais lóbulos na corrente e a oscilação da potência ativa e reativa. Uma observação sobre a potência reativa é o fato da mesma oscilar em valores muito acima da sua operação em regime permanente.

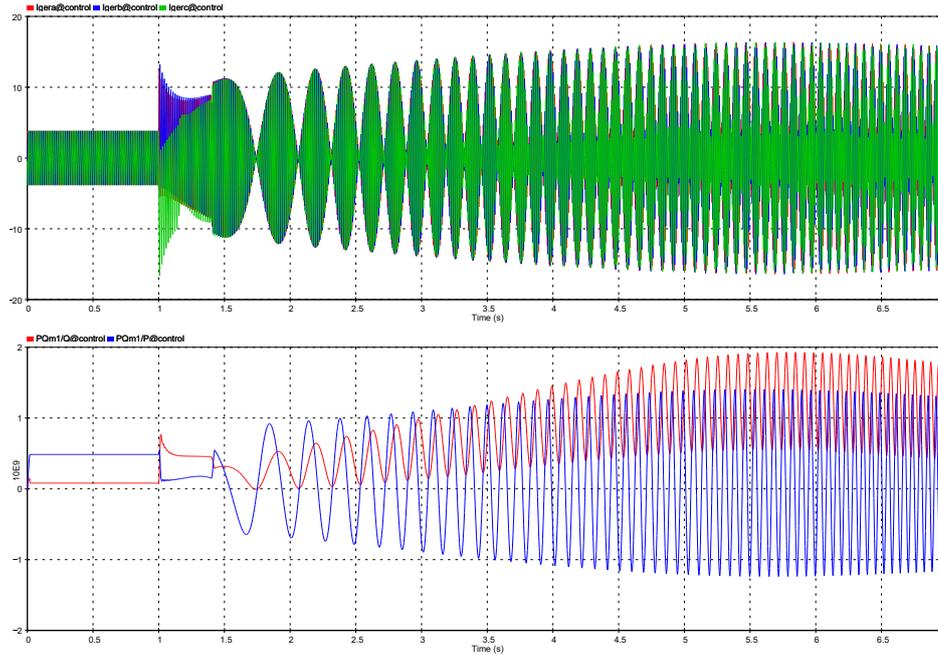


Figura 4.9. Fase A com -5 graus com abertura em 1.39s

4.1.5 Inversão do Fluxo de Potência

Um dos tópicos tratados no capítulo 2 é o termo *Pole Slipping* e ele mostra a relação entre a inversão do fluxo de potência com o ângulo de carga. Quando o ângulo de carga ultrapassar 180 graus, a potência elétrica passará a ser negativa. Para o estudo deste caso foi utilizado uma oscilação instável e observou-se as tensões das extremidades da linha de transmissão e o comportamento dela ao ser exposta à oscilação. A figura 4.10 pode ser analisada em três cenários, o primeiro em que a potência ativa possui um valor positivo e o segundo no qual a potência ativa possui um valor negativo. Para o primeiro cenário é possível ver que a tensão representada por V_{aTrafo} está adiantada em relação a tensão V_{aSys} . Para o segundo cenário, temos um cenário distinto em que a tensão V_{aSys} está adiandata em relação à tensão V_{trafo} .

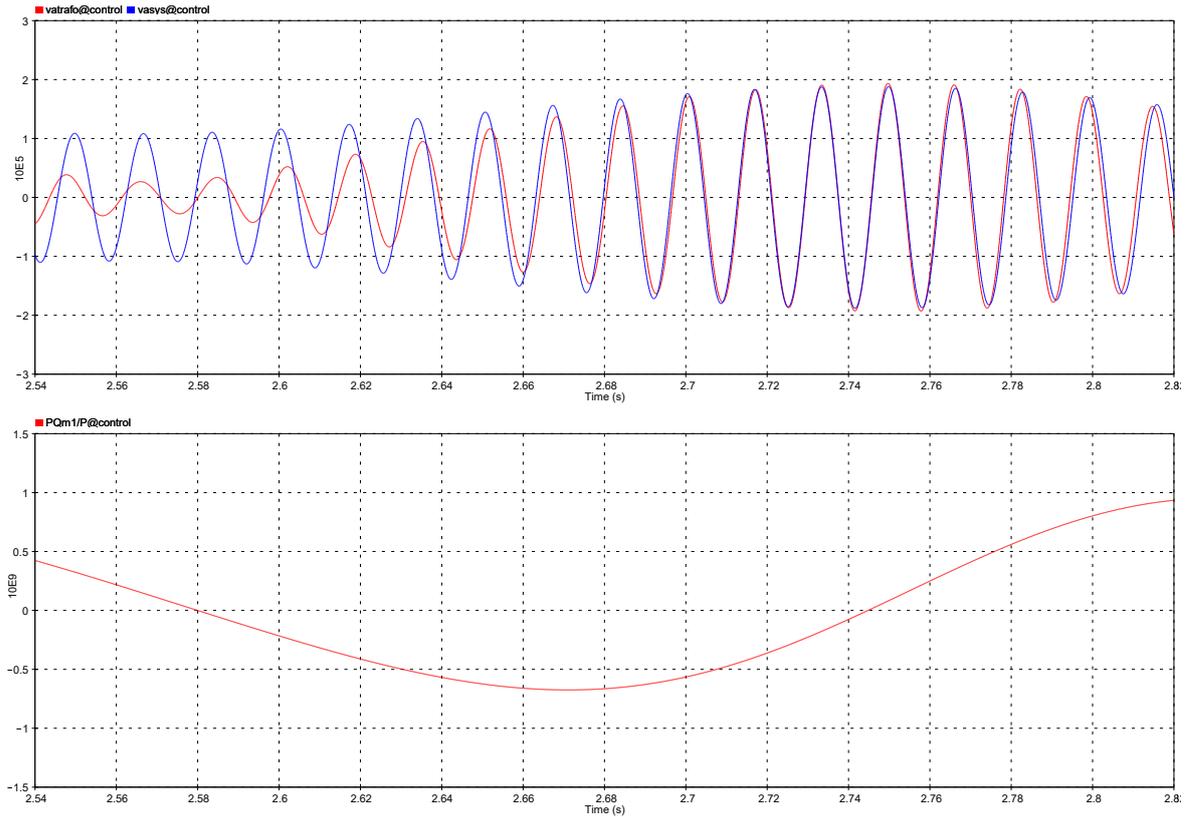


Figura 4.10. Inversão do Fluxo de Potência

4.2 AVALIAÇÃO DOS ESQUEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA

Nesta seção, foi avaliado o comportamento dos dois esquemas de proteção projetados, *Blinder* Simples e *Blinder* Duplo, em situações mostradas na seção anterior e em casos extraordinários como um curto circuito permanente na linha de transmissão.

4.2.1 Oscilação de Potência Instável

Para este caso, foi utilizado o resultado da Seção 4.1.1, em que para tempos de aberturas da linha de transmissão em curto-circuito a partir de 1,41 segundos eram geradas oscilações instáveis e ocorria a perda de sincronismo do gerador. A Figura 4.11 mostra a trajetória da impedância de sequência positiva e a Figura 4.12 ajuda a melhor visualizar a passagem dela pelos elementos delimitadores de proteção. Pode ser

visualizado que ao ocorrer o curto, a impedância entra na característica MHO por cima e após ocorrer a abertura da linha ela inicia uma trajetória circular até entrar novamente na característica, desta vez pela direita. Esta segunda entrada da impedância será a responsável pela atuação dos esquemas de proteção.

