

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

**MELHORIA DA MARGEM DE
ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO
CONTROLADOR UNIFICADO DE FLUXO DE
POTÊNCIA (UPFC)**

Autor: Brenda Bianca Neves Dias
Orientador: Dr. Flávio Henrique J. R. Silva

Brasília, DF
2019



Brenda Bianca Neves Dias

**MELHORIA DA MARGEM DE ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO CONTROLADOR UNIFICADO DE
FLUXO DE POTÊNCIA (UPFC)**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Dr. Flávio Henrique J. R. Silva

Brasília, DF

2019

Brenda Bianca Neves Dias

MELHORIA DA MARGEM DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO CONTROLADOR UNIFICADO DE FLUXO DE POTÊNCIA (UPFC)/ Brenda Bianca Neves Dias. – Brasília, DF, 2019-

90 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dr. Flávio Henrique J. R. Silva

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2019.

1. Palavra-chave01. 2. Palavra-chave02. I. Dr. Flávio Henrique J. R. Silva. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. MELHORIA DA MARGEM DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO CONTROLADOR UNIFICADO DE FLUXO DE POTÊNCIA (UPFC)

CDU 02:141:005.6

Brenda Bianca Neves Dias

**MELHORIA DA MARGEM DE ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO CONTROLADOR UNIFICADO DE
FLUXO DE POTÊNCIA (UPFC)**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 28 de junho de 2019:

Dr. Flávio Henrique J. R. Silva
Orientador

Brasília, DF
2019

Agradecimentos

Gostaria de agradecer, primeiramente, à minha família, especialmente meus pais, que sempre acreditaram em mim e fizeram de tudo para que eu realizasse os meus sonhos.

Ao meu noivo Fazani, que está comigo desde antes de eu começar o curso, acreditando em mim, me apoiando, fazendo com que fosse possível eu superar todos os desafios encontrados.

Aos meus amigos mais próximos, que me ajudaram a superar os desafios de um curso complexo, estando ao meu lado e compartilhando experiências.

Ao professor Flávio, pelos ensinamentos, pela paciência, pela dedicação ao me orientar e pelo exemplo de ser humano.

Resumo

Na sociedade moderna deseja-se que as concessionárias garantam a confiabilidade e o fornecimento ininterrupto de energia elétrica. Para atender esses requisitos as concessionárias de energia devem garantir a confiabilidade do sistema elétrico, mesmo nas situações mais críticas. Nos últimos anos, o crescente aumento do carregamento impulsionou a interligação entre os sistemas elétricos e propiciou a transmissão de potência através de linhas longas de alta capacidade, com isto, o equacionamento dos sistemas elétricos de potência tornou-se mais complexo e o estudo sobre estabilidade tornou-se de vital importância, principalmente na área de operação e planejamento de sistemas elétricos de potência.

Durante a operação dos sistemas elétricos podem ocorrer perturbações de grande e pequeno porte, que são responsáveis por acarretar oscilações eletromecânicas nos geradores síncronos. Quando o sistema está sujeito a uma perturbação, o seu funcionamento normal fica evidentemente prejudicado, acarretando problemas para a sociedade, podendo até implicar no desligamento de uma parte ou de todo o sistema interligado.

Uma forma de atenuar essas oscilações e aumentar a margem de estabilidade transitória é utilizando equipamentos *FACTS* (Flexible Alternative Current Transmission Systems). Esses equipamentos são capazes de aumentar a capacidade de transmissão de potência e propiciar um controle rápido no fluxo de potência na linha, aumentando a confiabilidade do sistema. Este trabalho, através de simulações utilizando o *software* Matlab e a ferramenta PSAT, realiza a análise de estabilidade transitória e a influência de um tipo de equipamento FACTS, o Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC), na dinâmica do sistema elétrico perante a ocorrência de perturbações.

Palavras-chaves: sistemas elétricos de potência, estabilidade transitória, *FACTS*, oscilações eletromecânicas, curto-circuito, grandes perturbações, modelagem de sistemas.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Mapa das linhas de transmissão do SIN (ONS, 2018).	23
Figura 2 – Tipos de análise de estabilidade considerando suas variáveis e o tipo de perturbação (Autora, 2019).	24
Figura 3 – Tipos de análise de estabilidade considerando suas variáveis e o tipo de perturbação (Autora, 2019).	25
Figura 4 – Diagrama de um gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão (PADIYAR, 2008)	29
Figura 5 – Diagrama esquemático de uma máquina síncrona trifásica (KUNDUR, 1993).	30
Figura 6 – Referência de uma máquina síncrona (SIQUEIRA, 2012).	31
Figura 7 – Modelo π de representação de linha de transmissão (SIQUEIRA, 2012).	33
Figura 8 – Curvas de potência (KUNDUR, 1993).	41
Figura 9 – Compensador ideal em derivação conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).	48
Figura 10 – Compensador ideal em derivação conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).	49
Figura 11 – Compensador ideal em série em uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).	50
Figura 12 – Compensador ideal em série em uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).	51
Figura 13 – Diagrama esquemático do UPFC (NARAIN H.; LASZLO, 2000).	52
Figura 14 – Representação do UPFC (ANDERSSON, 1997).	53
Figura 15 – Diagrama Fasorial do UPFC (AYRES, 2005).	53
Figura 16 – Representação da fonte de tensão \hat{V}_s por uma fonte de corrente \hat{I}_{sh} (AYRES, 2005).	54
Figura 17 – Diagrama Fasorial da tensão \hat{V}_s e da corrente \hat{I}_{sh} do UPFC (AYRES, 2005).	54
Figura 18 – Diagrama unifilar do sistema (KUNDUR, 1993).	57
Figura 19 – Diagrama unifilar do sistema sem UPFC simulado utilizando a ferramenta PSAT (Autora, 2019).	59
Figura 20 – Gráfico da potência reativa das máquinas do sistema sem UPFC (Autora, 2019).	60
Figura 21 – Gráfico das potências na linha de transmissão do sistema sem UPFC (Autora, 2019).	61
Figura 22 – Gráfico dos ângulos das máquinas do sistema sem UPFC (Autora, 2019).	62

Figura 23 – Gráfico dos desvios de velocidades das máquinas do sistema sem UPFC (Autora,2019).	63
Figura 24 – Gráfico das tensões terminais das máquinas do sistema sem UPFC (Autora, 2019).	64
Figura 25 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema sem UPFC (Autora, 2019).	64
Figura 26 – Diagrama unifilar do sistema com UPFC simulado utilizando a ferramenta PSAT (Autora, 2019).	65
Figura 27 – Gráfico da potência reativa das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	66
Figura 28 – Gráfico da potência na linha de transmissão do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	67
Figura 29 – Gráfico dos ângulos das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	68
Figura 30 – Gráfico dos desvios de velocidades das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	69
Figura 31 – Gráfico das tensões terminais das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	70
Figura 32 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	70
Figura 33 – Gráfico da potência reativa das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	71
Figura 34 – Gráfico da potência na linha de transmissão do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	72
Figura 35 – Gráfico dos ângulos das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	73
Figura 36 – Gráfico dos desvios de velocidades das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	74
Figura 37 – Gráfico das tensões terminais das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	75
Figura 38 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	75
Figura 39 – Gráfico da potência reativa das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	77
Figura 40 – Gráfico da potência na linha de transmissão do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	78
Figura 41 – Gráfico dos ângulos das máquinas no novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	78

Figura 42 – Gráfico dos desvios de velocidade das máquinas 1 e 2 com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	79
Figura 43 – Gráfico das tensões nos terminais das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	80
Figura 44 – Gráfico das tensões nos barramentos do novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).	81
Figura 45 – Gráfico da potência reativa das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	82
Figura 46 – Gráfico da potência elétrica da linha no sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	82
Figura 47 – Gráfico dos ângulos das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	83
Figura 48 – Gráfico dos desvios de velocidade das máquinas 1 e 2 do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	84
Figura 49 – Gráfico das tensões nos terminais das máquinas 1 e 2 com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	85
Figura 50 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).	86

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tempos críticos de abertura (Autora, 2019)	86
---	----

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
FACTS	Sistema de transmissão flexível em corrente alternada - (Flexible AC Transmission System)
ONS	Operador Nacional do Sistema
LT	Linha de Transmissão
UPFC	Controlador Unificado de Fluxo de Potência
PSAT	Power System Analysis Tool

Lista de símbolos

r	Resistência da máquina
x	Reatância do transformador
T_e	Torque elétrico
T_m	Torque mecânico
T_{am}	Torque de amortecimento
T_{ext}	Torques externos
J	Inércia
$\dot{\omega}_m$	Aceleração angular
$J\dot{\omega}_m$	Momento angular
M	Constante de inércia
δ	Ângulo da máquina síncrona
δ_g	Ângulo interno do gerador
δ_g^s	Ângulo de equilíbrio estável do gerador
δ_g^u	Ângulo de equilíbrio instável do gerador
ω	Desvio de velocidade
Z_{km}	Impedância série
Y_{km}	Admitância paralela
g_{km}	Condutância da linha
b_{km}	Susceptância da linha
V	Tensão do barramento
t	Tempo [s]
t_a	Tempo de abertura [s]
t_{ca}	Tempo de abertura crítico [s]

D	Constante de amortecimento da máquina
P_e^{prf}	Potência elétrica ativa no período pré-falta
P_e^f	Potência elétrica ativa no período de falta
P_e^{pf}	Potência elétrica ativa no período pós-falta
P_m	Potência mecânica do gerador
P_e	Potência elétrica do gerador
E_∞	Tensão no barramento infinito
E_g	Tensão no gerador
rad	Radianos
A	Área
v	Velocidade
m	Massa

Sumário

I	INTRODUÇÃO	21
1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Contextualização	23
1.2	Objetivo	25
1.3	Metodologia	25
1.4	Composição e Estrutura do Trabalho	26
II	MODELAGEM	27
2	MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO E SEUS COMPONENTES	29
2.1	Máquina Síncrona	30
2.2	Linhas de Transmissão	32
2.2.1	Modelo π	33
III	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	35
3	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	37
3.1	Determinação de Estabilidade	37
3.2	Critério das Áreas Iguais	39
IV	FLEXIBLE ALTERNATIVE CURRENT TRANSMISSION SYSTEMS - FACTS	45
4	FLEXIBLE ALTERNATIVE CURRENT TRANSMISSION SYSTEMS - FACTS	47
4.1	Controle de compensação de reativos por Dispositivos FACTS	47
4.1.1	Compensador <i>Shunt</i> ou Compensação em Derivação	48
4.1.2	Compensador Série	49
4.2	UPFC	51
4.2.1	Princípio Básico de Operação	51
4.2.2	Modelo de Injeção de Potência do UPFC	52
V	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	55
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	57

5.1	Sistema de duas áreas	57
5.1.1	Falta trifásica no sistema sem o UPFC	59
5.1.2	Falta trifásica no sistema com UPFC	65
5.1.2.1	Compensação de 10% da linha de transmissão	66
5.1.2.2	Compensação de 75% da linha de transmissão	71
5.1.3	Falta trifásica em nova condição de carga sem o UPFC	76
5.1.4	Falta trifásica em nova condição de carga com o UPFC	76
5.1.4.1	Compensação de 10% da linha de transmissão	76
5.1.4.2	Compensação de 75% da linha de transmissão	81
5.1.5	Análise dos tempos críticos de abertura	86
6	CONCLUSÃO	87
	REFERÊNCIAS	89

Parte I

Introdução

1 Introdução

1.1 Contextualização

Os modernos sistemas de energia são caracterizados por extensas interconexões de sistemas e alta dependência de técnicas de controle para uma utilização otimizada dos recursos existentes. O suprimento confiável e econômico de energia elétrica é um dos principais determinantes do progresso industrial e consequente aumento do padrão de vida (PADIYAR, 2008). A crescente demanda por energia elétrica resultou na interconexão dos sistemas elétricos brasileiros por meio da malha de transmissão, propiciando a transferência de energia entre subsistemas, o denominado Sistema Interligado Nacional (*SIN*). A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade ao melhorar os níveis de tensão e frequência, aproveita a diversidade de carga e serve adequadamente em horários de maior consumo, além de aumentar o aproveitamento energético em casos de períodos hidrológicos adversos (ONS, 2018). A atual distribuição de linhas de transmissão do *SIN* pode ser observada na Figura 1.



Figura 1 – Mapa das linhas de transmissão do SIN (ONS, 2018).

Como previsto pela Resolução Normativa nº 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é um direito do consumidor o acesso a energia elétrica com qualidade e continuidade asseguradas. Também são regulados pela ANEEL e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) os limites de tensão e frequência de operação do SIN (ANEEL, 2010). Para garantir o fornecimento da energia elétrica em regime permanente, os sistemas devem permanecer estáveis com a presença de perturbações.

A estabilidade dos sistemas de energia continua a ser uma das principais preocupações na operação do sistema. Isso decorre do fato de que, no estado estacionário (sob condições normais), a velocidade elétrica média de todos os geradores deve permanecer a mesma em qualquer lugar do sistema. Isso é denominado como a operação síncrona de um sistema. Qualquer perturbação pequena ou grande gera oscilações eletromecânicas interferindo na operação síncrona. Por exemplo, pode haver um aumento repentino na carga ou perda de geração. Outro tipo de perturbação é a comutação de uma linha de transmissão, que pode ocorrer devido a sobrecarga ou falha. A estabilidade de um sistema determina se o sistema pode se estabilizar em um estado estacionário novo ou original depois que os transientes desaparecerem (PADIYAR, 2008).

A perturbação pode ser dividida em duas categorias: a) pequena e b) grande. Uma pequena perturbação é aquela para a qual a dinâmica do sistema pode ser analisada a partir de equações linearizadas (análise de pequenos sinais). As pequenas mudanças na carga ou geração podem ser denominadas como pequenas perturbações. A falta de uma linha pode ser considerada como uma pequena perturbação se o fluxo de potência inicial nessa linha não for significativo. No entanto, faltas que resultam em uma queda repentina nas tensões do barramento são grandes perturbações e requerem ações corretivas para sua compensação (PADIYAR, 2008). A Figura 2 apresenta as categorias de perturbações.



Figura 2 – Tipos de análise de estabilidade considerando suas variáveis e o tipo de perturbação (Autora, 2019).

Com a finalidade de analisar variáveis específicas de perturbações, foram definidos três tipos de estudo de estabilidade: angular, de frequência e tensão (KUNDUR, 1993). Na Figura 3 são apresentadas as variáveis de estabilidade considerando dois tipos de perturbação: dinâmica ou transitória.



Figura 3 – Tipos de análise de estabilidade considerando suas variáveis e o tipo de perturbação (Autora, 2019).

1.2 Objetivo

O objetivo do trabalho é a estabilidade angular, mais especificamente em seu estado transitório, onde o sistema é submetido a grandes perturbações. Uma forma de atenuar essas oscilações e aumentar a margem de estabilidade transitória é utilizando equipamentos FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems). Esses equipamentos são capazes de aumentar a capacidade de transmissão de potência e propiciar um controle rápido no fluxo de potência na linha, aumentando a confiabilidade do sistema. Este trabalho realiza a análise de estabilidade transitória e a influência de um tipo de equipamento FACTS, o Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC).

1.3 Metodologia

Com o intuito de alcançar os objetivos propostos neste trabalho, inicialmente foi realizada uma revisão literária sobre o tema em artigos, livros e demais publicações focadas em estabilidade transitória. Após isso, foram implementados algoritmos para análise de estabilidade no *software* MATLAB® utilizando uma ferramenta, o Power System Analysis Tool (PSAT). Essa ferramenta utiliza o método Newton-Raphson para determinar o fluxo de potência em uma configuração de várias máquinas de um sistema de potência e o método trapezoidal para a integração numérica das equações diferenciais que compõem a modelagem dinâmica do sistema elétrico. Para o estudo, utilizou-se um sistema teste de 2 áreas com 4 máquinas síncronas e 11 barramentos (KUNDUR, 1993) durante a ocorrência de um curto-circuito trifásico. Através de simulações no domínio do tempo, com a variação do tempo de eliminação da falta e com diferentes condições de operação, analisou-se o desempenho do UPFC frente a estabilidade das máquinas síncronas.

1.4 Composição e Estrutura do Trabalho

O trabalho foi estruturado seguindo três frentes, sendo a primeira uma introdução do problema tratado. A segunda parte trata da modelagem matemática, apresentando a modelagem do sistema elétrico e seus componentes, apresentando-se a modelagem da máquina síncrona, da linha de transmissão e do comportamento do sistema elétrico, além de apresentar características do controle da estabilidade transitória. Na terceira frente, são realizadas simulações e são obtidos resultados das análises. Finalmente, são apresentadas as considerações finais do estudo.

Parte II

Modelagem

2 Modelagem do Sistema Elétrico e Seus Componentes

Sendo um dos objetivos propostos por esse trabalho a análise de estabilidade angular em sistemas elétricos de potência, é preciso que modelos matemáticos sejam construídos para caracterizar o sistema em estudo. A modelagem matemática é feita a partir de conjuntos de equações diferenciais e algébricas, sendo considerada uma série de condições e simplificações para o modelo (CARVALHO, 2013). Assim, neste capítulo são apresentados os modelos matemáticos simplificados de máquinas síncronas e linhas de transmissão.

Um sistema de potência real tem como característica o fato de variar a carga consumida a todo instante, configurando um sistema não linear, ou seja, é possível inferir que este sistema jamais estará em estado estacionário em sua modelagem matemática. Portanto, não existe nenhuma maneira de desenvolver uma função estabilizadora universalmente aplicável que seria ideal para uma ampla gama de parâmetros da máquina, do sistema e condições de operação (DEMELLO F. P.; CONCORDIA, 1969).

Uma abordagem simplificada é utilizada para descrever a modelagem matemática do sistema dinâmico, para que os cálculos possam ser realizados de maneira simples, facilitando o entendimento. Dessa forma, o sistema de potência considerado será o de uma única máquina e uma linha de transmissão conectada a um barramento infinito. Outra simplificação adotada é assumir que a potência elétrica de saída dessa máquina é constante, portanto não pode haver oscilações (PADIYAR, 2008).

A Figura 4 representa o modelo de uma máquina síncrona acoplada a um barramento infinito através de uma linha de transmissão. Onde "G" representa o gerador, "E" a tensão no gerador, "r" a resistência, "x" a impedância da linha de transmissão e "V" a tensão no barramento infinito.