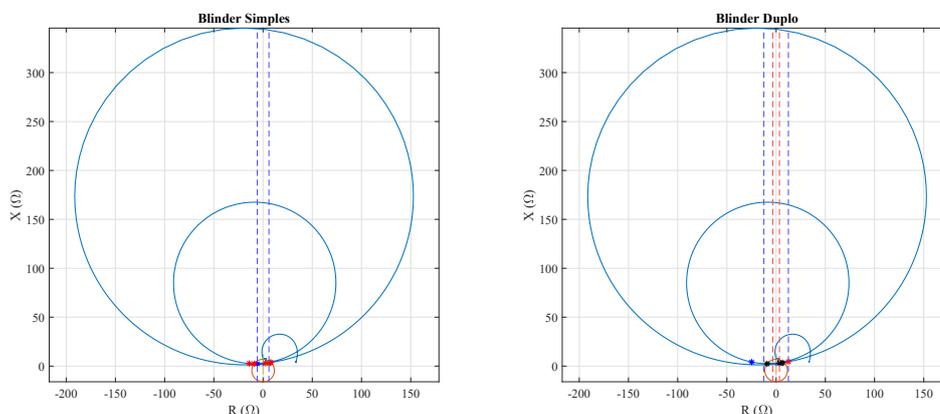


Figura 4.11. Atuação dos Esquemas de Proteção em uma Oscilação Instável

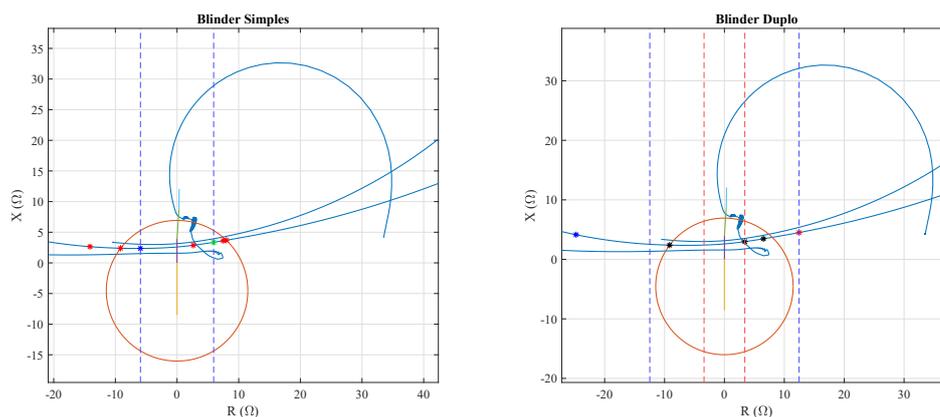


Figura 4.12. Atuação dos Esquemas de Proteção em uma Oscilação Instável

Para uma abertura em 1,41 s é visto que ambos os esquemas de proteção detectaram a perda de sincronismo e atuaram enviando o comando de *trip*. Para o *Blinder Simple* foi visto que a atuação dos *Flags* ocorreu nos seguintes instantes:

Tabela 4.2. Instantes Flags Blinder Simple

Flag	Instante
78SWG_INI_BS	2.4612s
78SWG_BS	2.4660s
78OOS_INI_BS	2.4846s
78OOS_BS	2.6524s
78MHO_TRIP_BS	2.6738s
78TRIP_BS	2.6936s

Apesar do curto circuito trifásico ocorrer em 1s e a abertura da linha ocorrer em

1.41s, a oscilação de potência só é identificada após mais de 1 segundo após a abertura da linha, na ativação da *Flag* 78SWG_BS. Após esta identificação a impedância ultrapassa inicialmente o *Blinder* da direita, ativando o *flag* 78OOS_INI_BS, e em seguida atravessa o *Blinder* da esquerda. Como esta trajetória entre os dois *blindens* excedeu o tempo de 50 ms, a condição de perda de sincronismo foi identificada. Após isso a impedância segue sua trajetória e sai pela característica MHO no quadrante oposto ao da sua entrada e após 20 ms desta saída o comando de *trip* é enviado para o gerador.

Para o *Blinder* duplo, pode-se ver os instantes de acionamento dos *flags* na tabela 4.3. Foi observado que o *Blinder* duplo também reconheceu a oscilação de potência, com o detalhe que neste esquema de proteção o *swing* foi detectado de forma mais rápida do que quando comparado ao esquema de *blinder* simples. Este tempo mais rápido de detecção se dá pelo modo diferente de operação, no *blinder* duplo para ser reconhecido um *Swing*, a impedância deve permanecer pelo menos 30 ms entre os *blindens* da direita, isto ativará a *flag* 78SWG_BD. Ao cruzar o *blinder* interno da direita com esta *flag* ativa, a condição de perda de sincronismo é detectada e a *flag* 78OOS_INI_BD é acionada. Como a característica MHO para ambos os esquemas de proteção são as mesmas, a *flag* de saída da característica MHO para o *blinder* duplo é acionada no mesmo instante da *flag* para o *blinder* simples.

Tabela 4.3. Instantes Flags Blinder Duplo

Flag	Instante
78SWG_INI_BD	2.4274s
78SWG_BD	2.4772s
78OOS_INI_BD	2.5218s
78OOS_BD	2.6738s
78Trip_BD	2.7136s

A figura 4.13 mostra respectivamente a Tensão, corrente, potência ativa, impedância e *flags* dos *blindens*. Para ambos os casos é visto que o comando de *trip* é enviado após o terceiro *pole slip*, o que ajuda a preservar o gerador e evita um maior tempo de exposição à potências elevadas acima da sua potência nominal. Uma outra informação extraída da figura é o momento em que a impedância apresenta os maiores valores em módulo, coincide com os valores mínimos de corrente .

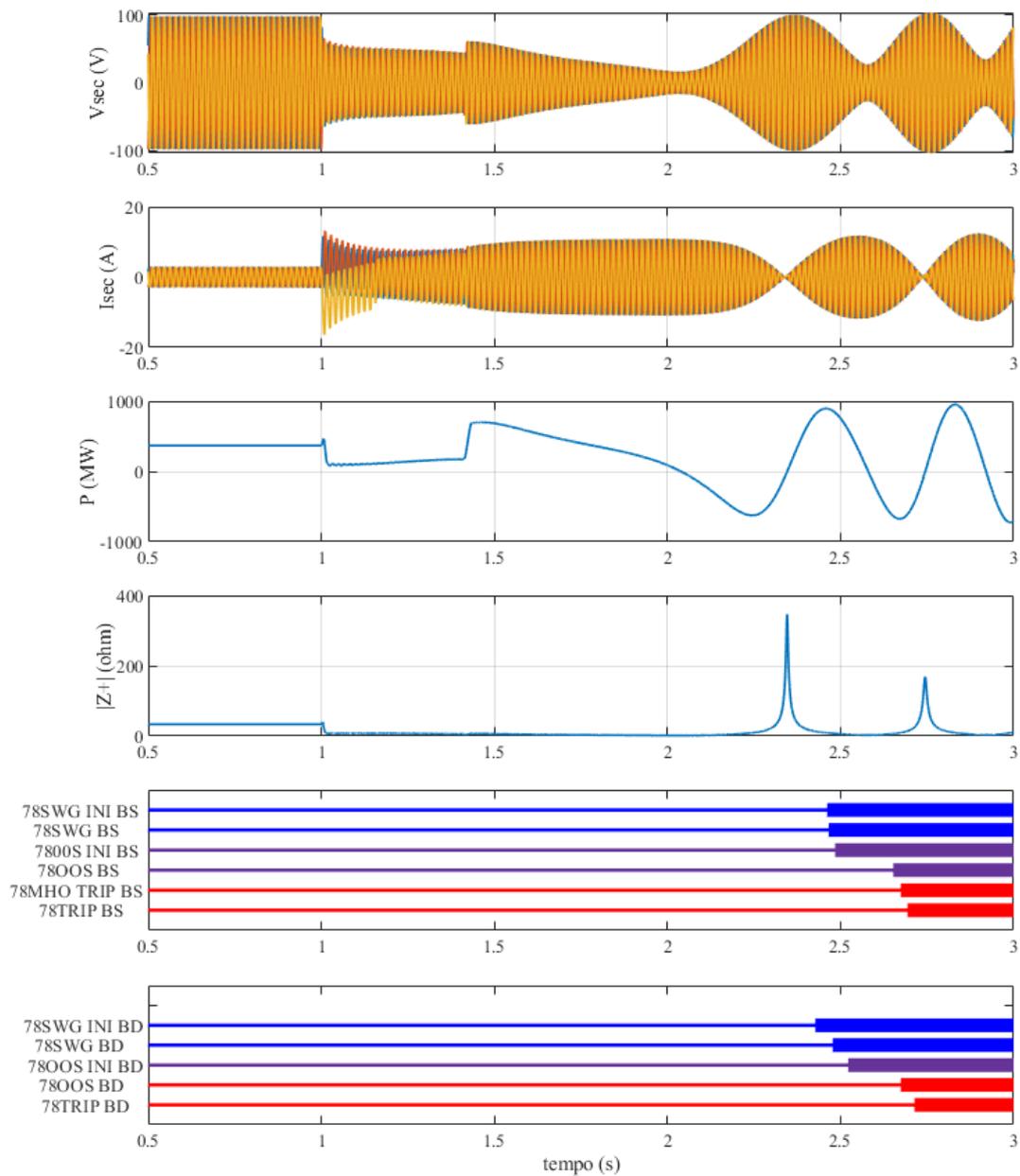


Figura 4.13. Flags para uma oscilação instável

4.2.2 Oscilação de Potência Estável Leve

Na oscilação estável gerada com uma abertura aos 1.2s, ambos esquemas de proteção atuaram de maneira semelhante e não reconheceram a perda de sincronismo conforme pode ser visto na figura 4.14. A impedância entra na característica MHO pela parte de cima devido ao curto circuito porém sai rapidamente pelo quadrante da direita, dessa forma não classificando o evento como uma perda de sincronismo.