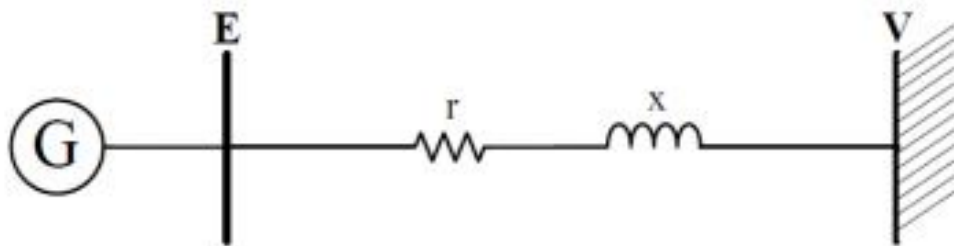


Figura 4 – Diagrama de um gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão (PADIYAR, 2008)

2.1 Máquina Síncrona

As máquinas síncronas são usadas principalmente como geradores de corrente alternada e fornecem a energia elétrica usada por todos os setores das sociedades modernas: industrial, comercial, agrícola e doméstica. Às vezes, as máquinas síncronas são usadas como motores de velocidade constante ou como compensadores para controle de potência reativa em grandes sistemas de energia (CHAN, 2003). O principal problema que pode ocorrer com esses tipos de máquinas é a perda de sincronismo.

A máquina consiste em dois elementos essenciais: o campo e a armadura. O enrolamento de campo transporta corrente contínua e produz um campo magnético que induz tensões alternadas nos enrolamentos de armadura. Em uma máquina síncrona trifásica, a armadura é um conjunto de enrolamentos trifásicos no estator e o campo é um conjunto de enrolamentos ligados ao rotor (KUNDUR, 1993). O esquemático de uma máquina síncrona trifásica é mostrado na Figura 5.

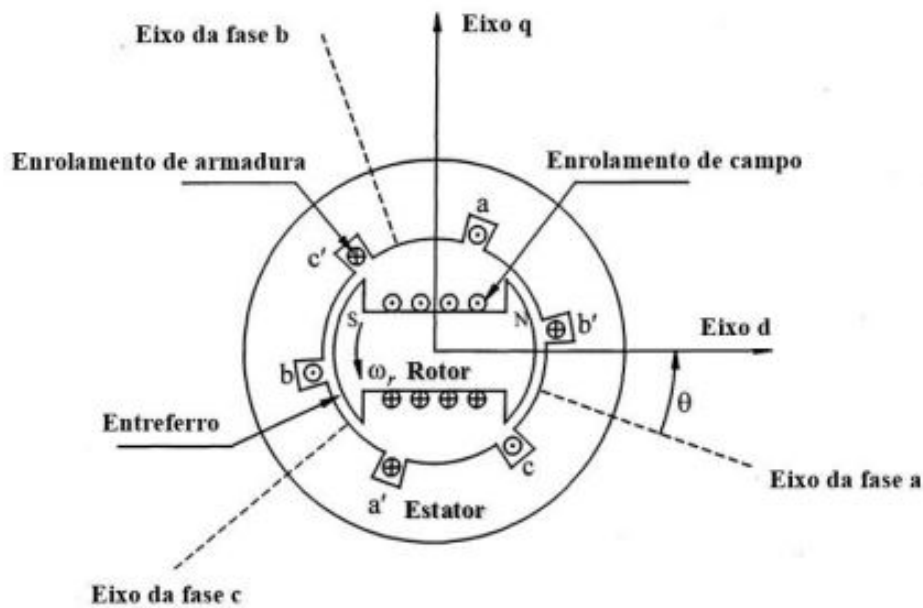


Figura 5 – Diagrama esquemático de uma máquina síncrona trifásica (KUNDUR, 1993).

A análise do comportamento dinâmico do gerador, além das propriedades elétricas, envolve propriedades mecânicas. Assim, a relação de conversão eletromecânica de energia é estabelecida. Estas relações caracterizadas pela conversão de potência mecânica em potência elétrica são referentes ao movimento rotacional da máquina (SIQUEIRA, 2012). A Figura 6 apresenta um modelo simples da máquina onde está estabelecido o sistema de referência. O ângulo Θ_m é o ângulo de referência entre o estator e o rotor e o ângulo δ_m é o ângulo de referência entre o gerador e o rotor .

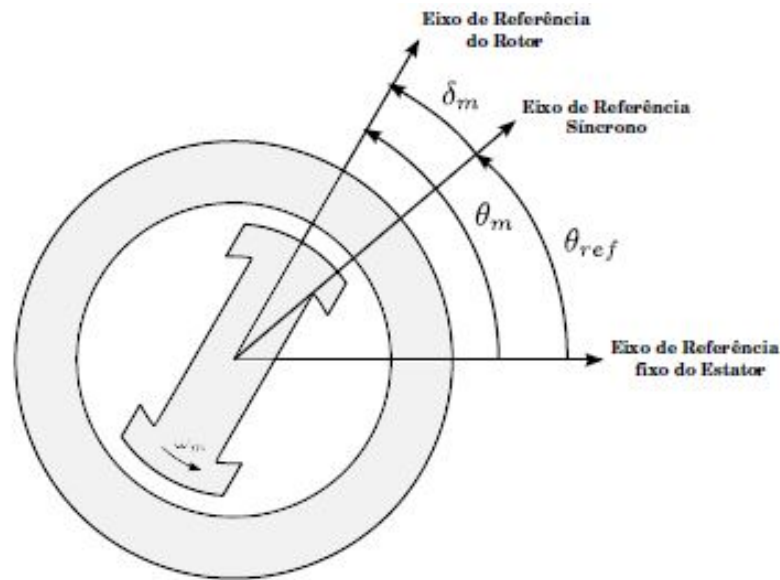


Figura 6 – Referência de uma máquina síncrona (SIQUEIRA, 2012).

Como a diferença entre os ângulos de referência está relacionado a sua fase, que é uma constante, verifica-se que em seu comportamento estável ambas as acelerações angulares são iguais, o que caracteriza o sistema de referência girante como um sistema inercial. Com isso, observa-se que a equação diferencial do ângulo δ_m em relação ao tempo também é a mesma que descreve o do ângulo Θ_m . (KUNDUR, 1993).

Os efeitos mecânicos da máquina síncrona se expressam através das interações entre os torques elétricos T_e e mecânicos T_m exercidos sobre o mecanismo. Utilizando a Segunda Lei de Newton para movimentos rotacionais, a seguinte equação para caracterizar mecanicamente a máquina é estabelecida, onde o somatório dos conjugados externos é igual ao produto de inércia pela aceleração angular (SIQUEIRA, 2012).

$$J\dot{\omega}_m = \Sigma T_{ext} \rightarrow J\dot{\omega}_m = T_m - T_e. \quad (2.1)$$

Considerando os efeitos de enrolamento de amortecimento na máquina na Equação 4.1 , obtém-se a Equação 4.2:

$$J\dot{\omega}_m = T_m - T_e - T_{am}. \quad (2.2)$$

Nos sistemas elétricos é mais adequado trabalhar com as grandezas em potência do que com o conjugado. A potência é relacionada diretamente com a velocidade angular e ao conjugado, como mostrado na Eq. 4.3, originando a seguinte expressão na Eq. 4.4.

$$P = \omega T \quad (2.3)$$

$$J\omega_m\dot{\omega}_m = P_m - P_e - \omega_m T_{am} \quad (2.4)$$

O termo $J\omega$ é o momento angular, o número inverso do momento angular M é nomeado como a constante de inércia da máquina. Assim, tem-se a seguinte equação diferencial:

$$\dot{\omega}_m = \frac{1}{M}(P_m - P_e - \omega_m T_{am}) \quad (2.5)$$

Na análise de estabilidade transitória o interesse principal é a variação do ângulo elétrico. Portanto, busca-se relacionar o ângulo elétrico com o ângulo mecânico através do número de pares de pólos magnético (p) da máquina (KUNDUR, 1993).

$$\delta_e = p\delta_m \quad (2.6)$$

A partir das Eqs. (4.4, 4.5 e 4.6), o conjunto de equações que determinam o comportamento mecânico da máquina síncrona é definido, sendo composto por duas equações diferenciais como mostrado na Eqs. (4.7) e (2.8) (KUNDUR, 1993).

$$\dot{\delta} = \omega \quad (2.7)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{M}(P_m - P_e - \omega T_{am}) \quad (2.8)$$

2.2 Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão são sistemas utilizados para transmitir energia elétrica de uma fonte de geração de energia para a fonte de consumo, por meio de cabos condutores, que no caso de linhas aéreas, são fixos em torres de transmissão ou de distribuição de energia elétrica (FUCHS, 2014).

Para a análise do comportamento de todo sistema elétrico de potência, é necessário determinar um modelo matemático para a rede de transmissão. Assim como foi feito para as máquinas síncronas, é necessário obter um conjunto de equações que definam fisicamente a rede para modelá-la. Também é preciso definir as considerações e simplificações que serão utilizados na modelagem da rede (PADIYAR, 2008).

Atualmente, existem diversos modelos que realizam a simulação do sistema de transmissão. E, normalmente, a seleção de aplicação de um determinado modelo é realizado a partir da extensão da linha de transmissão, sendo que para linhas curtas (com até 80 km) costuma-se desprezar a capacitância dessas linhas por ser muito pequena, representando-a por apenas uma resistência e uma indutância. Linhas de média extensão (entre 80 e 240 km) são comumente representadas pelo modelo π , enquanto que as linhas de longa extensão (superiores a 240 km) são representadas por mais de um modelo π ou pelo modelo de parâmetros distribuídos (LEMOS, 2008).

2.2.1 Modelo π

Pela simplificação dos cálculos, o modelo π é um dos modelos mais aplicados atualmente. Nesse modelo é considerado que a rede opera em regime permanente senoidal, essa modelagem se justifica uma vez que as dinâmicas eletromagnéticas são muito mais rápidas que as dinâmicas eletromecânicas. Logo, para a análise de estabilidade angular, as dinâmicas de rede serão desprezadas, simplificando o modelo analisado. Essas considerações caracterizam o modelo π de linha de transmissão, que é mostrado na Figura 7 (SIQUEIRA, 2012).

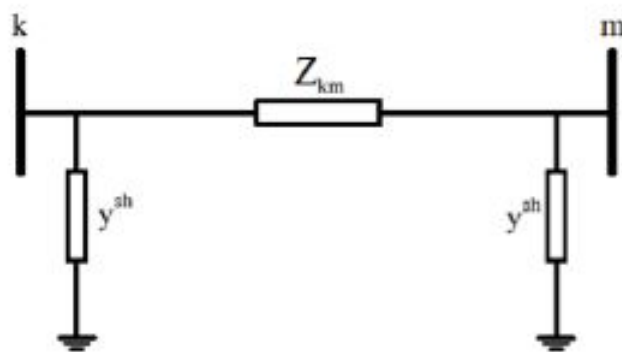


Figura 7 – Modelo π de representação de linha de transmissão (SIQUEIRA, 2012).

O modelo é representado por parâmetros concentrados, como a impedância série Z_{km} e a admitância paralela em *shunt* Y_{sh} , e normalmente são expressos em unidade por km. A impedância série pode ser expressa em termos da resistência série r_{km} e da reatância série x_{km} , como mostrada na Equação (2.9) (SIQUEIRA, 2012).

$$Z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (2.9)$$

A admitância série é a inversa da impedância série, e pode ser expresso em termos da condutância g_{km} e da susceptância b_{km} da linha, como mostrada na Equação (2.10). O cálculo da condutância e da susceptância são expressos nas Equações (2.11) e (2.12) mostradas a seguir:

$$Y_{km} = \frac{1}{Z_{km}} = g_{km} + jb_{km} \quad (2.10)$$

Sendo:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.11)$$

$$b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.12)$$

Este modelo de linha de transmissão possui a limitação de não serem lineares os comportamentos resistivo, capacitivo e indutivo em termos de parâmetros concentrados. Tal fato provoca um erro considerável se calculado para linhas longas (acima de 240 km), o que leva a necessidade de modelagens mais complexas, que levem em conta a não linearidade observada e a utilização de mais de um modelo π da linha associados (LE MOS, 2008).

Parte III

Estabilidade Transitória

3 Estabilidade Transitória

Um sistema elétrico é dito estável quando é capaz de suportar pequenas e/ou grandes perturbações sem interrupção no fornecimento de energia. O principal objetivo de analisar a estabilidade dos sistemas de potência é verificar o seu comportamento em relação a um determinado tipo de perturbação (KUNDUR, 1993).

Essa análise verifica se o sistema encontrará um novo ponto de equilíbrio, e em quanto tempo, ou se manterá a instabilidade, afastando-se indefinidamente do ponto de operação inicial (BRETAS, 2000). Neste trabalho, será estudada a estabilidade transitória, que são causadas por grandes perturbações no sistema elétrico.

3.1 Determinação de Estabilidade

Toda a análise de estabilidade visa determinar, no caso de alguma falta, se o sistema é transitoriamente estável. Considerando que antes da falta, o sistema opera em regime permanente, com isso verifica-se que $\ddot{\delta} = 0$ e $\dot{\delta} = 0$, e os ângulos δ permanecem constantes, podendo ser determinados através de um fluxo de carga (GRAINGER J.; STEVENSON, 1994).

Em um tempo $t = 0$ ocorre a falta no sistema, ocasionando alterações na topologia da rede e conseqüentemente na matriz de admitância do sistema. A potência elétrica P_e fornecida a rede pela máquina está diretamente relacionada aos parâmetros da rede, com isso, um novo conjunto de equações diferenciais descreve o comportamento do sistema durante o intervalo de tempo da falta, que é de $t = 0$ até o tempo de eliminação do defeito t_a (tempo de abertura) (PADIYAR, 2008).

Após a eliminação do defeito, o sistema volta a funcionar, entretanto a alteração na topologia da rede ocasionada pela falta faz com que a operação do sistema pós falta seja distinto do pré-falta. Portanto, outro conjunto de equações diferenciais é utilizado para descrever o comportamento do sistema pós-falta, a partir do tempo de abertura t_a até o infinito (BRETAS, 2000).

Três intervalos de tempo são definidos a partir da variação da topologia da rede, causada pela falta: sistema pré-falta, sistema em falta e sistema pós-falta. Em cada um destes períodos, uma equação diferencial caracterizará seu comportamento, apresentando descontinuidades ao longo da mudança entre os três intervalos (BRETAS, 2000), como

mostrado na Equação (3.1) :

$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} = P_m - P_e = 0 \begin{cases} t \leq 0, & P_e = P_e^{prf} \\ 0 < t \leq ta, & P_e = P_e^f \\ t > ta, & P_e = P_e^{pf} \end{cases} \quad (3.1)$$

Onde, M é a constante de inércia, D é a constante de amortecimento da máquina, P_m potência mecânica na entrada e P_e a potência elétrica na saída da máquina. Portanto, é possível escrever um conjunto de equações diferenciais para cada momento analisado:

Sistema pré-falta

$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} = P_m - P_e^{prf} = 0 \begin{cases} t \leq 0 \\ \delta(t) = \delta^0, \quad \dot{\delta}(0) = 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

Sistema em falta

$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} = P_m - P_e^f \begin{cases} 0 < t \leq ta \\ \delta(t) = \delta^0, \quad \dot{\delta}(0) = 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

Sistema pós-falta

$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} = P_m - P_e^{pf} \begin{cases} t > ta \\ \delta^{pf}(ta) = \delta^f(ta) \end{cases} \quad (3.4)$$

Como em pré-falta o sistema se encontra em equilíbrio em regime permanente, sua solução pode ser obtida com o cálculo do fluxo de potência, que se trata do cálculo de ponto de equilíbrio do conjunto de equações diferenciais. Dada a falta, é necessário determinar qual o valor máximo do tempo de abertura, de maneira que o sistema ainda permaneça estável. Esse é o tempo crítico de abertura, que é utilizado para a programação do tempo de abertura dos relés. No pós-falta, é necessário saber a solução do sistema em falta para o tempo crítico de abertura tca , determinando as condições iniciais (BRETAS, 2000).

A análise de estabilidade transitória pode ser realizada através de simulações no domínio do tempo, onde o tempo crítico de abertura tca é estimado e a estabilidade do sistema é verificada através dos gráficos gerados. Porém, é um método dispendioso por ser realizado através de tentativas e erros.

No final da década de 30, um método chamado Critério das Áreas Iguais foi desenvolvido para resolver o problema de estabilidade de maneira rápida. Sua origem não é muito bem conhecida, a maioria das primeiras referências ao método muitas vezes são feitas em livros como [Dahl, 1938, Skilling e Yamakawa, 1940, Kimbark, 1948], que estão entre os primeiros a descrevê-lo e usá-lo (PAVELLA M.; ERNST, 2012).

3.2 Critério das Áreas Iguais

O critério de áreas iguais é um método de resolução de estabilidade transitória baseado no conceito de energia do sistema, principalmente do gerador síncrono que apresenta um equilíbrio entre a energia mecânica em sua entrada e a energia elétrica em sua saída (BRETAS, 2000). Com base na Segunda Lei de Newton, pode-se determinar o princípio de conservação de energia:

$$m \frac{dv}{dt} = F(x) \quad (3.5)$$

Multiplicando todos os termos da equação (3.6) pela velocidade temos:

$$m \frac{dv}{dt} v = F(x)v \quad (3.6)$$

$$m \frac{dv}{dt} v = F(x) \frac{dx}{dt} \quad (3.7)$$

Eliminando a variação em relação ao tempo chegamos à equação (3.7):

$$mvdv = F(x)dx \quad (3.8)$$

Integrando a equação (3.8) com os limites de integração sendo (x_1, v_1) e (x_2, v_2) obtém-se:

$$\frac{mv_2^2}{2} - \frac{mv_1^2}{2} = \int_{x_1}^{x_2} F(y)dy \quad (3.9)$$

O termo de (3.9) a esquerda da igualdade é a variação de energia cinética (ΔE_c) e o termo a direita da igualdade é a variação da energia potencial (ΔE_p) multiplicada por um sinal negativo:

$$\Delta E_c = -\Delta E_p \quad (3.10)$$

A energia total do sistema (ΔE_T) é a soma da energia cinética mais a energia potencial:

$$\Delta E_T = \Delta E_c + \Delta E_p \quad (3.11)$$

$$\Delta E_c = \frac{mv^2}{2} \quad (3.12)$$

A partir da função energia e da equação de *swing* é possível chegar a uma equação para determinar a função energia do sistema máquina síncrona conectada em um barramento infinito:

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - \frac{E_g E_\infty}{x} \sin\delta \quad (3.13)$$

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e^{max} \sin\delta \quad (3.14)$$

Em que P_e^{max} é a amplitude da potência elétrica transferida entre o gerador e o barramento infinito. Ao multiplicar os dois lados da equação 3.14 pela velocidade angular (ω) e também eliminando a variação em relação ao tempo temos:

$$M \frac{d\omega}{dt} \omega = [P_m - P_e^{max} \sin\delta] \omega \quad (3.15)$$

$$M \frac{d\omega}{dt} \omega = [P_m - P_e^{max} \sin\delta] \frac{d\delta}{dt} \quad (3.16)$$

$$\omega M d\omega = [P_m - P_e^{max} \sin\delta] d\delta \quad (3.17)$$

Escolhendo os limites inferiores de integração a velocidade angular ($\omega = 0$) e o ângulo de equilíbrio estável ($\delta^{s-pré}$), antes da falta e integrando a equação (3.17) têm-se:

$$\int_0^\omega \omega M d\omega = \int_{\delta^{s-pré}}^\delta [P_m - P_e^{max} \sin\delta] d\delta \quad (3.18)$$

$$\frac{M\omega^2}{2} = P_m(\delta - \delta^{s-pré}) + P_e^{max}(\cos\delta - \cos\delta^{s-pré}) \quad (3.19)$$

A partir das equações (3.9) e (3.10) são determinadas as funções energia para esse sistema:

$$E_c = \frac{M\omega^2}{2} \quad (3.20)$$

$$E_p = -P_m(\delta - \delta^{s-pré}) - P_e^{max}(\cos\delta - \cos\delta^{s-pré}) \quad (3.21)$$

Verifica-se que o cálculo da integral correspondente a energia potencial é equivalente ao cálculo das áreas na curva de potência. Com auxílio da curva de potência, mostrada na Figura (8), determina-se que o ângulo máximo que poderia ser atingido após a eliminação da falta, de maneira que o sistema ainda permaneça estável, seria o ângulo correspondente ao ponto de equilíbrio instável ($\delta^{u-pós}$) (CHIANG, 2011).

Portanto, devido às mudanças de configuração do sistema nos estados em falta e pós-falta, a energia total do sistema não é constante para todo o período de análise,

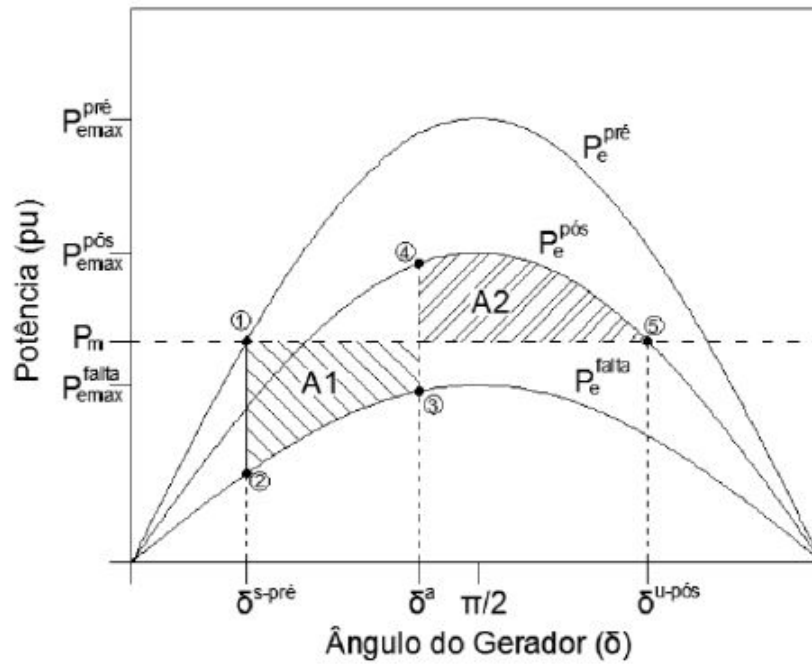


Figura 8 – Curvas de potência (KUNDUR, 1993).

contudo, é constante para análise individual de cada estado. Seja, então, considerada a curva de potência do sistema em falta, delimitada no intervalo entre os pontos 2 e 3 da Figura 8, a energia total é constante, logo, a energia total no ponto 2 ($E_T^{falta}(2)$) é igual à energia total no ponto 3 ($E_T^{falta}(3)$) pela Equação (3.13) (KUNDUR, 1993):

$$E_T^{falta}(2) = E_T^{falta}(3) \quad (3.22)$$

$$E_c^{falta}(2) + E_p^{falta}(2) = E_c^{falta}(3) + E_p^{falta}(3) \quad (3.23)$$

Como no ponto 2 o desvio de velocidade é nulo, a energia cinética deste ponto também é nula, assim:

$$E_p^{falta}(2) = E_c^{falta}(3) + E_p^{falta}(3) \quad (3.24)$$

$$E_c^{falta}(3) = E_p^{falta}(2) - E_p^{falta}(3) \quad (3.25)$$

A mesma consideração entre os pontos 2 e 3 é feita para a curva do pós-falta, entre os pontos 4 e 5 e, como no ponto de equilíbrio instável ($\delta^{u-pós}$) o desvio de velocidade deve ser nulo, $E_c^{pós}(5) = 0$.

$$E_T^{pós}(4) = E_T^{pós}(5) \quad (3.26)$$

$$E_c^{pós}(4) + E_p^{pós}(4) = E_p^{pós}(5) \quad (3.27)$$

Quando a falta é eliminada em δ^a , ou seja, na transição entre o ponto 3 e o ponto 4, há mudança entre as curvas de potência, porém, por ocorrer instantaneamente, não há variação de velocidade neste instante e, conseqüentemente, a energia cinética não varia entre estes pontos:

$$E_c^{pós}(4) = E_c^{falta}(3) \quad (3.28)$$

Substituindo a equação 3.28 na equação 3.25, tem-se:

$$E_c^{pós}(4) = E_p^{falta}(2) - E_p^{falta}(3) \quad (3.29)$$

Retomando à equação 3.27, com a equação 3.29:

$$E_p^{falta}(2) - E_p^{falta}(3) + E_p^{pós}(4) = E_p^{pós}(5) \quad (3.30)$$

Rearranjando:

$$E_p^{falta}(2) - E_p^{falta}(3) + E_p^{pós}(4) - E_p^{pós}(5) = 0 \quad (3.31)$$

Com a equação (3.31) e, observando-se a relação entre a variação de energia potencial e a integral da curva de potência apresentada pelas equações (3.15), (3.16) e (3.19), chega-se a:

$$\int_{\delta^{s-pré}}^{\delta^a} (P_m - P_{emax}^{falta} \operatorname{sen} \delta) d\delta + \int_{\delta^a}^{\delta^{u-pós}} (P_m - P_{emax}^{pós} \operatorname{sen} \delta) d\delta = 0$$

As integrais de (3.31) dizem respeito as áreas A_1 e A_2 da figura (8), e resulta em:

$$A_1 - A_2 = 0 \quad (3.32)$$

A condição de igualdade de áreas indica o limite de estabilidade, considerando que no ponto de equilíbrio instável o desvio de velocidade apresenta valor nulo. De modo geral, contudo, o sistema é estável se, para dado ângulo de abertura δ^a a área de aceleração A_1 é menor ou igual à área de desaceleração A_2 (BRETAS, 2000). Desta forma, o ângulo de abertura crítico, ou seja, o maior ângulo de eliminação da falta para o qual o sistema permaneça estável (condição onde $A_1 = A_2$) é obtido pela solução analítica da equação (3.31), sendo determinado pela relação da equação (3.2) (BRETAS, 2000).

$$\cos\delta_{cr}^a = \frac{P_m(\delta^{s-pré} - \delta^{u-pós}) + P_{emax}^{falta} \cos\delta^{s-pré} - P_{emax}^{pós} \cos\delta^{u-pós}}{P_{emax}^{falta} - P_{emax}^{pós}}$$

(3.33)

A partir dessa equação, encontra-se o ângulo crítico de abertura em radianos. O tempo crítico de abertura será encontrado ao simular-se o sistema em falta até que o ângulo fique igual ao ângulo crítico. No caso particular em que a potência acelerante ($P_m - P_e$) seja nula, pode-se encontrar o tempo crítico diretamente, já que a aceleração é constante nessa situação (CHIANG, 2011).

Parte IV

Flexible Alternative Current Transmission Systems - FACTS

4 Flexible Alternative Current Transmission Systems - FACTS

Com o intuito de aumentar e melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica para os variados tipos de cargas, um dos principais pontos de atenção dos sistemas de potência corresponde ao sistema de transmissão de energia elétrica. Através da interligação entre as diversas linhas de transmissão, a capacidade de transmissão é aumentada, além de ser possível a realização de manobras de energia elétrica, melhorando a eficiência desses sistemas (TOKUNO, 2016).

Entretanto, em um sistema interligado, um distúrbio em determinada parte do sistema pode afetar ele todo, ocasionando interrupções no fornecimento de energia. Portanto, um dos fatores mais importantes para o sistema elétrico de potência é a sua confiabilidade. Uma das ferramentas utilizadas para aumentar a confiabilidade dos sistemas elétricos são os FACTS (PADIYAR, 2008).

Os dispositivos FACTS, que do inglês significa "Flexible Alternative Current Transmission Systems", são equipamentos que utilizam eletrônica de potência para controlar e aumentar o fluxo de potência nas linhas de transmissão. Com o controle dos fluxos é possível direcioná-los para regiões que possuem capacidade ociosa de carregamento, aliviando as regiões de estreitamento da transmissão. Desta maneira, o sistema se torna robusto e flexível, sendo mais confiável no caso de serem sujeitos a grandes distúrbios, como curtos-circuitos trifásicos na rede de transmissão (NARAIN H.; LASZLO, 2000).

Devido a sua vantagem técnica e econômica, diversos tipos de FACTS foram desenvolvidos, dentre os quais está o Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC), que apresenta a capacidade de controle independente de todos os parâmetros básicos do sistema elétrico de potência (tensão, impedância e ângulo de fase).

4.1 Controle de compensação de reativos por Dispositivos FACTS

As alterações nos fluxos de potência resultantes do despacho de geração, características da carga e contingências criam pontos de estreitamento da transmissão na rede. Tornou-se portanto necessário o desenvolvimento de meios para controlar diretamente os fluxos de potência em determinadas linhas de um sistema. O controle dos fluxos pode direcioná-los para regiões que possuam capacidade ociosa de carregamento, aliviando, assim, as regiões de estreitamento da transmissão (WATANABE, 1998).

Uma das maneiras mais utilizadas para controlar o fluxo de potência em um sis-

tema elétrico é através da absorção de potência reativa na rede de transmissão. Através desse controle de reativos é possível aumentar a capacidade transferência de potência na rede, além de amortecer as pequenas oscilações causadas pelas entradas e saídas de cargas no sistema. Com isso, o rendimento e a confiabilidade do sistema de potência aumentam (WATANABE, 1998).

Os principais tipos de compensadores utilizados nos sistemas de potência são: o compensador shunt e o compensador série e o compensador de ângulo de fase. Os princípios básicos desses compensadores serão abordados a seguir. Para explicar o funcionamento ideal de cada um destes equipamentos FACTS será considerada sua conexão em um sistema CA simples composto de duas máquinas ideais interligadas através de uma linha de transmissão curta, e sem perdas (WATANABE, 1998).

4.1.1 Compensador *Shunt* ou Compensação em Derivação

A potência transmissível em estado estacionário pode ser aumentada e o perfil de tensão ao longo da linha controlado por compensação reativa em derivação apropriada. O objetivo dessa compensação reativa é alterar as características naturais da linha de transmissão para torná-la mais compatível com as demanda de carga. Assim, reatores em derivação são conectados, fixos ou comutados mecanicamente para minimizar a sobretensão da linha em condições de carga leve e capacitores em derivação, fixos ou comutados mecanicamente são aplicados para manter os níveis de tensão sob condições de carga pesada (NARAIN H.; LASZLO, 2000).

Para a análise do comportamento ideal de um compensador *shunt* considera-se o sistema mostrado na Figura 9, onde a fonte de tensão V_S é continuamente controlada com objetivo de controlar o fluxo de potência através dessa linha de transmissão. Nessa análise, as tensões V_S e V_R possuem a mesma amplitude, porém são defasadas de um ângulo δ (WATANABE, 1998).

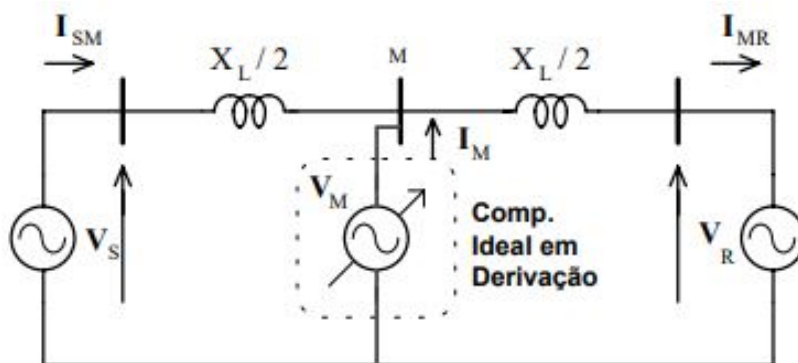


Figura 9 – Compensador ideal em derivação conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).

A Figura 10 mostra o diagrama fasorial do sistema da Figura 9 para o caso quando a tensão de compensação V_M tem a mesma amplitude que as tensões terminais, V_S e V_R .

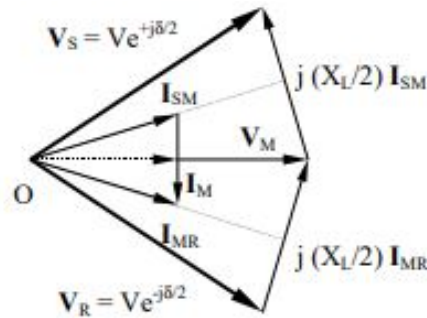


Figura 10 – Compensador ideal em derivação conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).

Neste caso, a potência ativa transferida do terminal V_S para o lado da carga V_R é dada por (WATANABE, 1998):

$$P_s = \frac{2V^2}{X_L} \text{sen} \left(\frac{\delta}{2} \right) \quad (4.1)$$

onde, V é a amplitude das tensões terminais V_S e V_R .

Se nenhuma compensação estiver presente, a potência transferida é dada pela expressão:

$$P_s = \frac{V^2}{X_L} \text{sen} \delta \quad (4.2)$$

A partir da comparação entre as Equações (4.1) e (4.2), verifica-se que o compensador *shunt* de reativos aumenta a capacidade de transmissão de potência ativa pela rede de corrente alternada, sendo seu valor máximo com a defasagem $\delta = 30^\circ$. Através do diagrama fasorial mostrado na Figura 10 verifica-se que a corrente de compensação I_M está em quadratura com a tensão de compensação V_M , não existindo potência ativa fluindo através do compensador. Dessa forma, apenas potência reativa flui pela fonte V_M , caracterizando o seu funcionamento ideal (WATANABE, 1998).

4.1.2 Compensador Série

A transmissão de energia CA em longas linhas é limitada principalmente pela impedância reativa em série da linha. Compensação capacitiva em série é uma solução para que uma parte da impedância reativa da linha seja compensada e, assim, aumentar a potência transmissível. Posteriormente, com o desenvolvimento dos equipamentos FACTS, foi demonstrado que a compensação em série variável é altamente eficaz no controle do fluxo de energia na linha e na melhoria da estabilidade.

A compensação de linha em série controlável pode ser aplicado para obter plena utilização dos ativos de transmissão, controlando o fluxo de energia nas linhas, impedindo fluxos de loop e, com o uso de controles rápidos, minimizando o efeito de perturbações do sistema, otimizando a estabilidade angular do sistema.

A Figura 11 mostra um compensador série ideal, representado por uma fonte de tensão controlada V_C , conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão curta.

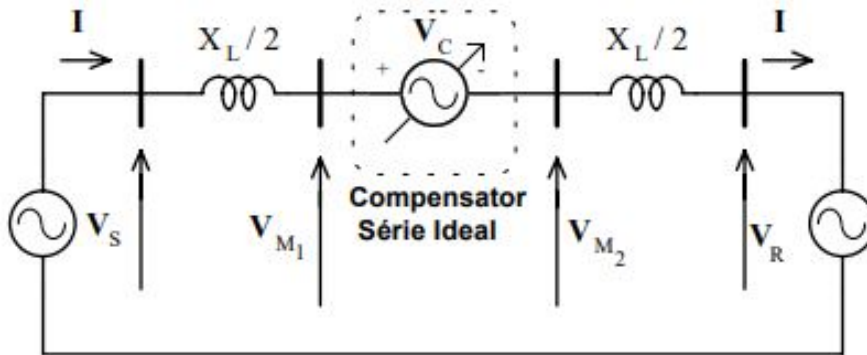


Figura 11 – Compensador ideal em série em uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).

Pode-se mostrar que a corrente que circula pela linha é dada por:

$$I_L = \frac{V_{SR} - V_C}{jX_L} \quad (4.3)$$

onde, $V_{SR} = V_S - V_R$.

Quando a tensão controlada do compensador V_C estiver em quadratura em relação a corrente de linha, o compensador série não irá fornecer ou absorver potência ativa. Dessa maneira, o fluxo de potência nos terminais da fonte V_C será apenas reativa. Com isso, a fonte de tensão V_C pode ser representada, a partir de seus terminais, como uma reatância equivalente capacitiva ou reativa. A partir daí, o fluxo de potência ativa pela linha de transmissão é expressa pela Equação (4.4)

$$P_s = \frac{V^2}{X_L(1-s)} \text{sen}\delta, \quad (4.4)$$

onde, $-1 < s < 1$ é a taxa de compensação série. Essa equação mostra que a potência ativa transmitida pode ser aumentada consideravelmente variando-se a taxa de compensação série entre os limites $0 < s < 1$.

A Figura 12 mostra o diagrama fasorial do sistema proposto com a compensação série, assumindo que a fonte V_C está fornecendo uma potência reativa capacitiva. Neste caso, o fasor da corrente de linha está adiantado de 90 graus em relação ao fasor da tensão V_C (WATANABE, 1998).

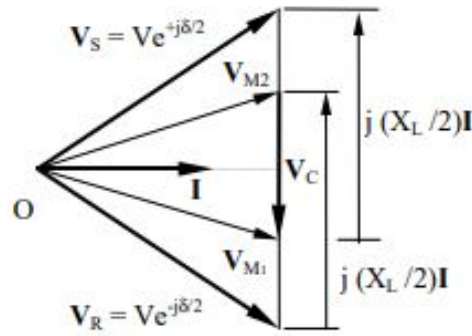


Figura 12 – Compensador ideal em série em uma linha de transmissão (WATANABE, 1998).