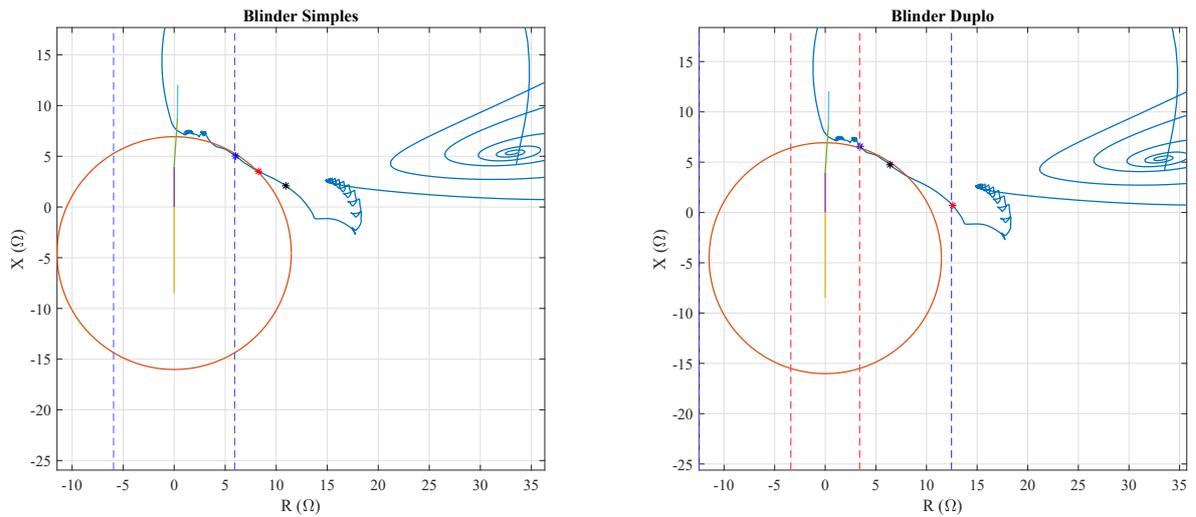


Figura 4.14. Atuação dos Blinders com abertura em 1.2s

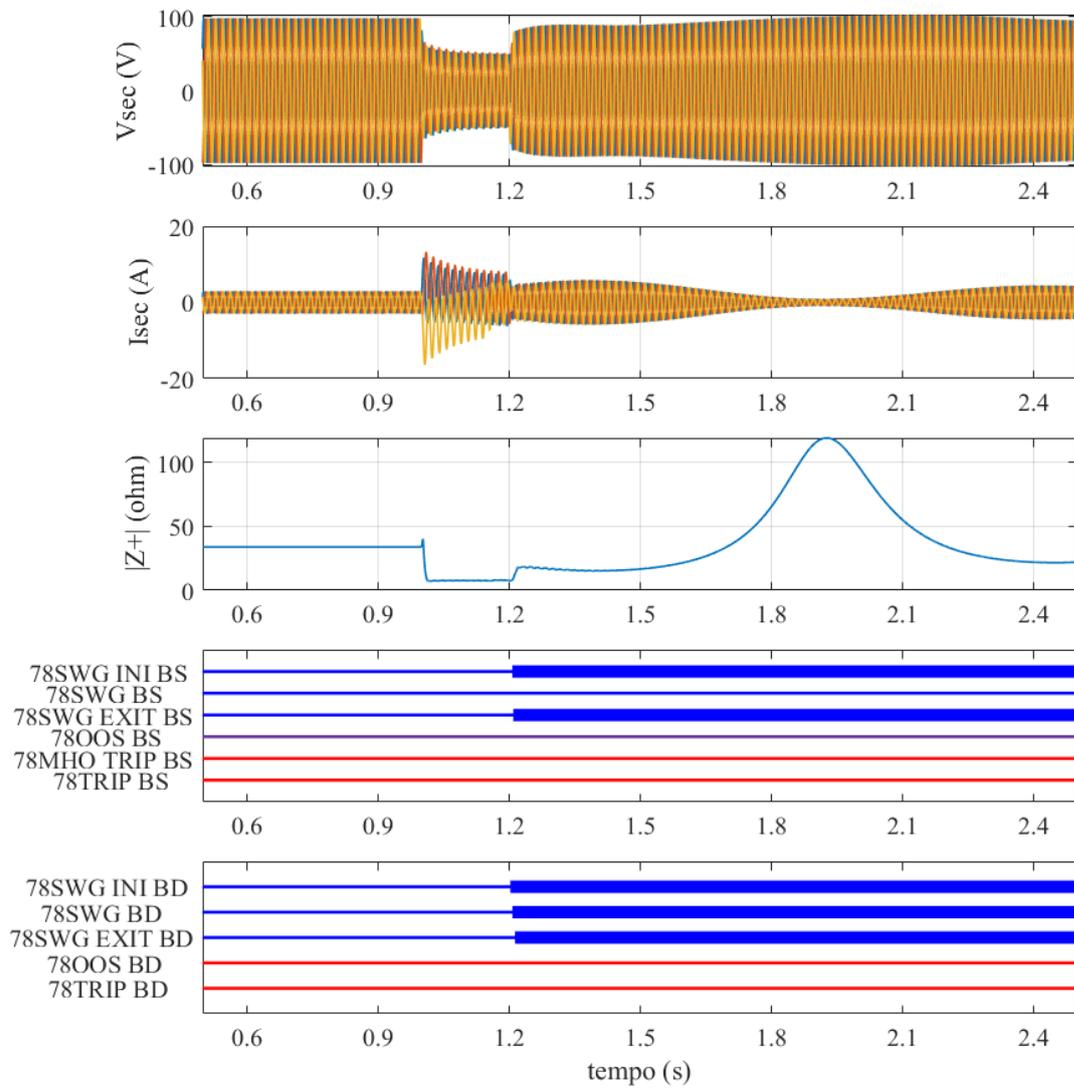


Figura 4.15. Caso com abertura da linha em 1.2s

A diferença entre os dois esquemas pode ser notada na figura 4.15, o esquema de *Blinder* Simples não reconhece a oscilação de potência. Já no caso do *Blinder* Duplo a oscilação de potência é reconhecida através do *Flag* 78SWG_BD mas a perda de sincronismo não é detectada como pode ser visto na Figura 4.15. Isto ocorre devido a impedância não cruzar o *blinder* interno da esquerda com a *flag* do *swing* ativo, após o *flag* ser ativo a impedância sai pelo *blinder* exteno da direita e não retorna mais para a característica.

4.2.3 Oscilação Estável Severa

Para o caso de uma oscilação estável com abertura de linha aos 1.35s conforme a Figura 4.16, temos a detecção da oscilação de potência em ambos os esquemas de proteção. Assim como o outro caso analisado nesta seção, a impedância entra na característica MHO pela parte superior e devido a uma maior demora para abertura da linha, a trajetória demora mais tempo para se deslocar para a direita, o que resulta nas *flags* de oscilação levarem um pouco mais de tempo para serem identificadas neste cenário conforme a Figura 4.17. Pode ser observado, que a trajetória começa longe das regiões de operação do elemento mostrando que os ajustes dos esquemas não atuarão para condições normais de funcionamento do gerador.