4.2 UPFC

O conceito de Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC) foi proposto por Gyugyi em 1991. O UPFC foi desenvolvido para controle em tempo real e compensação dinâmica de sistemas de transmissão, oferecendo flexibilidade multifuncional necessária para resolver muitos os problemas enfrentados pelo setor de fornecimento de energia (NARAIN H.; LASZLO, 2000).

O UPFC é capaz de controlar, simultânea ou seletivamente, todos os parâmetros que afetam o fluxo de energia na linha de transmissão (ou seja, tensão, impedância, e ângulo de fase), e essa capacidade única é representada pelo adjetivo "unificado" em seu nome. Como alternativa, ele pode controlar independentemente o fluxo de energia real e o reativo na linha.

4.2.1 Princípio Básico de Operação

A implementação prática de um UPFC consiste na instalação de dois conversores fonte de tensão (VSC) ligados ao sistema CA por meio de transformadores de acoplamento. Um conversor é ligado em série e o outro em paralelo com a linha de transmissão, de forma que o UPFC faça uma ligação série-paralelo.

Os dois conversores possuem um elo comum CC, no qual um capacitor é instalado, como mostra a Figura 13. Esse elo CC permite um caminho livre para troca de potência ativa entre os dois conversores, o que faz deste controlador possuir uma das características mais importantes, que é de fazer compensação de potência ativa sem a necessidade da utilização de dispositivos armazenadores/dissipadores de energia (NARAIN H.; LASZLO, 2000).

Em geral, o conversor série é usado para injetar uma tensão controlável em magnitude e ângulo em série com a linha de transmissão, sendo desta maneira possível controlar o fluxo de potência na linha em um valor especificado. Assim, este conversor é respon-

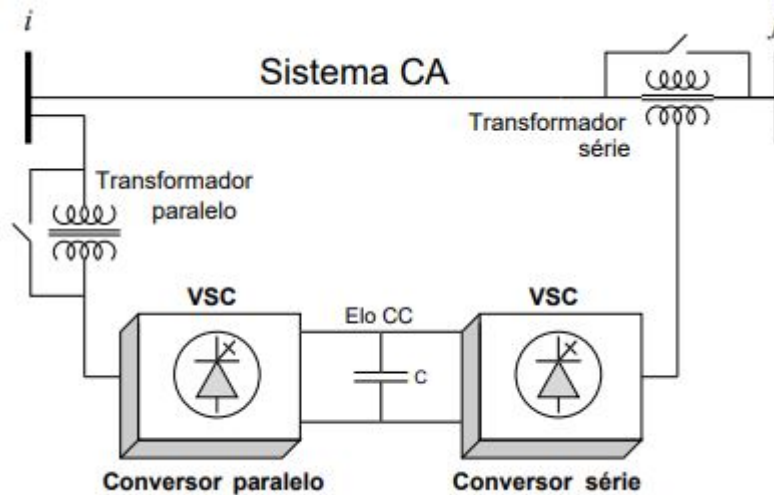


Figura 13 – Diagrama esquemático do UPFC (NARAIN H.; LASZLO, 2000).

sável pela troca de potência ativa e reativa com o sistema, sendo que a potência reativa é injetada pelo conversor série e a potência ativa injetada no sistema é transmitida pelo conversor em paralelo através do elo CC (AYRES, 2005).

O conversor em paralelo é controlado de tal forma a fornecer a quantidade precisa de potência ativa ao elo CC para disponibilizar ao conversor série quando esta for requerida. Concomitantemente, o conversor em paralelo também exerce a função de regulação automática de tensão da barra na qual ele encontra-se conectado, mantendo-a em um valor pré-especificado, seguindo uma característica de queda similarmente empregada em outros controladores FACTS, como o SVC (AYRES, 2005).

4.2.2 Modelo de Injeção de Potência do UPFC

Para realizar o estudo de estabilidade em sistemas de potência que utilizam o UPFC, é requerido um modelo matemático adequado para representar o equipamento.

O UPFC pode ser representado por um circuito equivalente composto por uma fonte de tensão ideal em série com uma reatância X_s (devido ao transformador de acoplamento série) e uma fonte de corrente ideal em paralelo com a linha de transmissão (ANDERSSON, 1997). Considere que o UPFC esteja conectado entre duas barras i e j , conforme indicado na Figura 14.

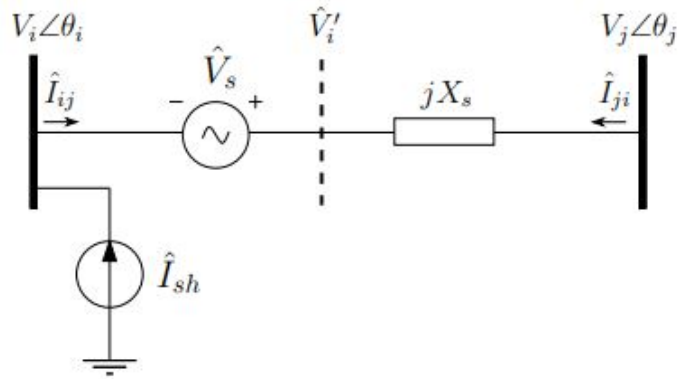


Figura 14 – Representação do UPFC (ANDERSSON, 1997).

O conversor fonte de tensão série é representado pela fonte de tensão \hat{V}_s e o conversor fonte de tensão em paralelo é representado pela fonte de corrente \hat{I}_{sh} . O controle do fluxo de potência na linha de transmissão pode ser feito através do controle da magnitude e ângulo da tensão série injetada \hat{V}_s , podendo esta ser expressa por:

$$\hat{V}_s = r e^{j\gamma} \hat{V}_i \quad (4.5)$$

sendo $0 < r < r_{max}$ e $0 < \gamma < 2\pi$ a faixa controlável da magnitude relativa (r) e do ângulo (γ) de \hat{V}_s respectivamente. Com essa tensão variável uma tensão fictícia \hat{V}'_i é obtida, sendo esta dependente dos parâmetros de \hat{V}_s como ilustra a Figura 15.

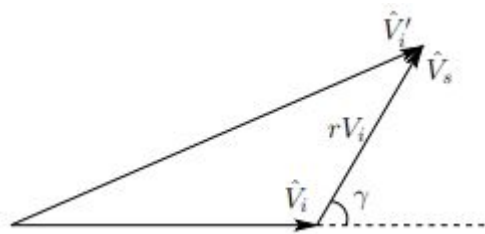


Figura 15 – Diagrama Fasorial do UPFC (AYRES, 2005).

Uma outra forma de se representar a fonte de tensão \hat{V}_s seria substituindo-a por uma fonte de corrente \hat{I}_{sh} como mostra a Figura 16.

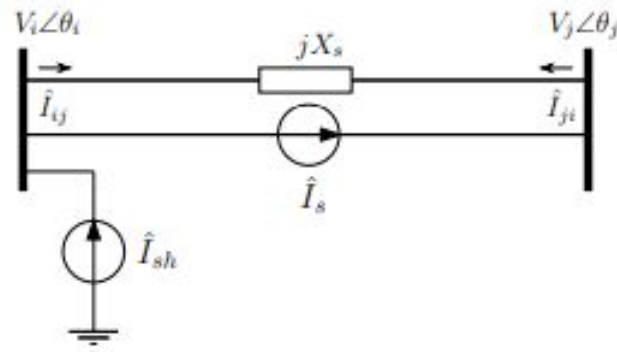


Figura 16 – Representação da fonte de tensão \hat{V}_s por uma fonte de corrente \hat{I}_{sh} (AYRES, 2005).

Seu valor é dado por:

$$\hat{I}_s = -jb\hat{V}_s = -jbr\hat{V}_i e^{j\gamma} \quad (4.6)$$

onde $b=1/X_s$.

A corrente em paralelo \hat{I}_s pode ser decomposta em duas componentes, sendo uma em fase e a outra em quadratura com a tensão \hat{V}_i , descritas na equação (4.7) como:

$$\hat{I}_{sh} = (i_p - ji_q)e^{j\theta_i} \quad (4.7)$$

O diagrama fasorial, considerando os fasores da tensão série e da corrente em paralelo injetadas pelo UPFC, está mostrado na Figura 17, com $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, representando os ângulos das tensões das barras i e j respectivamente.

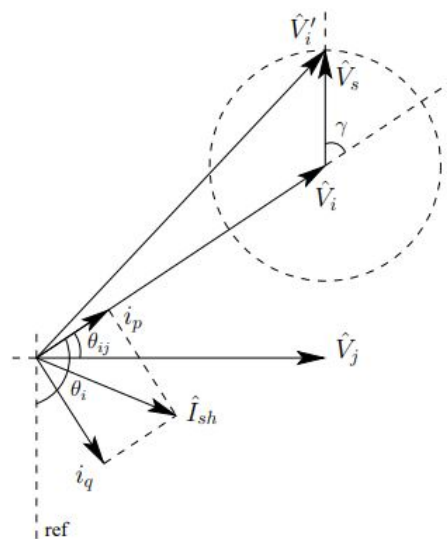


Figura 17 – Diagrama Fasorial da tensão \hat{V}_s e da corrente \hat{I}_{sh} do UPFC (AYRES, 2005).

Parte V

Simulações e Resultados

5 Simulações e Resultados

Mediante a modelagem matemática do sistema, torna-se possível a simulação do comportamento de um sistema elétrico de potência sujeito a uma grande perturbação e implementar métodos para aumentar a confiabilidade desse sistema. Para a realização da simulação computacional, o sistema elétrico e seus componentes serão modelados, utilizando o modelo de duas áreas.

5.1 Sistema de duas áreas

Com a finalidade de estudar a estabilidade transitória em sistemas de potência, foi utilizado o sistema demonstrado na Figura 18. Neste tipo de sistema cada um dos barramentos da rede é analisado, afim de averiguar o comportamento da estabilidade do sistema em relação à influência que a carga e os geradores conectados aos barramentos provocam.

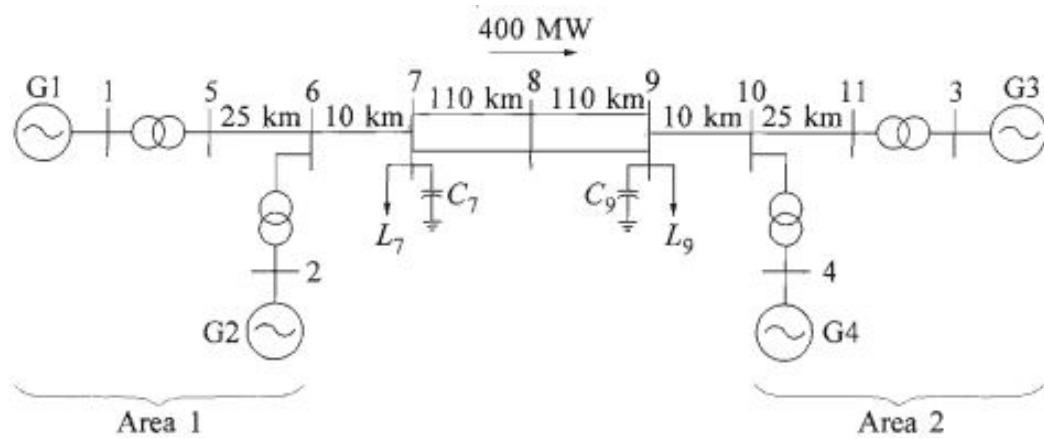


Figura 18 – Diagrama unifilar do sistema (KUNDUR, 1993).

O sistema consiste de duas áreas similares conectadas por linhas de transmissão. Cada área consiste em duas unidades geradoras, cada uma com capacidade de 900 MVA e 20kV. Os parâmetros do gerador por unidade nas bases MVA e kV serão descritos abaixo:

- Reatâncias: $X_d = 1.8p.u.$; $X_q = 1.7p.u.$; $X_l = 0.2p.u.$;
- Reatâncias transitórias: $X'_d = 0.3p.u.$; $X'_q = 0.55p.u.$;
- Reatâncias sub-transitórias: $X''_d = 0.25p.u.$; $X''_q = 0.25p.u.$;
- $R_a = 0.0025p.u.$:

- Constante de inércia das máquinas 1 e 2: 6.5 s
- Constante de inércia das máquinas 3 e 4: 6.175 s
- Constante de amortecimento: $T'_{d0} = 8.0s$; $T'_{q0} = 0.4s$; $T''_{d0} = 0.03s$; $T''_{q0} = 0.05s$;
- Constante de amortecimento: $K_d = 0$;

Para os transformadores, a potência base é 900 MVA, a tensão base é igual a 20/230 kV e o valor da impedância é $0 + j0.15 p.u.$. Os parâmetros da linha de transmissão, comprimentos 25km, 10 km e 110 km são:

- Resistência: $r = 0.0001 p.u./km$;
- Reatâncias: $x = 0.001 p.u./km$;
- Susceptâncias: $b_c = 0.00175 p.u./km$;

Esse sistema opera com a Área 1 exportando 400MW para a Área 2 e as unidades geradoras são carregadas da seguinte maneira:

- G1: P= 700 MW; Q= 185 MVar; $E_l = 1.03 \angle 20.2^\circ$;
- G2: P= 700 MW; Q= 235 MVar; $E_l = 1.01 \angle 10.5^\circ$;
- G3: P= 719 MW; Q= 176 MVar; $E_l = 1.03 \angle -6.8^\circ$;
- G4: P= 700 MW; Q= 202 MVar; $E_l = 1.01 \angle -17.0^\circ$;

As cargas e a potência reativa fornecida Q_c pelos capacitores shunt nas barras 7 e 9 são:

- Barra 7: $P_L = 967$ MW, $Q_L = 100$ MVar, $Q_c = 200$ MVar;
- Barra 9: $P_L = 1,767$ MW, $Q_L = 100$ MVar, $Q_c = 350$ MVar;

Os geradores deste sistema possuem sistemas de excitação, que regulam o desempenho destas máquinas síncronas em busca do melhor ponto de funcionamento, para que aumente a confiabilidade do sistema. Os componentes desse sistema de excitação são o regulador de tensão e regulador de velocidade.

As simulações relativas a este sistema foram feitas no Matlab, no ambiente da ferramenta PSAT (Power System Analysis Toolbox), onde é possível utilizar diagramas de blocos que representam componentes dos sistemas elétricos de potência para simular o sistema estudado.

O PSAT é uma programa computacional utilizado para fazer análises estáticas, dinâmicas, e de controle de sistemas elétricos de potência. Nele inclui-se o cálculo de fluxo de potência, fluxo de potência da continuação e fluxo de potência ótimo, assim como análise de estabilidade transitória e de pequenas perturbações (F.MILANO, 2005).

5.1.1 Falta trifásica no sistema sem o UPFC

O sistema a ser simulado, tem como objetivo analisar a sua estabilidade quando ocorre uma falta na linha de transmissão entre a área 1 e a área 2, na barra 8. O desempenho dos geradores do sistema são verificados pelos seus ângulos e desvios de velocidade. São analisados nos barramentos as tensões terminais e o fluxo de potência entre eles. O diagrama unifilar utilizado para essa simulação no PSAT é apresentado na Figura 19.

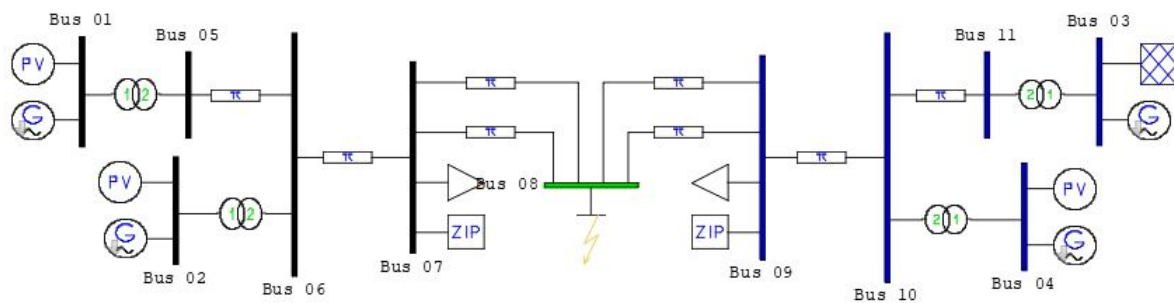


Figura 19 – Diagrama unifilar do sistema sem UPFC simulado utilizando a ferramenta PSAT (Autora, 2019).

A simulação deste sistema se dá com um tempo de pré-falta de 1 segundo, com a duração da falta sendo de 0,4 segundos e tempo total de duração da simulação de 4,45 segundos, onde verificou-se a perda de estabilidade do sistema. A partir da simulação, foram observados os ângulos das máquinas, seus desvios de velocidade, tensões terminais, tensões nos barramentos e a potência da linha de transmissão.

O comportamento da potência reativa do sistema pode ser observado na Figura 20. No período pré-falta, os valores permanecem constantes e no momento da falta, onde há um aumento da corrente, também há o aumento de energia armazenada no campo magnético do sistema, ou seja, há um aumento da potência reativa no sistema. Durante a falta, os controladores de velocidade da máquina e reguladores de tensão são estimulados à readequar o sistema à essa nova condição, onde observa-se a redução de reativos, porém não são suficientes para que o sistema opere de forma estável após a falta.