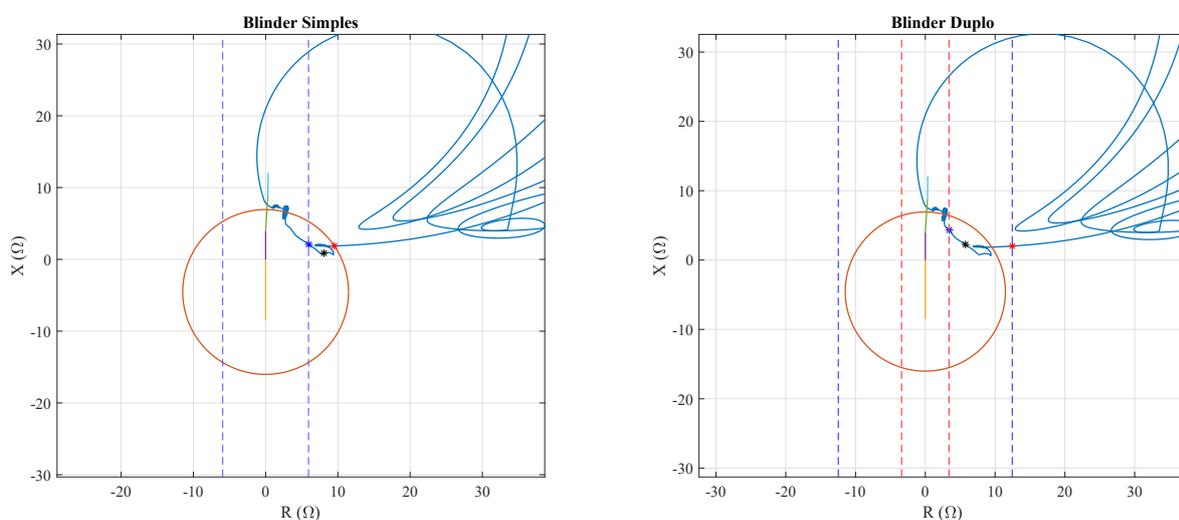


Figura 4.16. Resposta no plano RX para uma oscilação estável severa.

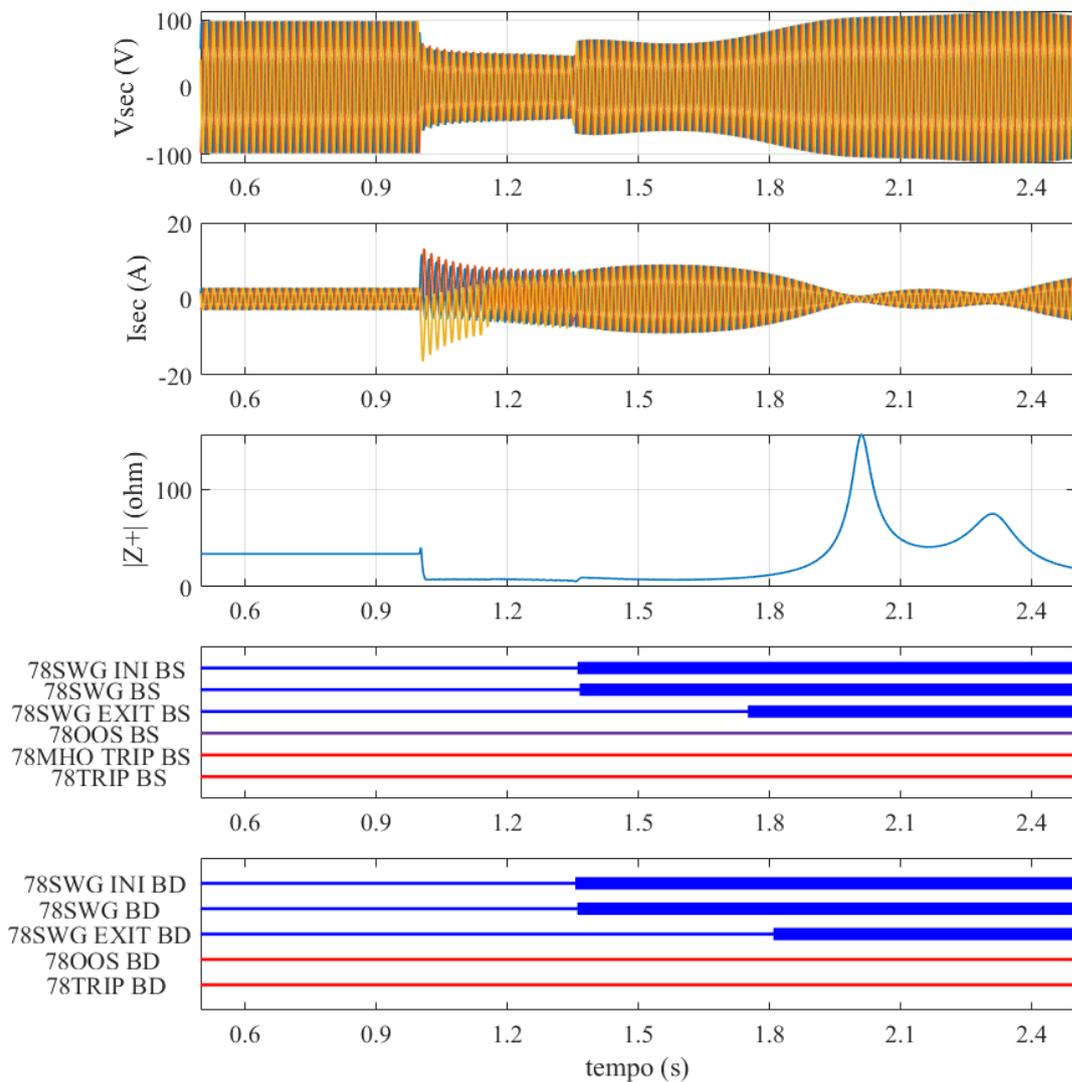


Figura 4.17. Flags de operação para uma oscilação estável severa.

4.2.4 Curto-Circuito durante uma Oscilação Instável

Neste caso foi utilizado como base a oscilação instável estudada na subseção 4.2.1 com o acréscimo de um segundo curto circuito ocorrendo, desta vez no lado de alta tensão do transformador. O segundo curto ocorre no instante 2,5 s, nos terminais do lado de alta tensão do transformador. Pode ser visto na figura 4.19 que os três primeiros *flags* para cada um dos esquemas foi iniciado de forma idêntica ao caso original. A diferença surge pois ao ocorrer o curto circuito, a impedância não sai da zona de operação dos *Blinders* como é visualizado na Figura 4.18. Apesar de ser identificado a oscilação de potência inicialmente, não há a perda de sincronismo no sistema e para

manter a integridade do mesmo outro esquema de proteção deve atuar.