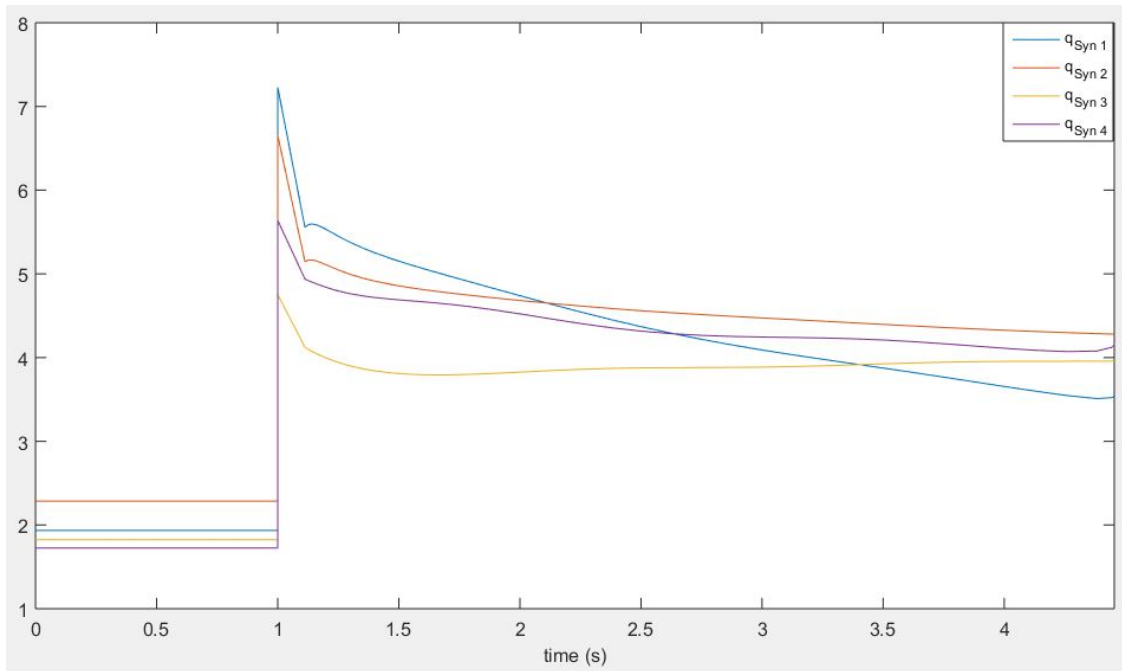


Figura 20 – Gráfico da potência reativa das máquinas do sistema sem UPFC (Autora, 2019).

Os comportamentos das potências da linha de transmissão serão apresentados na Figura 21. A linha de transmissão no período pré-falta possui valores constantes de potência e um estado de equilíbrio entre os campos magnético e elétrico. No momento da falta, a elevação da corrente gera maior armazenamento de energia no campo magnético, um novo estado de equilíbrio ocorre, pois a energia armazenada pelos campos é constante, sendo necessário reduzir a energia no campo elétrico, ou seja, reduzir da tensão que está diretamente relacionada com a potência ativa do sistema. Isso pode ser observado comparando-se com os gráficos das potências ativas e reativas, onde a potência ativa possui um comportamento oposto no momento da falta.

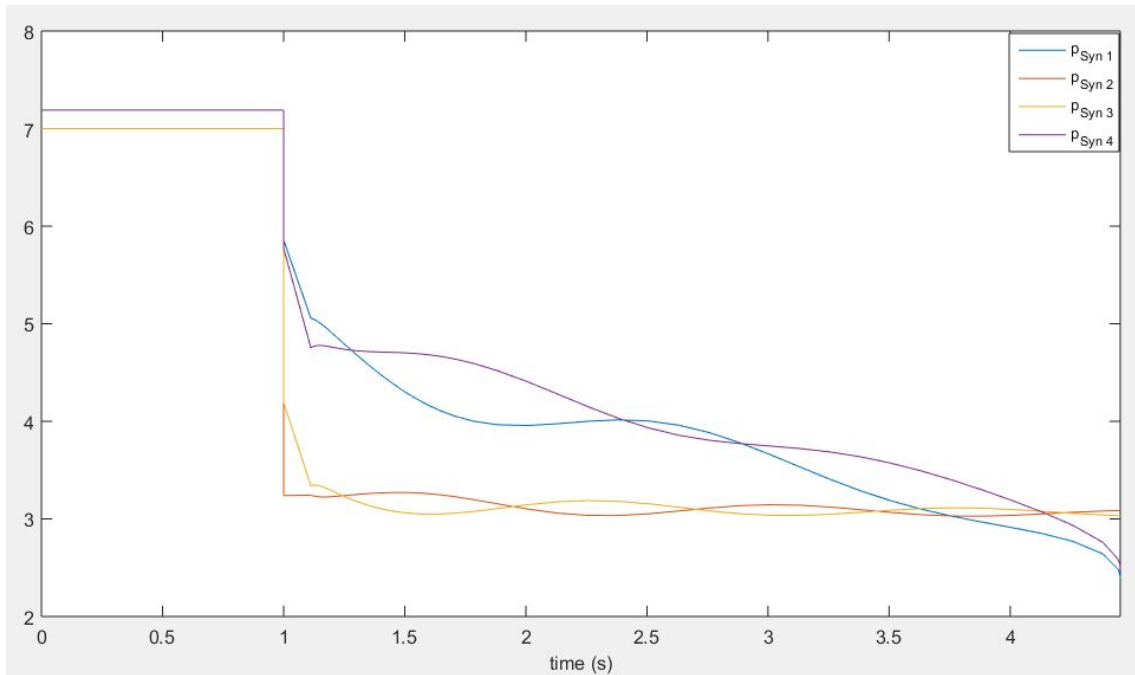


Figura 21 – Gráfico das potências na linha de transmissão do sistema sem UPFC (Autora, 2019).

A Figura 22 ilustra os ângulos em radianos das quatro máquinas do sistema utilizando a máquina 3 como referência. É notável neste gráfico, que antes da falta, o ângulo da máquina 1 permanece constante em $-0,64$ rad e após a falta decresce até a perda de estabilidade em $4,45$ radianos, a máquina 2 apresenta comportamento constante com ângulo de $0,2$ radianos. A máquina 3 também apresenta comportamento constante com ângulo 0 em referência e a máquina 4 permanece constante em $0,4$ radianos e seu ângulo começa a diminuir rapidamente até perder a estabilidade, que é o instante em que a simulação termina. O tempo até a perda de estabilidade do sistema foi de $4,45$ segundos, com valor aproximado de -13 rad para as máquinas 1 e 4. Esses valores podem ser explicados pelo gráfico de potência ativa apresentado anteriormente na Figura 21, pois quanto maior a potência ativa do gerador, maior é o seu ângulo de carga δ .

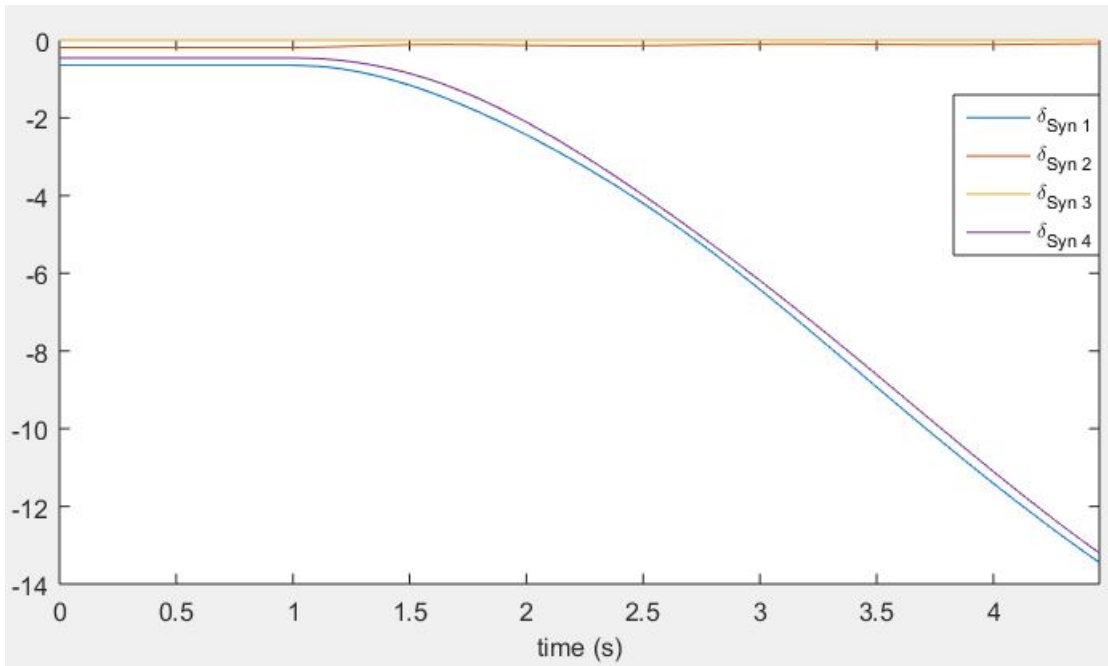


Figura 22 – Gráfico dos ângulos das máquinas do sistema sem UPFC (Autora, 2019).

O gráfico da Figura 23 ilustra os desvios de velocidade das máquinas do sistema. É possível perceber que os desvios de velocidade são bem distintos. Até o momento da falta, as máquinas permanecem em sincronismo com velocidade de 1 pu, logo após a falta, as máquinas 2 e 3 permanecem em sincronismo entre si e as máquinas 1 e 4 em sincronismo separadamente, com outro valor. Esse fato pode ser explicado pela relação direta entre a velocidade da máquina e a tensão induzida, que por sua vez, está diretamente relacionada com a potência ativa. Logo, as máquinas 2 e 3 que possuem maior potência ativa, também possuem maior velocidade angular até a perda de estabilidade do sistema, em 4,45 segundos de simulação.

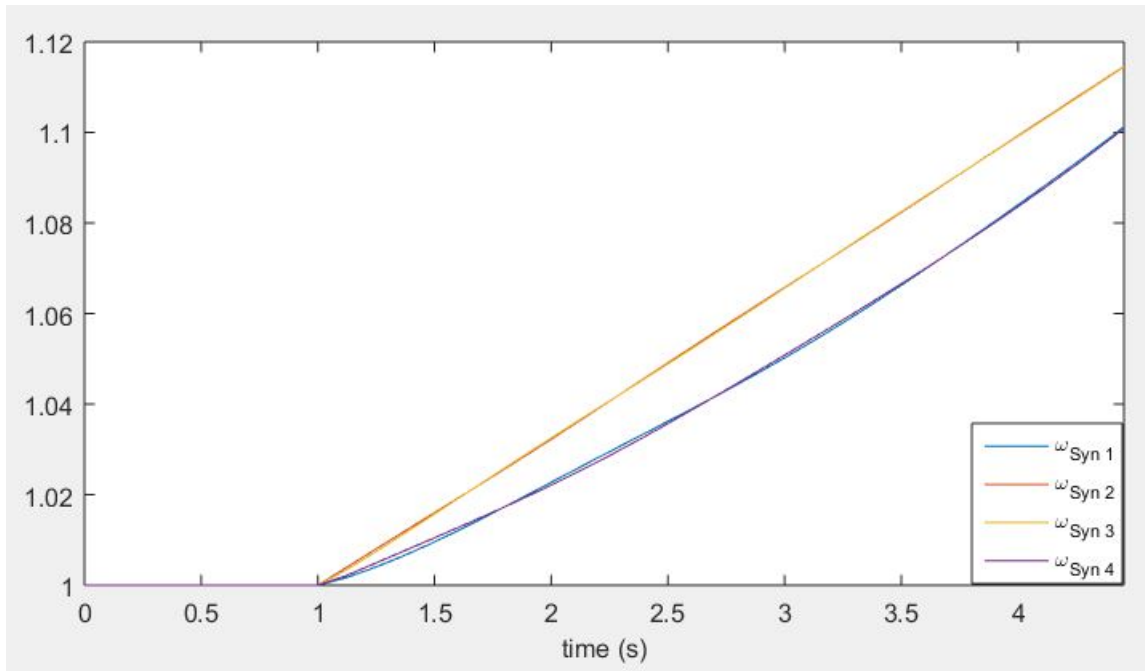


Figura 23 – Gráfico dos desvios de velocidades das máquinas do sistema sem UPFC (Autora,2019).

O gráfico da Figura 24 mostra o comportamento das tensões terminais das máquinas síncronas deste sistema. No momento pré-falta, as tensões das máquinas 1 e 3 mantêm-se constantes em 1,03 p.u.e as máquinas 2 e 4 em 1,01 p.u. Durante a falta, as tensões reduziram porque foi gerado aumento do campo magnético, por causa do aumento da corrente e conseqüentemente, a redução do campo elétrico da linha de transmissão. É possível perceber que as tensões das máquinas 4 e 3 possuem maior afundamento, que é explicado pelo balanço entre as potências reativas e ativas dessas máquinas, apresentadas nas Figuras 20 21, onde nesse caso, predomina-se a potência reativa, que está diretamente relacionada à queda de tensão. No período pós-falta, a configuração do sistema muda e as tensões terminais apresentam valores menores do que no período pré-falta.

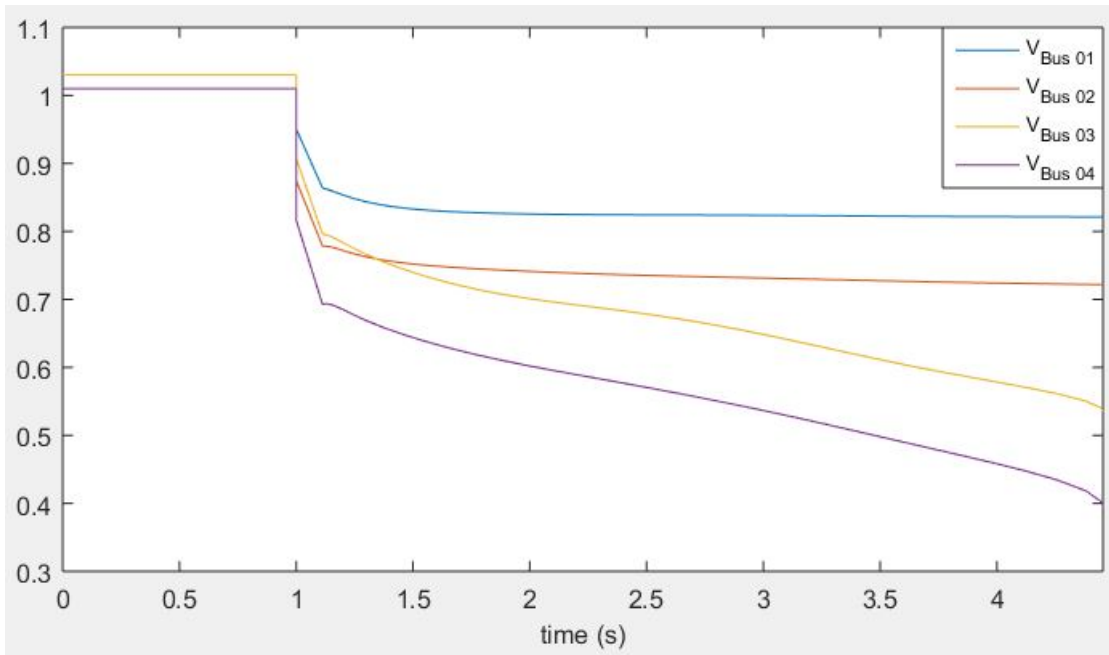


Figura 24 – Gráfico das tensões terminais das máquinas do sistema sem UPFC (Autora, 2019).

Os comportamentos dos barramentos do sistema, quando ocorre uma falta no sistema sem o UPFC conectado, também foram observados e podem ser vistos nas Figuras 25.

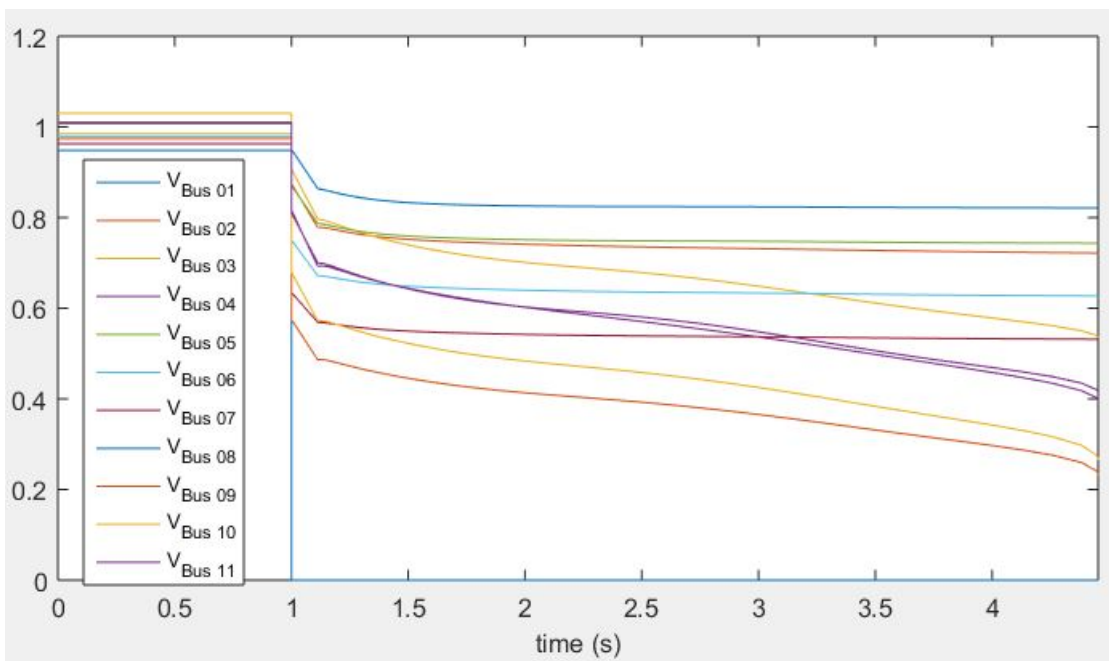


Figura 25 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema sem UPFC (Autora, 2019).

É possível observar que as tensões dos barramentos e a potência na linha de transmissão tem comportamento semelhante no momento da falta, como se esperava, pois o

efeito da variação da tensão nos barramentos se reflete diretamente na potência transmitida.

No gráfico das tensões nos barramentos, observa-se que no momento da falta, todas as tensões se reduzem devido ao aumento da corrente. É possível perceber que as tensões nos barramentos da Área 1 se reduzem e encontram uma nova condição de estabilidade, com valores de tensões constantes, pois nesta área, como explicado no comportamento das tensões terminais das máquinas, no balanço de energia entre as potências reativas e ativas, existe maior quantidade de energia ativa. Já os barramentos da Área 2 continuam decrescendo até o sistema perder a estabilidade em 4,45 segundos, pois nesta área, há predominância de energia reativa. No barramento 8, onde a falta ocorre, a redução da tensão é mais severa, apresentando o valor nulo de tensão.

O comportamento do sistema sem conexão do UPFC foi observado e para a falta com duração de 0,4 segundos, a estabilidade do sistema foi perdida. Portanto, apenas o sistema de excitação das máquinas não é capaz de manter a estabilidade nestas condições.

5.1.2 Falta trifásica no sistema com UPFC

Após observar que o sistema não consegue manter a estabilidade para as condições de falta estabelecidas, optou-se por conectar um UPFC na linha de transmissão entre o barramento 8 e 9 como mostrado na Figura 26.

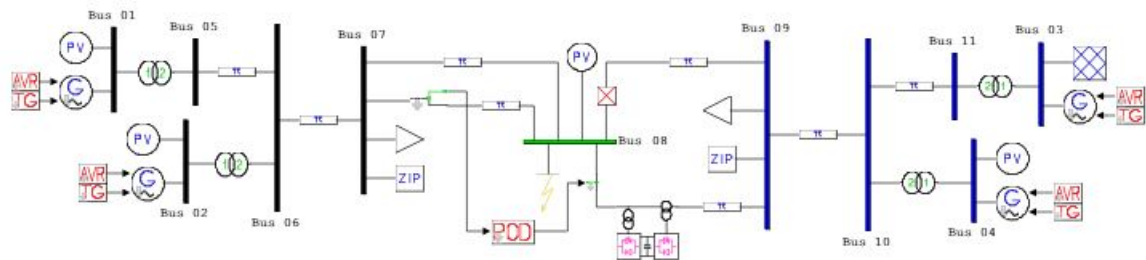


Figura 26 – Diagrama unifilar do sistema com UPFC simulado utilizando a ferramenta PSAT (Autora, 2019).

Com a conexão do UPFC espera-se que o sistema mantenha a estabilidade, se reestabelecendo após um tempo. Para as simulações com o equipamento, foram consideradas duas situações: compensação em série da linha de transmissão de 10% e 75%. Para essas duas condições de compensação, a simulação se dá com um tempo de pré-falta de 1 segundo, com a duração da falta sendo de 1,3 segundos (sendo esse o tempo crítico de abertura dos disjuntores) e tempo de 20 segundos até que todas as variáveis do sistema se estabilizassem. A partir da simulação, foram observados os ângulos das máquinas, seus desvios de velocidade, tensões terminais, tensões nos barramentos e a potência da linha de transmissão.

5.1.2.1 Compensação de 10% da linha de transmissão

Na Figura 27 estão apresentados os valores de potência reativa do sistema depois de inserido o UPFC entre as barras 8 e 9. No momento da falta, há aumento de corrente no sistema, gerando aumento do campo magnético e da potência reativa. Para que os campos magnéticos e elétricos permaneçam em equilíbrio e o sistema não perca a estabilidade, o UPFC utiliza sua compensação com capacitores em série para injetar potência ativa no sistema, que pode ser percebido no gráfico 27 como a redução dos níveis de potência reativa durante a falta. Depois da falta, no período de 1,4 segundos, os campos elétricos do sistema possuem maior armazenamento de energia, causando elevação de tensão nos terminais. O UPFC também possui a função de controlar os níveis de tensão e utiliza a compensação com reatores em derivação para adicionar potência reativa e reduzir os níveis de tensão nos barramentos. Até o momento em que o sistema volta a operar com todas as variáveis nos níveis programados e de maneira estável, é realizada a injeção de potência ativa ou reativa no sistema.

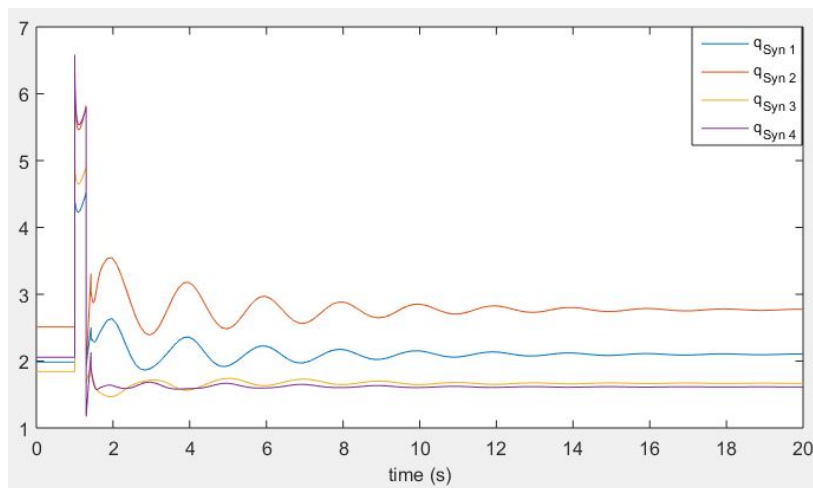


Figura 27 – Gráfico da potência reativa das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

A potência elétrica da linha, 28, apresenta valores pré-falta maiores do que no sistema sem adição do UPFC. Isso ocorre pela adição da compensação com capacitores em série, que aumenta a potência elétrica reduzindo a reatância indutiva da linha de transmissão. Após a inserção do UPFC, a potência elétrica da linha aumentou em 5%, mudando de 700MW para 735MW nas máquinas 1,2 e 4, e de 719MW para 754MW na máquina 3. E seguiu mantendo um comportamento parecido com as tensões dos barramentos. No momento da falta, é possível perceber a redução de potência ativa devido ao aumento de potência reativa no sistema. Durante a falta, o UPFC utiliza sua compensação com capacitores em série para que a estabilidade do sistema permaneça. No momento pós-falta, a potência ativa da linha está acima dos níveis iniciais, causando elevação de tensão nos terminais. Para que os níveis de tensão permaneçam adequados, o UPFC injeta potência reativa no sistema, que pode ser percebido no gráfico pela redução da potência ativa pós-falta. Até que o sistema opere com os níveis programados e de maneira estável, o equipamento fornece potência ativa ou reativa.

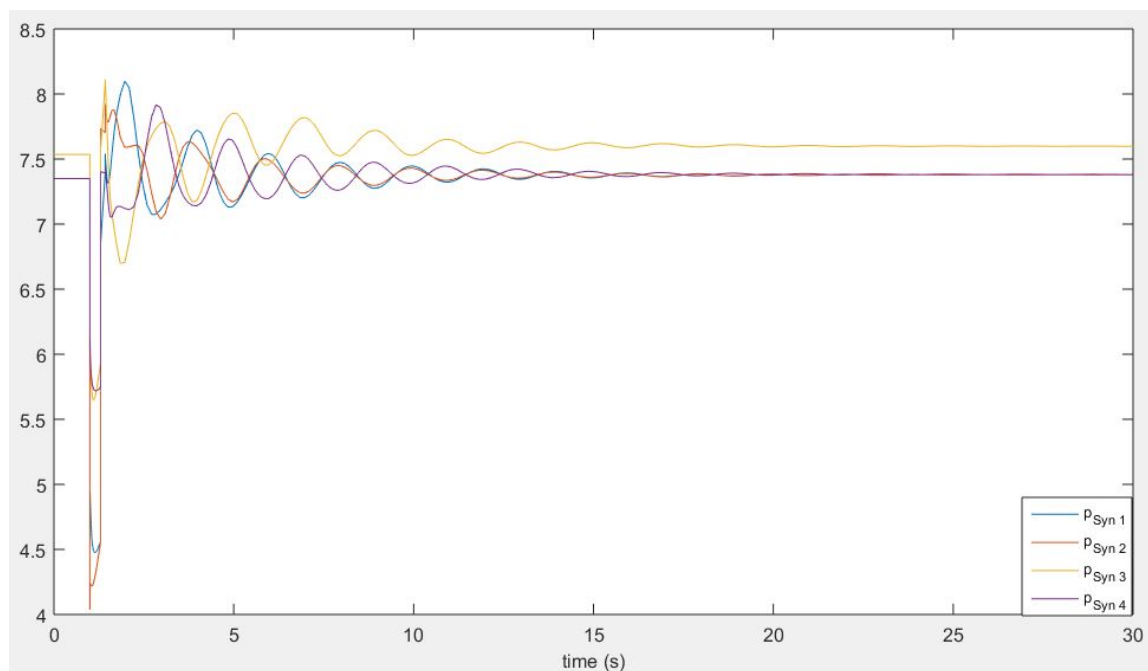


Figura 28 – Gráfico da potência na linha de transmissão do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O novo gráfico do ângulo das máquinas do sistema, ilustrado na Figura 29, demonstra os comportamentos após conectar o UPFC entre as barras 8 e 9 do sistema. Antes da falta, percebe-se um aumento dos valores dos ângulos em relação ao observado no sistema sem utilização do equipamento, devido ao fato do aumento da potência ativa no sistema, como apresentado na Figura 28. Durante a falta, no tempo 1,97 segundos, com adição de potência ativa, os ângulos das máquinas atingem seus valores máximos, e após a falta, com a injeção de potência reativa para regular os níveis de tensão, reduzem seu valor oscilando durante 20 segundos de simulação e depois permanecem constantes acima de seus valores base, em respectivamente 0,67 p.u., 0,48 p.u. e -0,2 p.u. Após a tensão permanecer constante, o sistema volta para o estado de estabilidade e portanto, não perde o seu sincronismo.

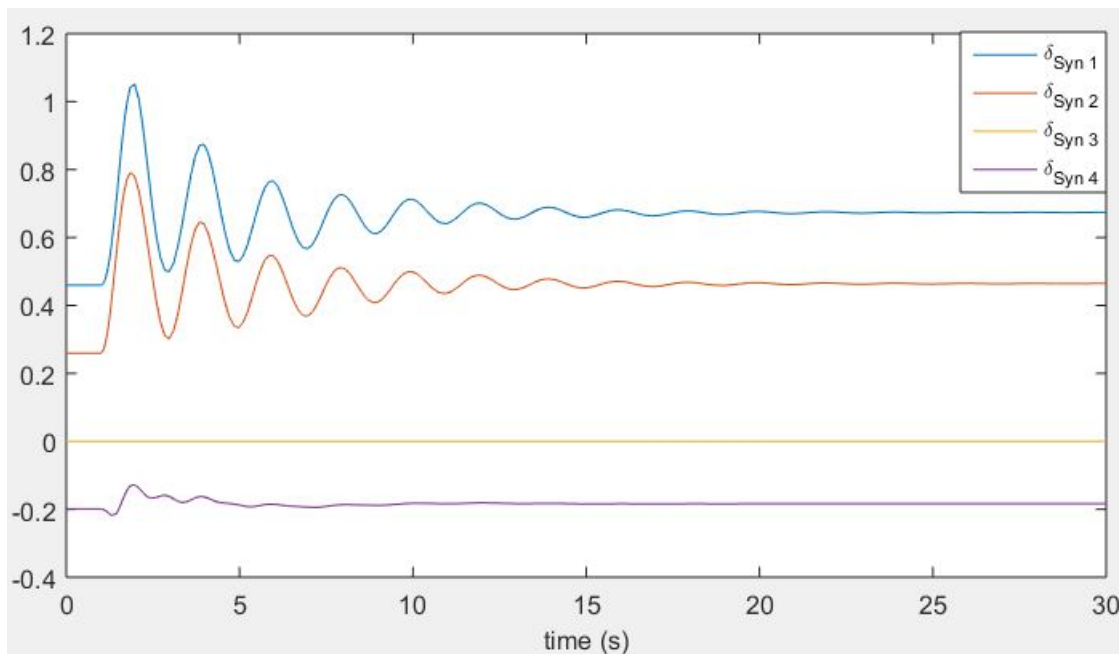


Figura 29 – Gráfico dos ângulos das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O desvio de velocidade das máquinas também sofreu mudanças se comparado ao sistema sem UPFC. No gráfico da Figura 30 observa-se este comportamento. Antes da falta, as máquinas operam em sincronismo com velocidade de 1 p.u. Os desvios de velocidade estão diretamente relacionados aos ângulos de carga dos geradores. No momento da falta, com o aumento da potência reativa, os ângulos de carga das máquinas 1 e 2 aumentam mais do que das outras máquinas, logo, apresentam aumento sincronizado acentuado em seu desvio de velocidade no momento da falta, e posteriormente começam a oscilar, devido a variação de potência ativa e reativa na rede. Passados 17 segundos de simulação, o sistema conseguiu manter a estabilidade com novo ponto de funcionamento um pouco abaixo do seu valor base de 1 pu.

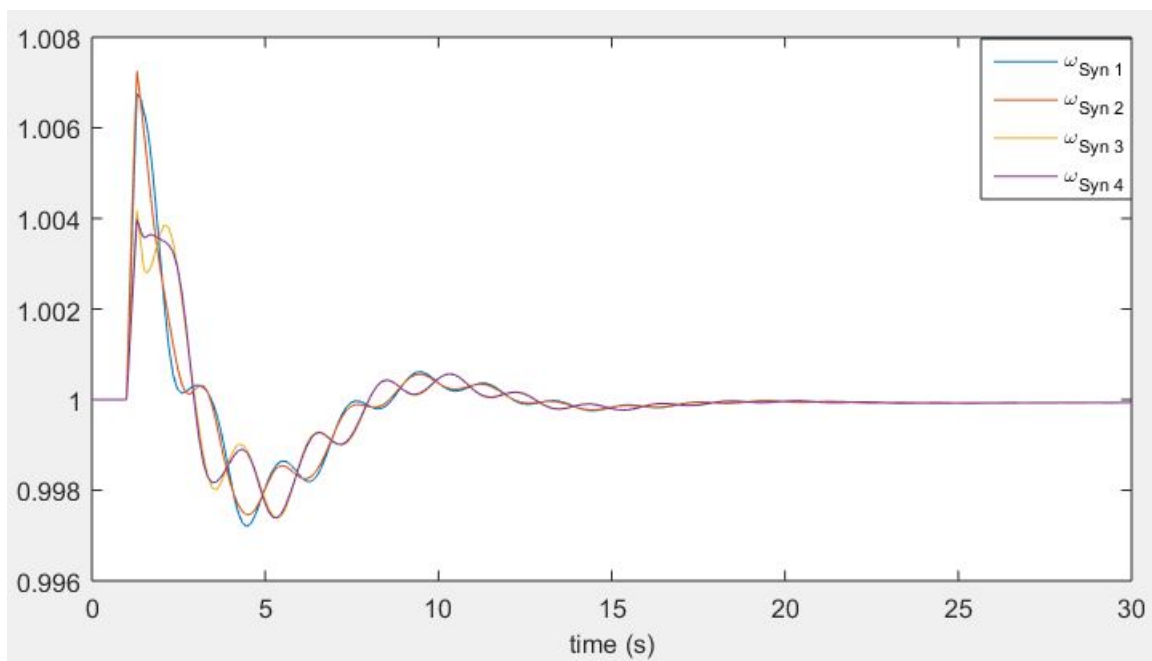


Figura 30 – Gráfico dos desvios de velocidades das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

As tensões terminais das máquinas são ilustradas no gráfico da Figura 31. Observa-se um afundamento de tensão devido ao aumento da corrente semelhante entre as máquinas. Sendo notado maior afundamento de tensão nas máquinas 4 e 2, devido aos maiores níveis de potência reativa, percebidos no gráfico 27 do que nas máquinas 1 e 3. No período pós falta, há a elevação de tensão nos terminais, mas o ajuste de potência ativa e reativa na linha realizado pelo UPFC promove a estabilidade das tensões no valores base após 12 segundos de simulação.

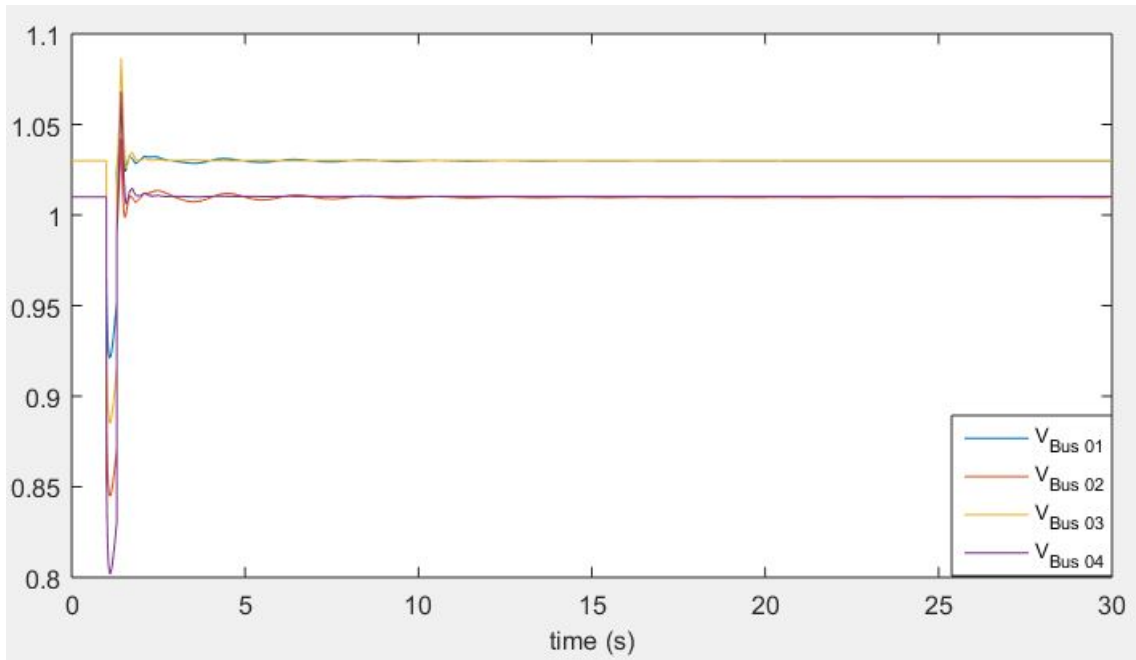


Figura 31 – Gráfico das tensões terminais das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O comportamento das tensões nos barramentos do sistema funcionando com UPFC conectado entre o barramento 8 e 9 é ilustrado na Figura 32.