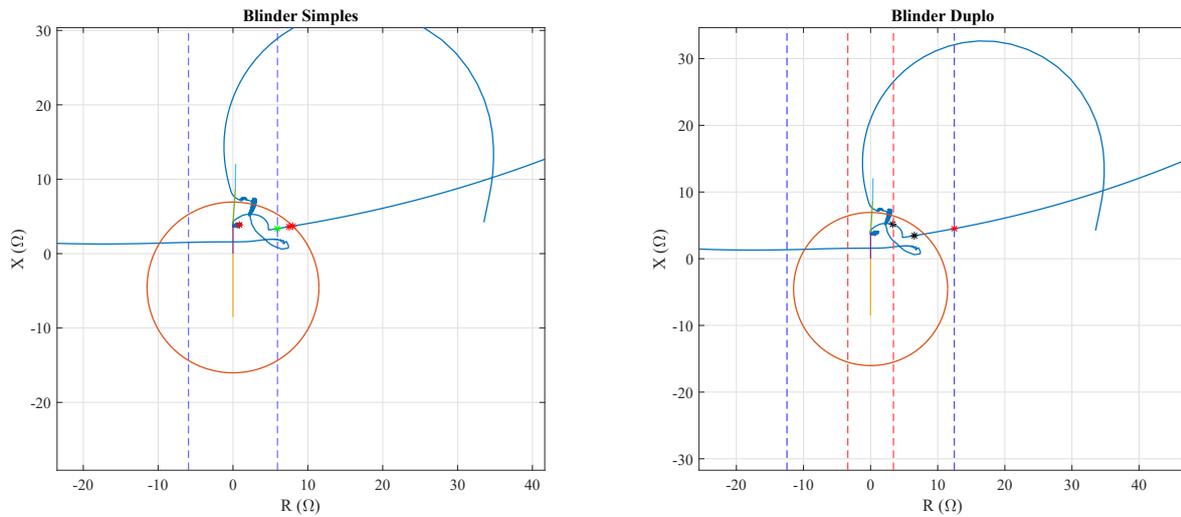


Figura 4.18. Atuação dos Blinders com segundo curto no instante 2.5 s

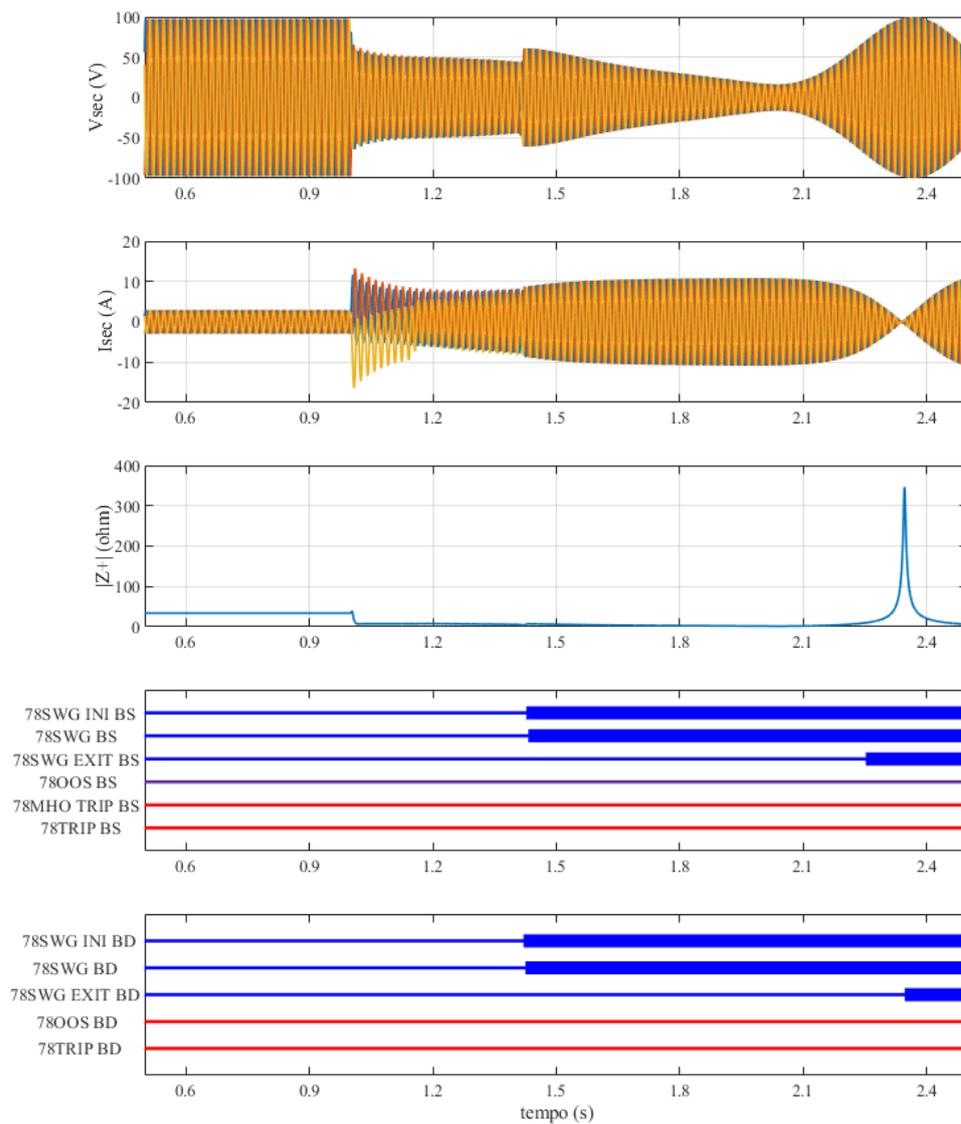


Figura 4.19. Flags com segundo curto no instante 2.5 s

4.2.5 Perda de campo

Para avaliar a influência da perda de campo foram estudados quatro cenários. Para uma oscilação estável e instável foram simulados casos de perda de campo antes e após o curto circuito na linha de transmissão e foi observado como a trajetória da impedância é afetada pela aparição deste evento. No primeiro caso simulado foi utilizado uma oscilação estável, com curto em 1 segundo e abertura de linha em 1.3 segundos, seguido por uma perda de campo aos 1.8 segundos e a trajetória da impedância pode ser vista na figura 4.20. Após a impedância entrar por cima na característica MHO, devido ao curto, ela ao sair da característica MHO inicia uma nova trajetória de entrada na característica, dessa vez por baixo devido a perda de campo. Após a entrada, a impedância se localiza em torno da impedância do gerador.

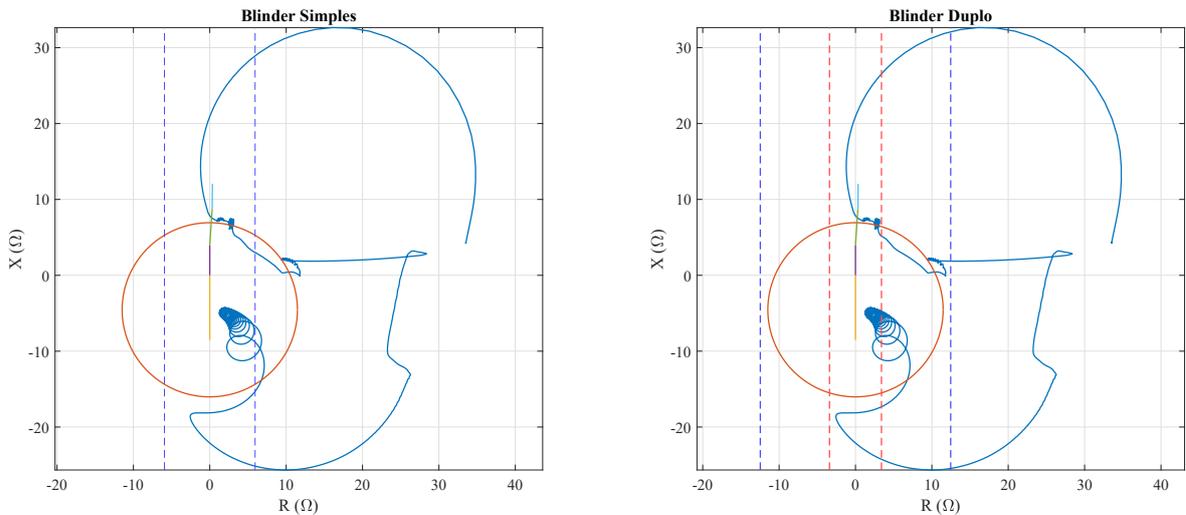


Figura 4.20. Perda de campo após curto em oscilação estável

No segundo caso simulado foi considerada uma oscilação estável, com perda de campo em 0.5 segundos seguido por um curto em 1 segundo e abertura de linha em 1.3 segundos. A trajetória da impedância pode ser vista na figura 4.21. Após a impedância entrar por baixo da característica MHO, devido à perda de campo, inicia um caminho para a parte superior devido ao aparecimento do curto. Porém, devido a presença da perda de campo a impedância retorna para o trecho da impedância do gerador.