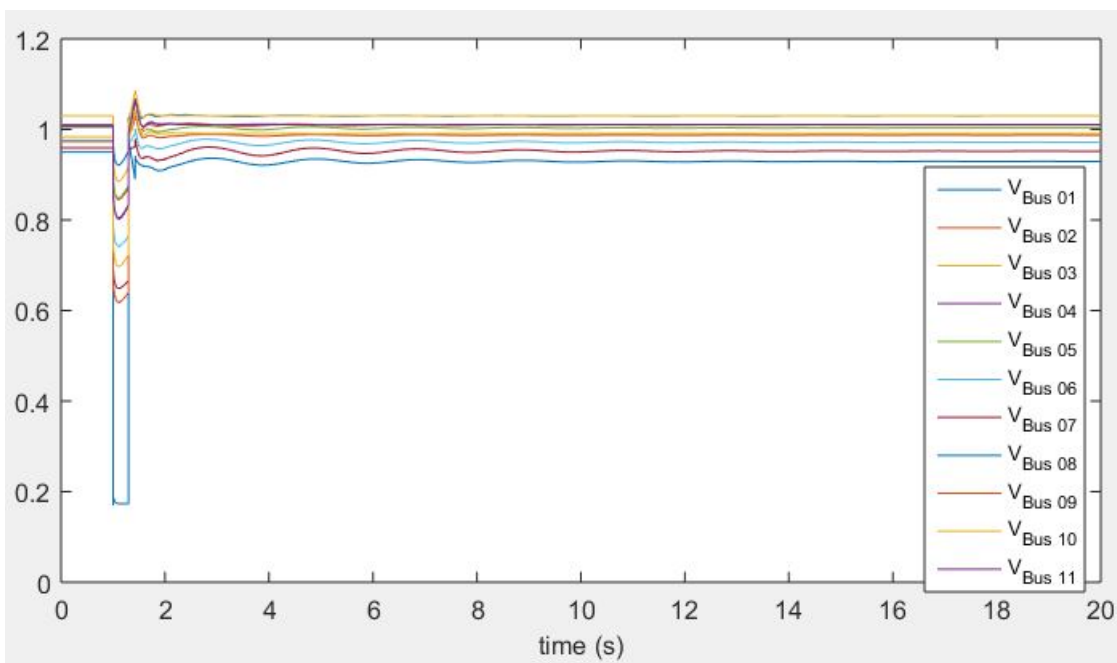


Figura 32 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

Como esperado, no momento da falta as tensões terminais nas barras reduzem de acordo com seus níveis de potência reativa, por causa do aumento da corrente e da potência reativa devido à falta. Diferentemente do que ocorreu na simulação sem a utilização do UPFC, as tensões terminais se estabilizam depois de 3 segundos de eliminação da falta. É possível perceber também que a tensão no local da falta, no barramento 8, não atinge valor nulo.

5.1.2.2 Compensação de 75% da linha de transmissão

Depois de aumentada a compensação do UPFC com capacitores em série na linha para 75%, o gráfico das potências reativas das máquinas pode ser obtido Figura 33, onde os valores iniciais de potência reativa em relação à compensação de 10% são menores, por causa da redução da reatância indutiva.

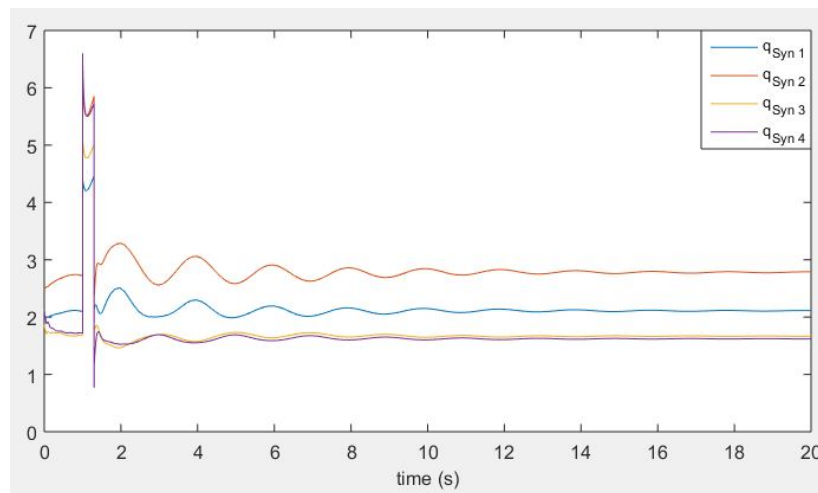


Figura 33 – Gráfico da potência reativa das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

Sob novas condições de funcionamento, com maior compensação série, a redução da reatância indutiva é maior, logo, a potência elétrica da linha antes da falta aumenta de 735MW e 754MW com compensação série de 10% para 742MW E 770MW com compensação série de 75%. No momento da falta, com o excesso de potência reativa, há a redução de potência ativa das máquinas. Essa redução é maior nas máquinas 2 e 1 por apresentarem maior quantidade de potência reativa.

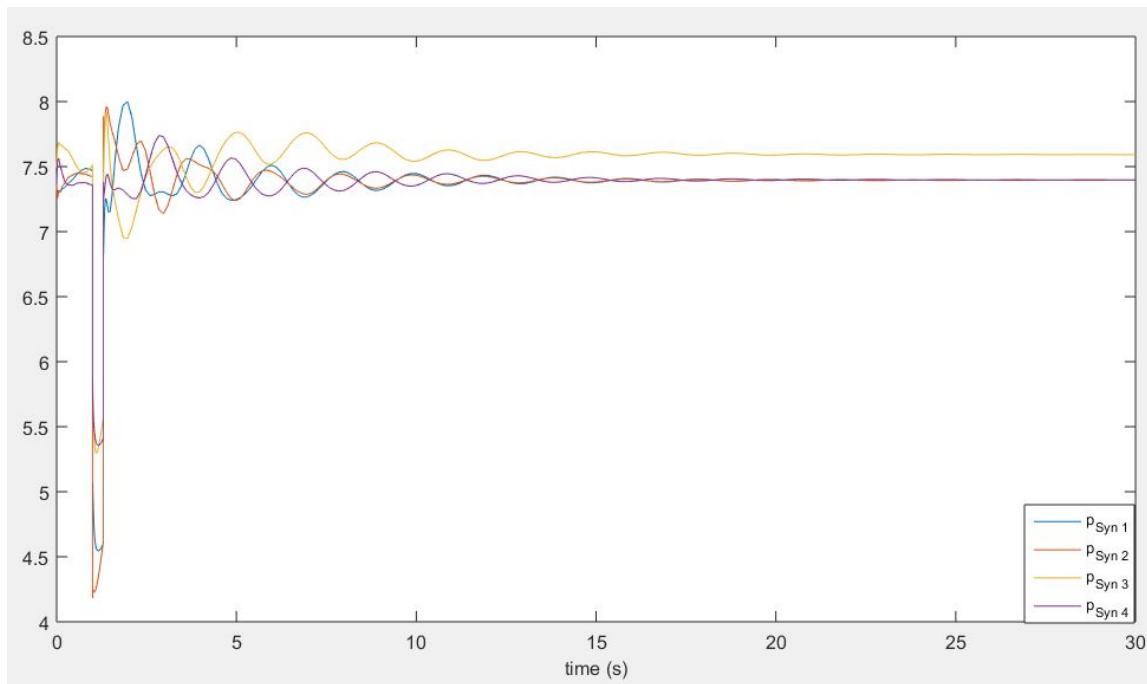


Figura 34 – Gráfico da potência na linha de transmissão do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O gráfico dos ângulos das máquinas do sistema em nova condição de compensação ilustrado na Figura 35, demonstra os comportamentos após conectar o UPFC entre as barras 8 e 9 do sistema. Antes da falta, os ângulos apresentam aumento por causa do aumento da compensação série, que reduziu as reatâncias indutivas da linha. No momento da falta, percebe-se aumento dos ângulos nas máquinas 1 e 2, pois estas apresentam maiores níveis de potência reativa. Após a falta, é possível observar no gráfico que os valores dos ângulos oscilam e decrescem devido ao ajuste do sistema com a injeção de potência ativa ou reativa. Atendida a estabilidade do sistema, observa-se que os valores de ângulos após a falta são inferiores ao momento pré-falta, reduzindo o ângulo de carga das máquinas, logo, a potência reativa no sistema e aumentando a potência ativa.

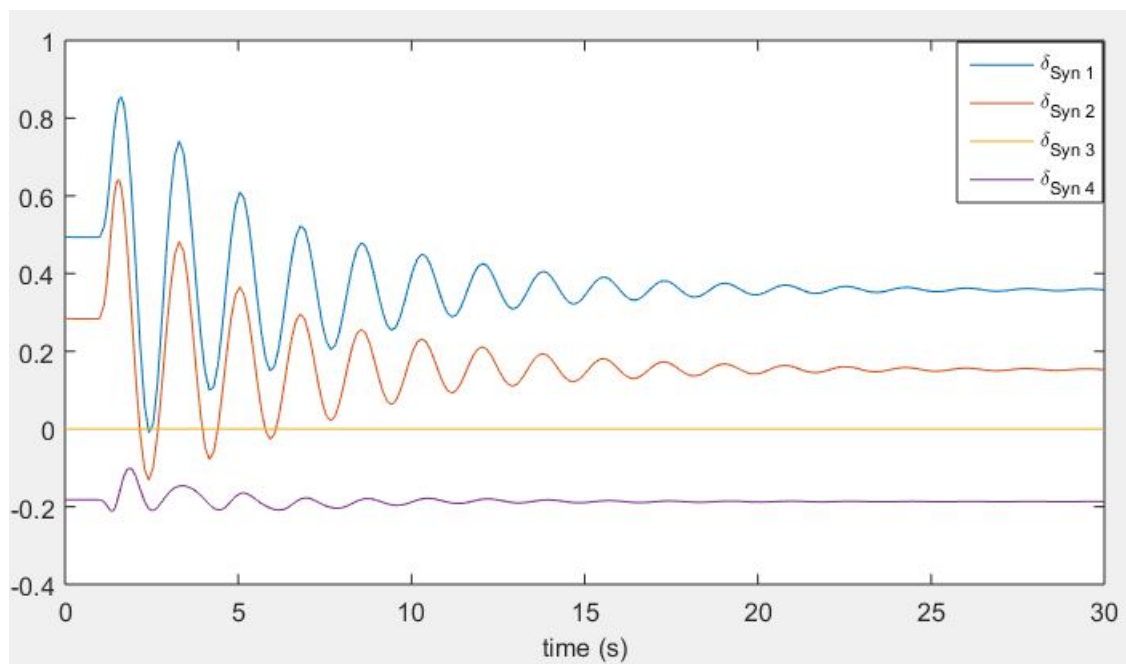


Figura 35 – Gráfico dos ângulos das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O desvio de velocidade das máquinas também sofreu mudanças se comparado ao sistema com 10% de compensação. No gráfico da Figura 36 observa-se este comportamento. As máquinas 3 e 4 tiveram um aumento em seu desvio de velocidade no momento da falta, pois seus ângulos de carga aumentaram. As máquinas 1 e 2 não apresentaram aumento da velocidade pois os ângulos de carga iniciais foram reduzidos. Esses valores mostram uma redução na diferença entre as velocidades das máquinas. Igualmente na simulação apresentada na Figura 30, passados 25 segundos de simulação, o sistema conseguiu manter a estabilidade com novo ponto de funcionamento um pouco abaixo do seu valor base de 1 pu.

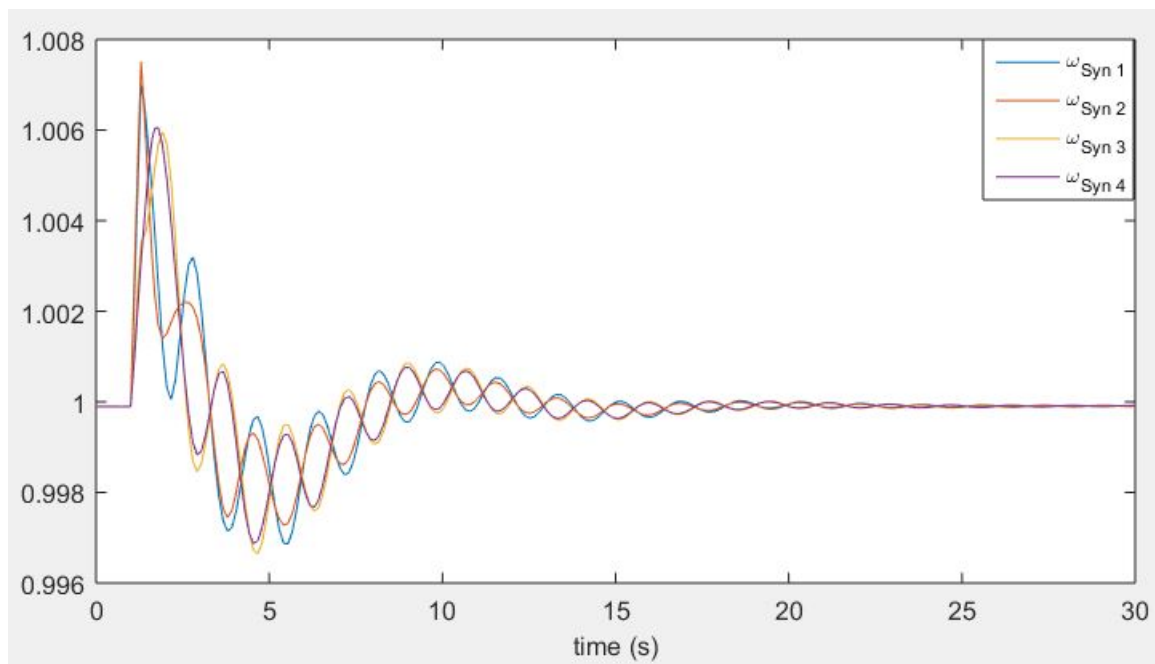


Figura 36 – Gráfico dos desvios de velocidades das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

As tensões terminais das máquinas são ilustradas no gráfico da Figura 37. No período antes da falta, as tensões permanecem constantes em seus valores base. No momento da falta, observa-se uma queda ainda maior na máquina 1 por causa da predominância da potência reativa depois do balanço de energia com a potência ativa. No período pós falta, os valores oscilam devido ao ajuste de potência reativa e ativa promovido pelo UPFC.

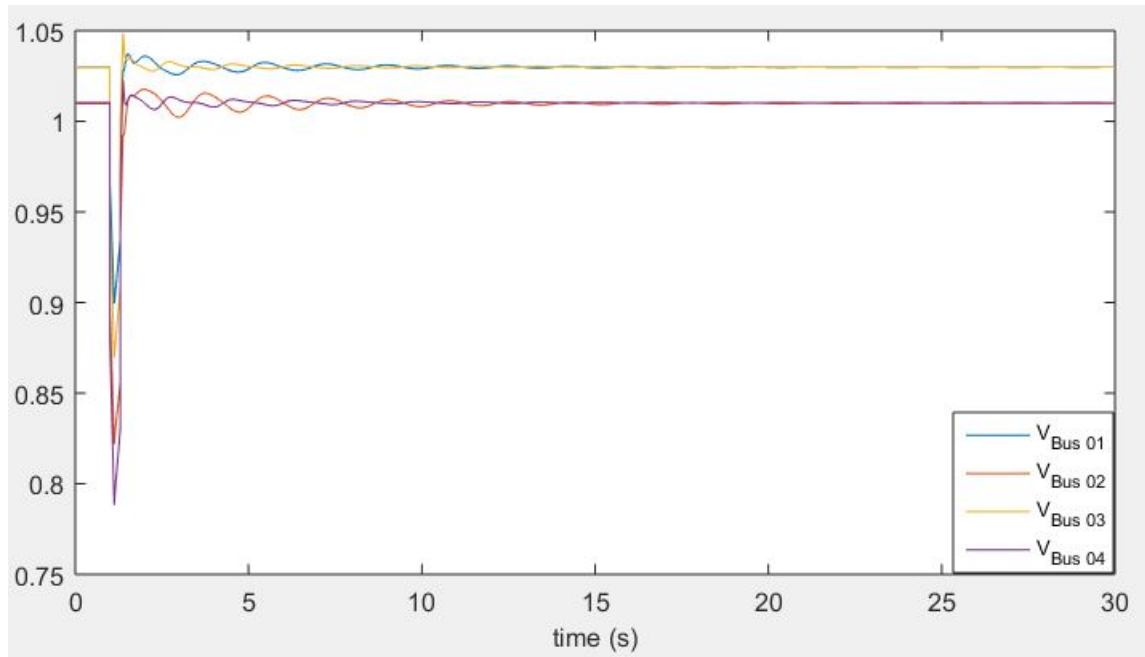


Figura 37 – Gráfico das tensões terminais das máquinas do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O comportamento das tensões nos barramentos do sistema funcionando com UPFC conectado entre o barramento 8 e 9 é ilustrado na Figura 38.

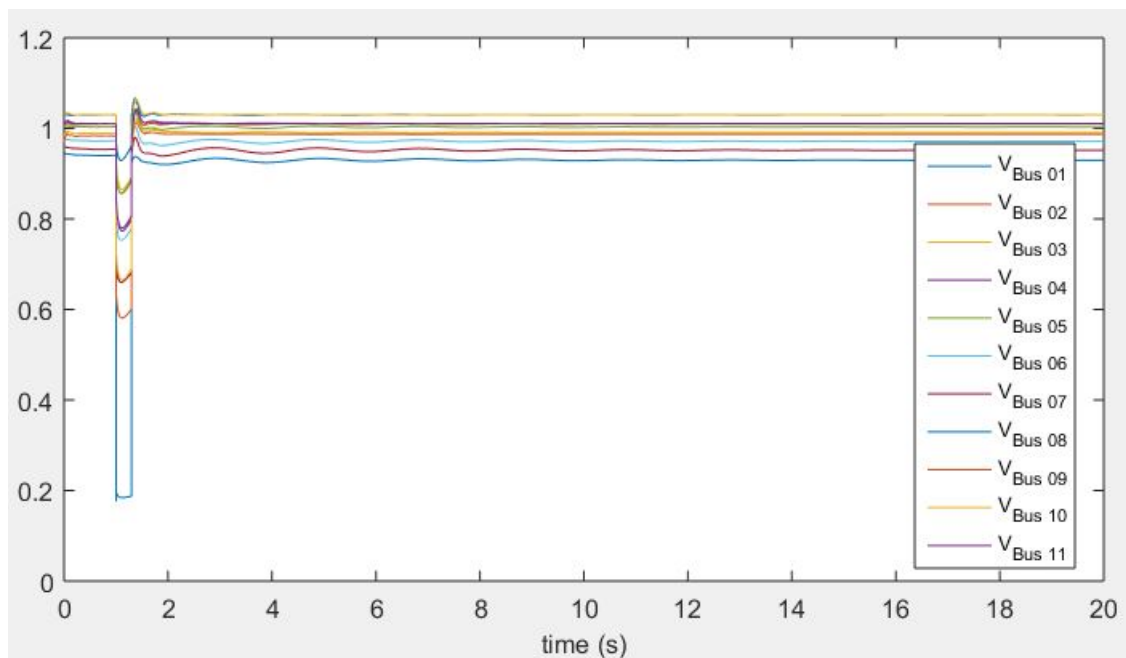


Figura 38 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

Em relação à simulação realizada na Figura 32, as tensões nos barramentos apresentaram comportamentos semelhantes, diferindo-se apenas nos valores máximos pós-falta.