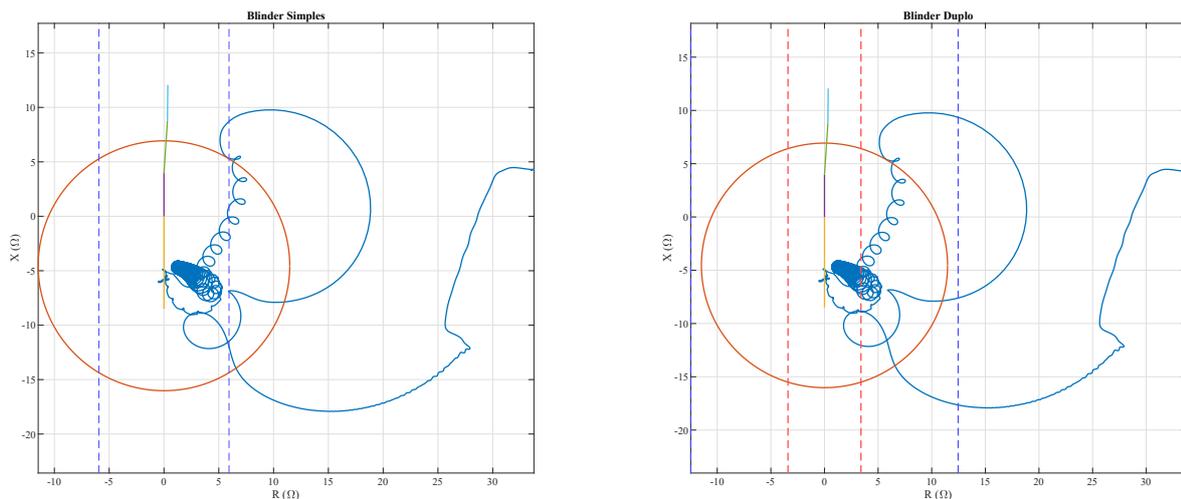


Figura 4.21. Perda de campo antes do curto em oscilação estável

Para o terceiro caso simulado foi considerada uma oscilação instável, com perda de campo em 0.5 segundos seguido por um curto em 1.3 segundos e abertura de linha em 1.75 segundos. A trajetória da impedância e pode ser vista na figura 4.22. Este caso mostrou um comportamento semelhante ao descrito na Figura 4.21, apesar da oscilação originalmente ser um caso instável que será detectado pelo esquema de proteção, a presença da perda de campo altera o evento e não é detectada uma perda de sincronismo.

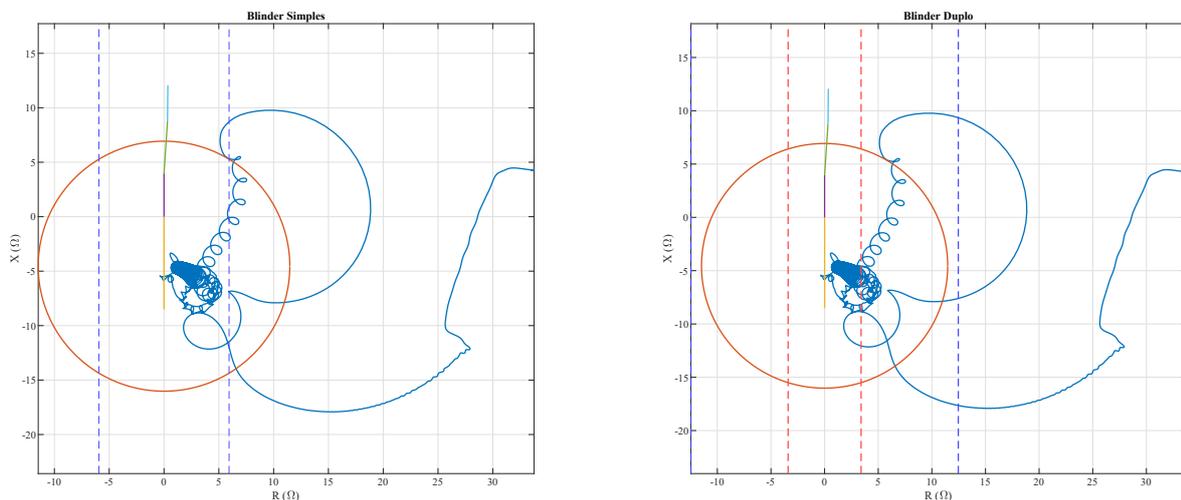


Figura 4.22. Perda de campo antes do curto em oscilação instável

Para o quarto caso simulado foi considerada uma oscilação instável, com curto em 1.3 segundos e abertura de linha em 1.75 segundos, seguido por uma perda de campo aos 2.7 segundos e a trajetória da impedância pode ser vista na figura 4.24. Como pode ser visto na figura 4.23, a operação dos esquemas de proteção se assemelham ao caso

citado, após o reconhecimento da oscilação, não há o envio do *trip* devido a impedância não sair da característica MHO.

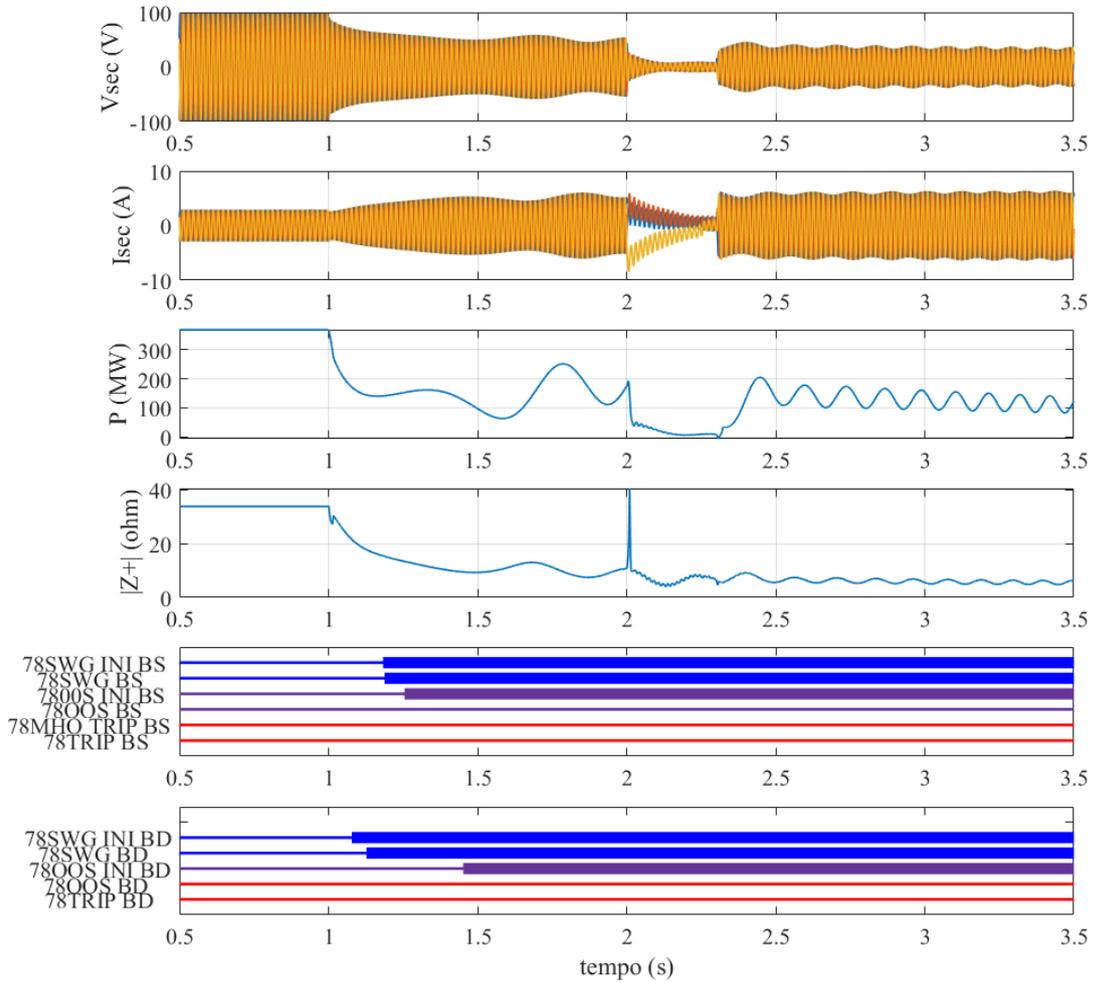


Figura 4.23. Flags de operação para o caso de perda de campo

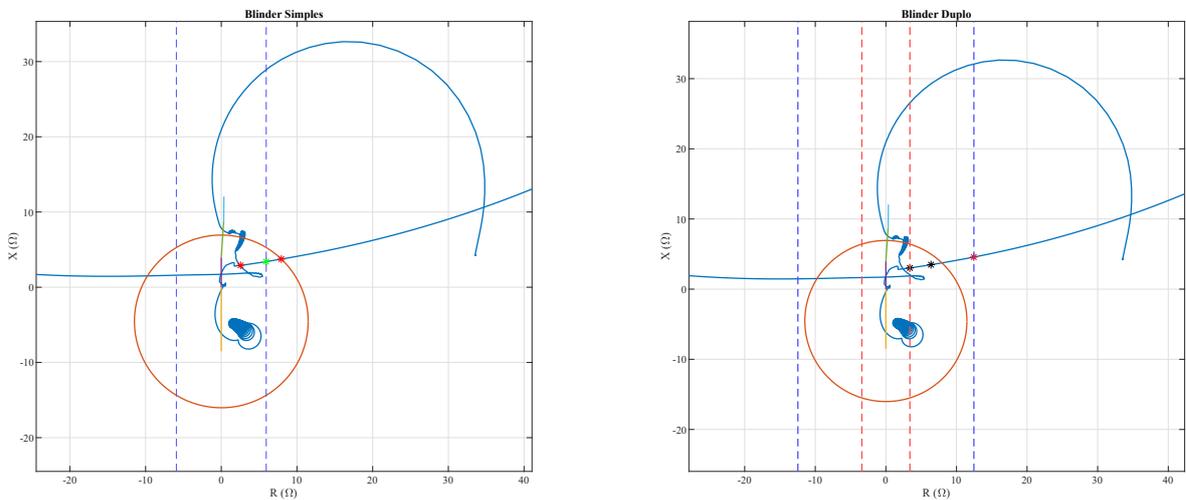


Figura 4.24. Perda de campo depois do curto em oscilação instável

O comportamento pode ser comparado ao caso simulado na subseção 4.2.3, após o evento ter sido reconhecido como uma oscilação de potência e a impedância estar localizada entre os *blinders*, ocorre o evento da perda de campo e a mesma se mantém entre os *blinders*, desta vez localizada na impedância do gerador e não na impedância do transformador.

4.2.6 Curto-Circuito Permanente em uma Linha de Transmissão

Para o caso em que a linha de transmissão não é separada do sistema, ambos os sistemas não tiveram *flags* ativado como pode ser visto na figura 4.26. Diferente das oscilações estáveis e instáveis estudadas nas subseções 4.2.1 e 4.2.2, o módulo da impedância tem um comportamento diferente no cenário de curto circuito permanente. Após o acontecimento do curto no instante de 1s, o módulo da impedância se mantém com valores menores do que o valor em regime permanente. Pela figura 4.25 podemos observar a trajetória da impedância neste cenário e observa-se que após a entrada por cima da característica MHO a impedância adquire um comportamento oscilatório em relação ao trecho da impedância da linha de transmissão.

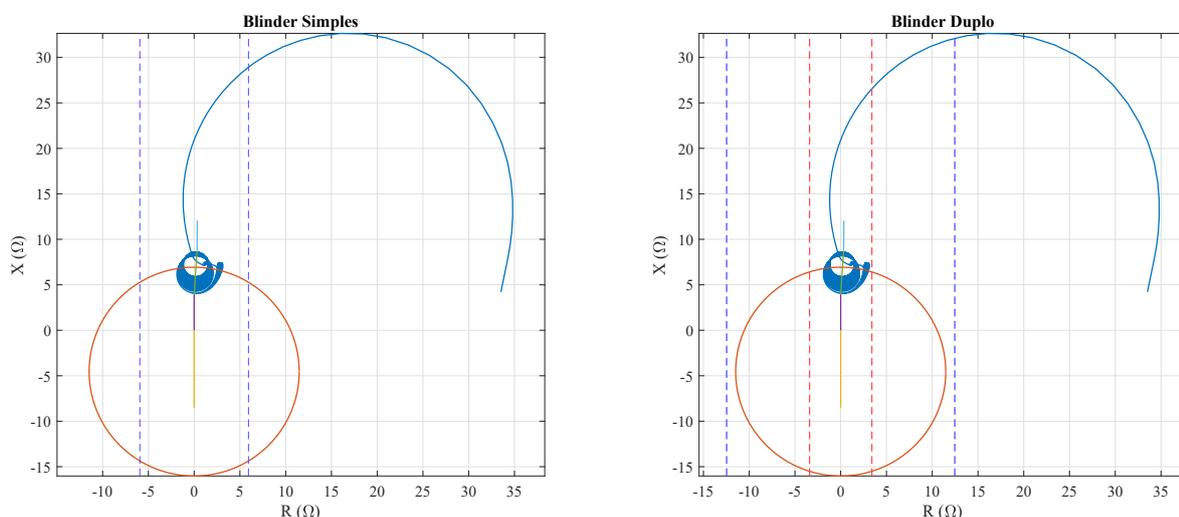


Figura 4.25. Atuação dos Blinders com curto circuito permanente

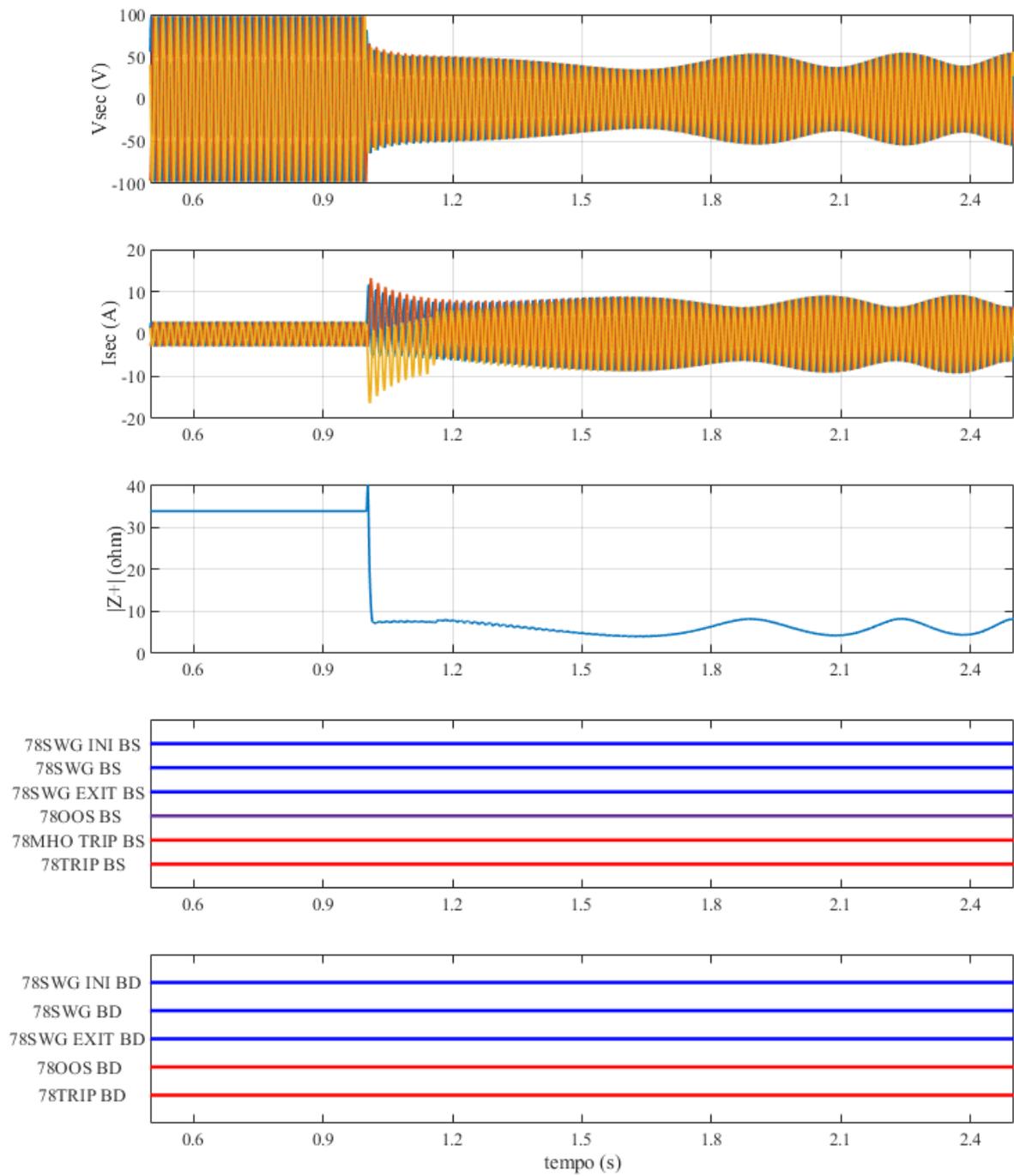


Figura 4.26. Caso sem abertura de linha

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a problemática das oscilações de potência para os geradores síncronos, assim como os esquemas de proteção comercialmente utilizados em relés de proteção. Para isso, os conceitos tradicionais mais relevantes para o estudo da estabilidade transitória da máquina, como a potência transmitida e o critério das áreas iguais, foram abordados. Ainda, o conceito do centro elétrico foi abordado, uma vez que ele é a principal base para a formulação dos esquemas de proteção avaliados neste documento. Isto porque, diante de regiões de sistemas elétricos onde a geração elétrica é forte, é uma tendência que os geradores elétricos, e transformadores associados, desloquem o centro elétrico, comumente situados no sistema de transmissão, e tragam ele para si.

Diante disso, é esperado que eventos que aconteçam no sistema de transmissão acarretem em oscilações de potência, com diferentes graus de severidade, no conjunto gerador-transformador. Assim, este trabalho apresentou os esquemas de proteção de *blínder* simples e de *blínder* duplo, cujos ajustes partem do estudo do centro elétrico do sistema em questão. Estes esquemas avaliam o tipo de oscilação, estável ou instável, acompanhando a trajetória da impedância durante o evento no plano R-X, sendo que uma perda de sincronismo requer que um sinal de *trip* seja enviado para isolar o gerador do sistema evitando que a instabilidade se propague, assim como danos ao gerador. Nesse sentido, as lógicas de proteção implementadas computacionalmente neste trabalhos, assim como os ajustes dos elementos delimitadores, estiveram baseadas no relé SEL 700-G, assim como em algumas diretrizes internacionais consolidadas.

A partir disso, foi inicialmente possível verificar alguns dos fatores que podem influenciar na estabilidade do sistema e na resposta do sistema de proteção do gerador síncrono, tais como a localização da falta inicial no sistema de transmissão, a resistência

do curto-circuito, assim como nível de carregamento inicial do gerador. Após fazer o mapeamento, foi constatado que os esquemas de proteção de *blinder* simples e de *blinderduplo* se mostraram efetivos para os eventos. Tanto para as oscilações estáveis como instáveis simuladas neles, ambos atuaram de maneira semelhante, enviando o comando de *trip* quando necessário. Ainda, foi visto que a trajetória inicial pode impactar no tempo de reconhecimento de oscilações de potência instáveis, uma vez que foi adotado que a entrada pela direita é requisito para a operação dos algoritmos. Todavia, foi possível perceber que o reconhecimento de oscilações estáveis requer que a contagem de amostras também seja feita de esquerda para direita, embora a máquina opere de fato como gerador.

A maior diferença entre estes sistemas foi o tempo de detecção da oscilação de potência, que no caso do *Blinder Duplo* era menor. Porém essa diferença de tempo de detecção não acarretava maiores diferenças para o sistema de potência analisado já que para os casos instáveis a impedância saía da característica MHO sempre pelo lado oposto ao de entrada, fazendo dessa forma que o comando de *trip* fosse enviado em instantes similares de tempo. Ambos os esquemas de proteção também mostraram a sua seletividade, ao não atuarem em outros eventos de instabilidade como o caso simulado do curto circuito permanente na linha de transmissão. Todavia, é importante ressaltar a importância de completar a trajetória para que uma perda de sincronismo seja de fato declarada, uma vez que os mesmos curtos-circuitos, e outros eventos, como a perda de campo, podem alterar a natureza de uma oscilação que a priori seria instável, para estável, impedindo que a trajetória seja completada.

Como propostas para trabalhos futuros, destacam-se:

- Avaliar outros esquemas de proteção no plano R-X contra a perda de sincronismo;
- Estudo de algoritmos de proteção baseados no critério das áreas iguais;
- Expandir o estudo de proteção contra a perda de sincronismo para sistemas mais complexos multimáquinas;
- Testar os esquemas de proteção em um relé comercial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. *Generator protection REG670 2.0 ANSI Application Manual*. [S.l.], 2014. Citado na página 4.

ABEDINI, M.; DAVARPANAH, M.; SANAYE-PASAND, M.; HASHEMI, S. M.; IRAVANI, R. Generator out-of-step prediction based on faster-than-real-time analysis: Concepts and applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 4, p. 4563–4573, 2018. Citado na página 3.

ALINEZHAD, B.; KAREGAR, H. K. Out-of-step protection based on equal area criterion. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 2, p. 968–977, 2017. Citado na página 3.

ALINEZHAD, B.; KAREGAR, H. K. Out-of-step protection based on equal area criterion. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 2, p. 968–977, 2017. Citado na página 6.

ANDERSON, P.; FOUAD, A. *Power System Control and Stability*. U.S: [s.n.], 2003. Citado na página 6.

CIGRE WORKING GROUP B5.04. *International Guide on the Protection of Synchronous Generators*. [S.l.], 2011. Citado na página 3.

CINTULA, B.; ELESCHOVÁ, ; BELÁŇ, A.; VOLČKO, V.; KONÍČEK, M.; KOVÁČ, M. Impact of fault location on transient stability of synchronous generator. In: *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 17–21. Citado na página 3.

COMMITTEE, I. Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-92, n. 6, p. 1904–1915, 1973. Citado na página 25.

EPE. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020*. Rio de Janeiro, Brasil: Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Citado na página 1.

FISCHER, N.; BENMOUYAL, G.; HOU, D.; TZIOUVARAS, D. A.; BYRNE-FINLEY, J. Tutorial on power swing blocking and out-of-step tripping. In: . [S.l.: s.n.], 2015. Citado na página 12.

HART, D. G.; NOVOSEL, D.; SMITH, R. A. *Modified Cosine Filters*. Raleigh, NC: ABB Power T&D Company Inc., 2000. U.S. Patent 6,154,687. Citado na página 31.

IEEE - ENERGY DEVELOPMENT AND POWER GENERATION COMMITTEE. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. [S.l.], 2005. Citado na página 25.

- IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. *IEEE Guide for AC Generator Protection*. [S.l.], 2007. Citado 4 vezes nas páginas 4, 15, 18, and 27.
- KIMBARK, E. *Power system stability: Elements of stability calculations*. [S.l.: s.n.], 2009. 1-355 p. Citado na página 9.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. U.S: [s.n.], 1994. Citado 2 vezes nas páginas 6 and 9.
- ONS. *AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO PROSPECTIVO JULHO A NOVEMBRO DE 2021*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 1 and 2.
- OSTOJIC, M. M.; DJURIC, M. B. Out-of-step protection of synchronous generators based on a digital phase comparison in the time domain. *The Institution of Engineering and Technology*, v. 12, n. 1, p. 873–879, Feb 2018. ISSN 1751-8687. Citado na página 4.
- PALA, M. N.; THAKAR, A.; PATEL, A. Power swing and out of step protection using equal area criteria. In: *2019 IEEE 5th International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–7. Citado na página 9.
- RAHUL, D.; SUBHRANSU, R. S. Wavelet singular entropy-based symmetrical fault-detection and out-of-step protection during power swing. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 7, n. 1, p. 1123–1134, Mar 2013. ISSN 1751-8687. Citado na página 3.
- RASOULPOUR, M.; AMRAEE, T.; SEDIGH, A. K. A relay logic for total and partial loss of excitation protection in synchronous generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 35, n. 3, p. 1432–1442, 2020. Citado na página 3.
- REIMERT, D. *Protective Relaying for Power Generation Systems*. U.S: [s.n.], 2006. Citado na página 6.
- SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA OS AJUSTES DO RELÉ DE PROTEÇÃO DE GERADOR SEL-700G*. [S.l.], 2011. Citado na página 18.
- SEL. *SEL-400G Data Sheet*. [S.l.], 2020. Citado na página 4.
- SLÁVIK, J.; ELESCHOVÁ, Concept of smart automatic reclosing for transient stability improvement of large power systems. In: *2020 21st International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6. Citado na página 3.
- SORRENTINO, E.; VILLAFUERTE, P. Effect of the control of generators and turbines on the transient stability of a power system. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 3, p. 1227–1234, 2016. Citado na página 3.
- TZIOUVARAS, D.; HOU, D. Out-of-step protection fundamentals and advancements. In: *57th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2004*. [S.l.: s.n.], 2004. p. 282–307. Citado 2 vezes nas páginas 8 and 9.

VIŠIĆ, I.; STRNAD, I. Synchronous generator out of step detection using real time load angle data. *MDPI*, v. 13, n. 1, p. 1123–1134, Jun 2020. ISSN -. Citado na página 3.