5.1.3 Falta trifásica em nova condição de carga sem o UPFC

Afim de analisar o comportamento do sistema quando este opera em uma nova condição de carga com a ocorrência de uma falta, foram inseridos 20MW na barra 9 do sistema. O diagrama unifilar utilizado para a simulação é o mesmo da Figura 19.

Para essa nova condição, o tempo crítico de abertura dos disjuntores para que o sistema continuasse estável sem a utilização do UPFC reduziu, alterando de 0,3 segundos para 0,001 segundos. Os gráficos obtidos possuem comportamento semelhante aos obtidos com o sistema operando em condições nominais. Portanto, serão apresentados apenas os gráficos do sistema com a utilização do UPFC e em duas condições de compensação: 10% e 75% da linha de transmissão.

5.1.4 Falta trifásica em nova condição de carga com o UPFC

5.1.4.1 Compensação de 10% da linha de transmissão

A simulação do novo sistema de carga apresentou o mesmo tempo crítico de abertura dos disjuntores obtido nas simulações com o antigo regime de carga, 1,3 segundos.

O gráfico obtido na Figura 39 apresenta os valores de potência reativa para a nova condição de carga. É possível perceber que a demanda de potência reativa aumentou em relação às outras condições analisadas, visto que os campos elétricos do sistema armazenaram mais energia devido a inserção da nova carga, sendo necessário maior injeção de potência reativa pela compensação com reatores em derivação do UPFC. Analogamente aos outros casos, esse ajuste de potência ativa e reativa foi realizado pelo equipamento até que o sistema operasse em regime estável com os níveis pré-estabelecidos.

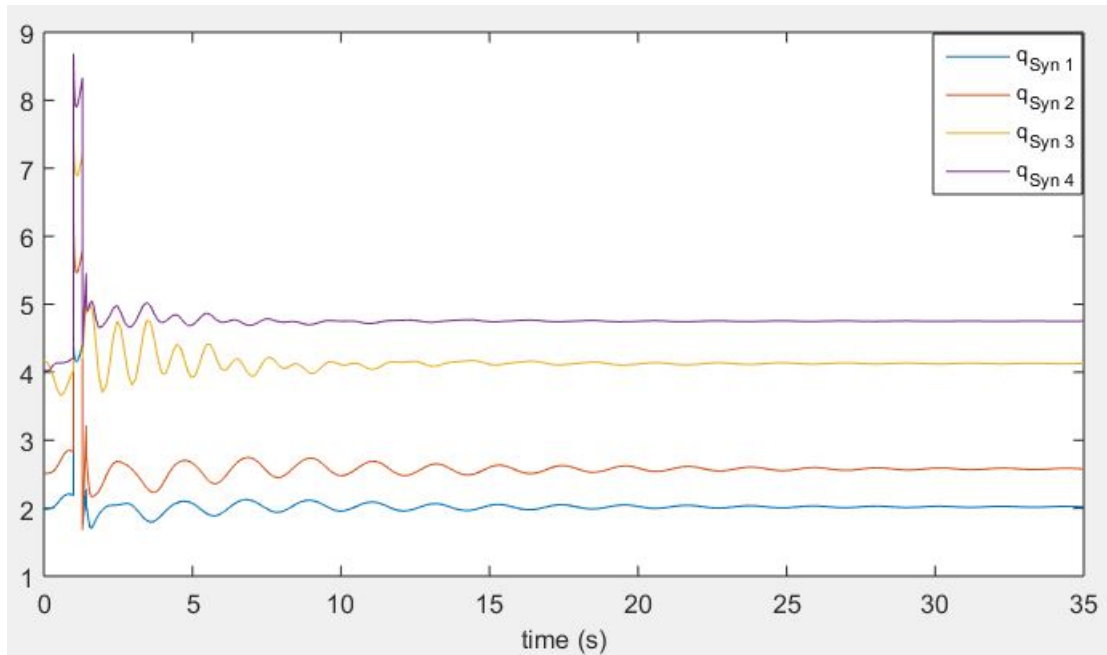


Figura 39 – Gráfico da potência reativa das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

No que se refere às potências elétricas das máquinas, verifica-se no gráfico da Figura 40 que a potência ativa na máquina 3 antes da falta aumentou de 750MW para 1180MW devido a inserção da nova carga na barra 9, que pertence à área da máquina. Assim como nos casos anteriores, as máquinas com maiores níveis de potência reativa apresentam menores níveis de potência ativa.

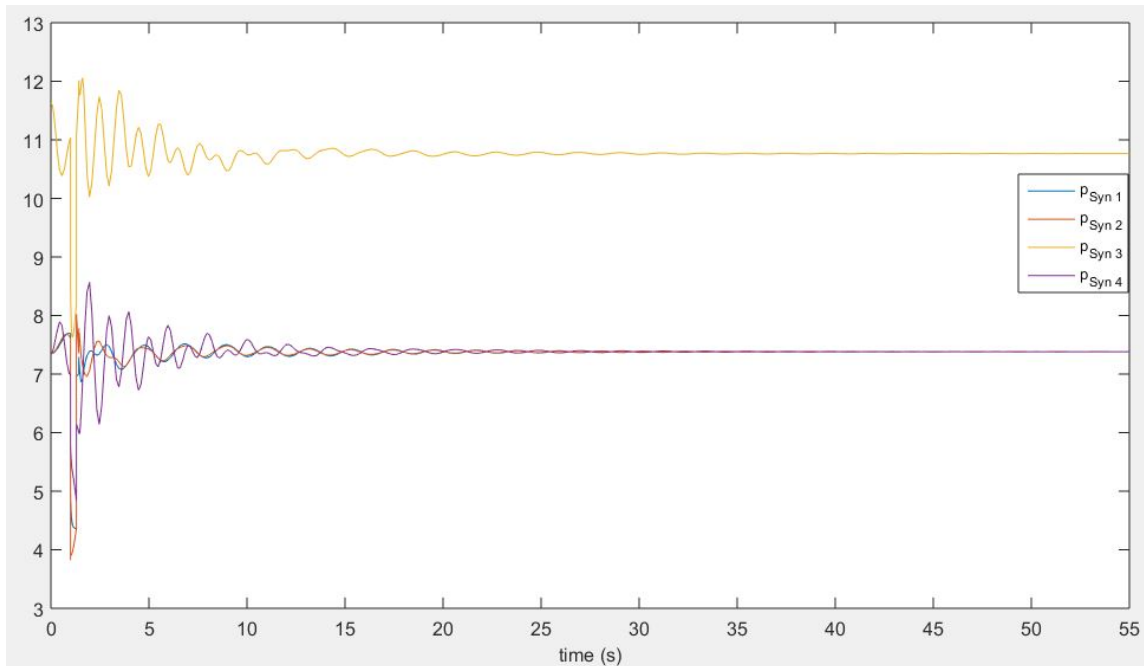


Figura 40 – Gráfico da potência na linha de transmissão do sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O gráfico com os novos ângulos das máquinas será apresentado na Figura 41, onde pode ser observado que as oscilações têm amplitudes menores, por causa da redução dos campos magnéticos, logo, da potência reativa do sistema. Nessa nova condição, o ajuste entre a potência reativa e ativa realizado pelo UPFC para que os ângulos se estabilizassem, foi mais lento.

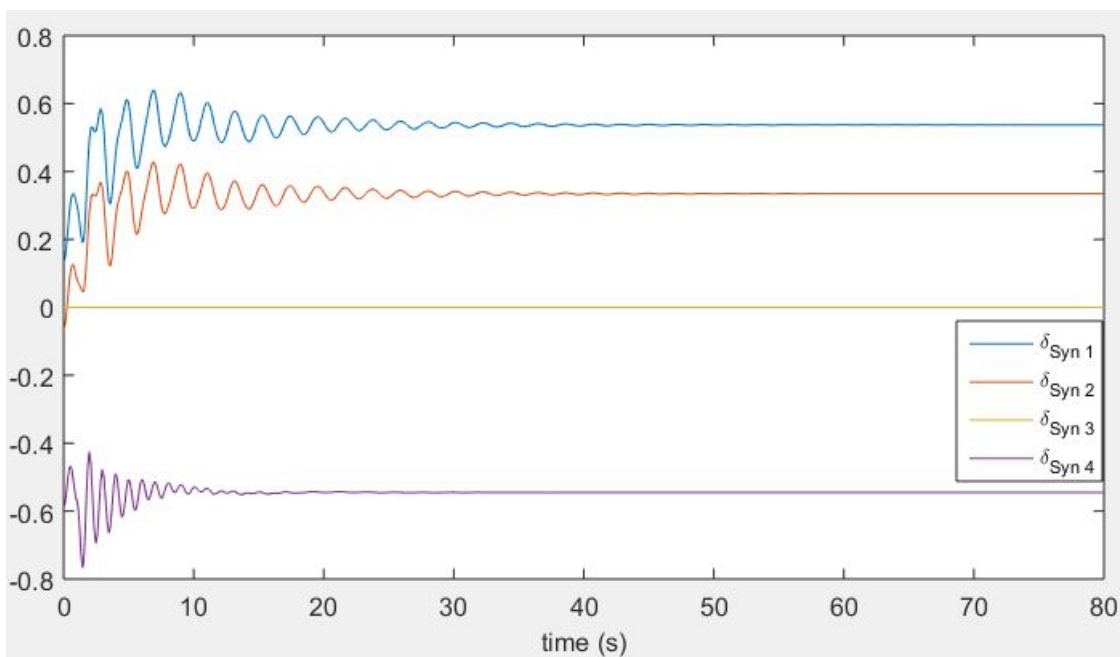


Figura 41 – Gráfico dos ângulos das máquinas no novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O comportamento da velocidade na máquina está diretamente ligado à sua potência reativa. No gráfico dos desvios de velocidade da Figura 42, no momento da falta, onde há o excesso de potência reativa, há o aumento das velocidades nas máquinas. Depois da falta, esses valores diminuem devido à injeção de potência ativa na linha para que a estabilidade do sistema seja retomada. Esse processo ocorre até que a o sistema esteja operando de maneira estável e com os valores definidos previamente.

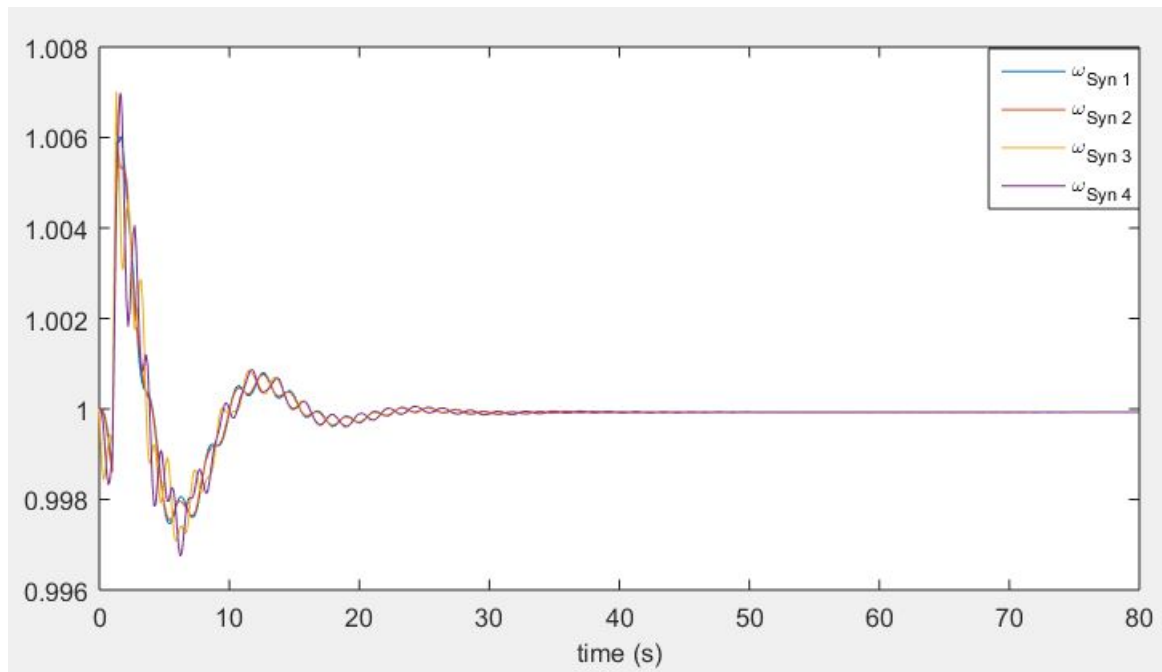


Figura 42 – Gráfico dos desvios de velocidade das máquinas 1 e 2 com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

O comportamento das tensões terminais das máquinas será apresentado na Figura 43. As máquinas 3 e 4, que pertencem à área onde foi inserida a carga, apresentaram maior quantidade de potência reativa, conseqüentemente, maior afundamento das tensões nos terminais.

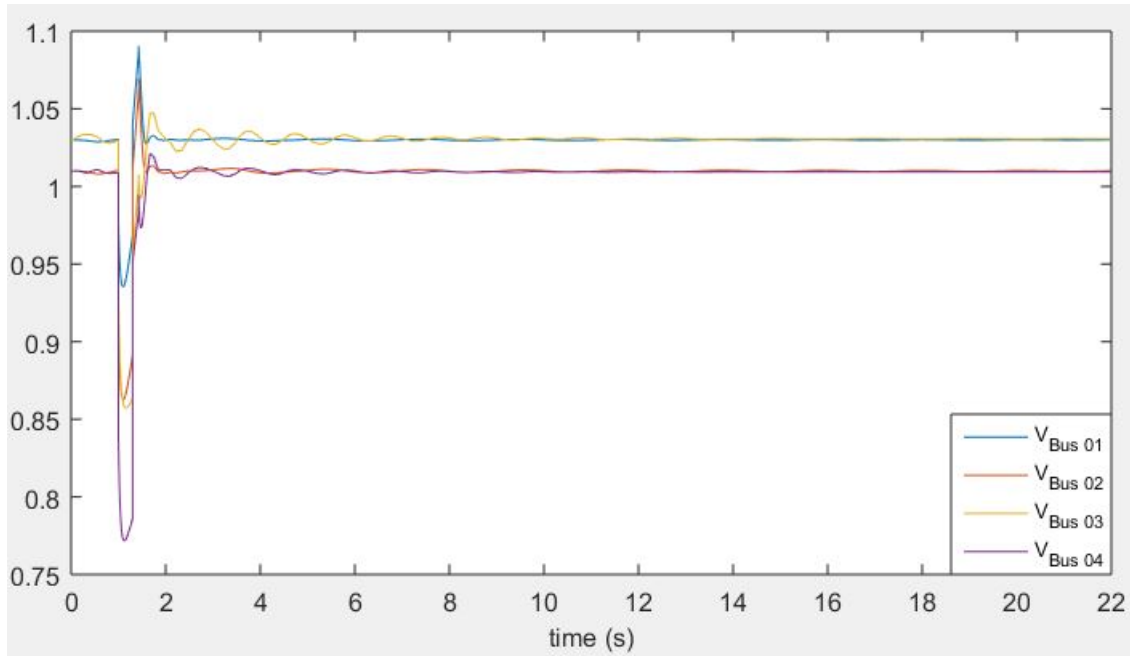


Figura 43 – Gráfico das tensões nos terminais das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

As tensões nos barramentos sob nova condição de carga serão apresentados nos gráficos das Figuras 44.

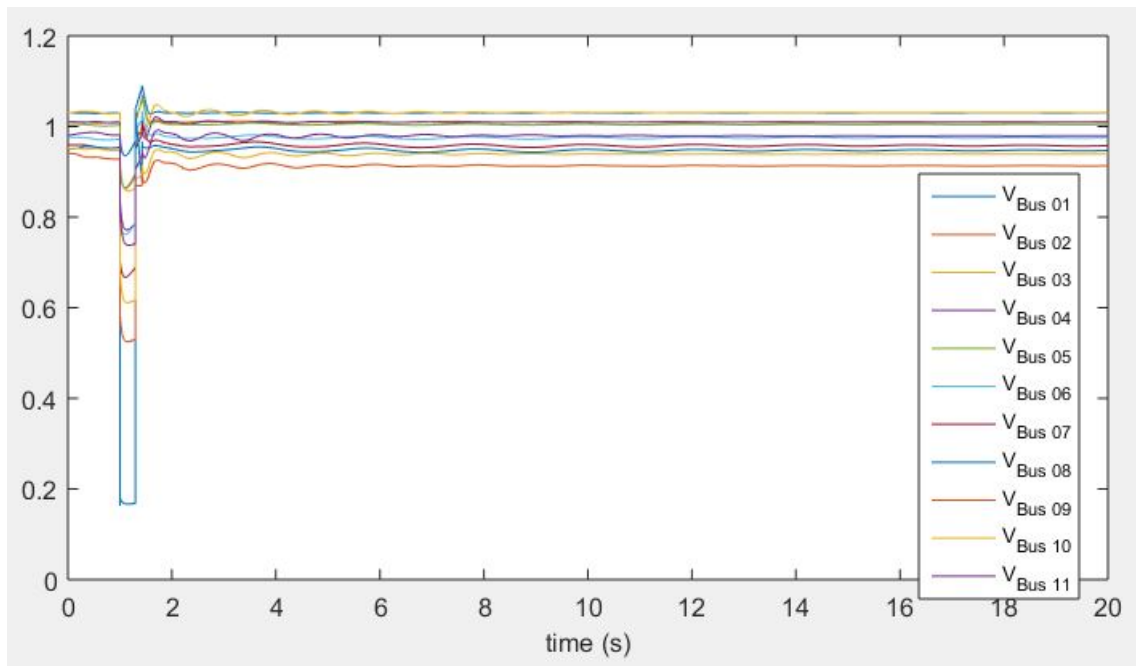


Figura 44 – Gráfico das tensões nos barramentos do novo sistema com UPFC com compensação série de 10% da linha de transmissão (Autora, 2019).

Em relação ao gráfico da Figura 32, observou-se maior afundamento das tensões nos barramentos da Área 2, devido à localização da nova carga. O afundamento da tensão no barramento 8, onde ocorre a falta, permaneceu o mesmo. Depois de 14 segundos de simulação, o sistema voltou a operar em condições estáveis.

5.1.4.2 Compensação de 75% da linha de transmissão

Com o aumento da compensação com capacitores em série na linha, os ângulos de carga dos geradores foram reduzidos, logo, as potências reativas do sistema também foram reduzidas. As potências reativas no novo sistema serão apresentadas na Figura 45.

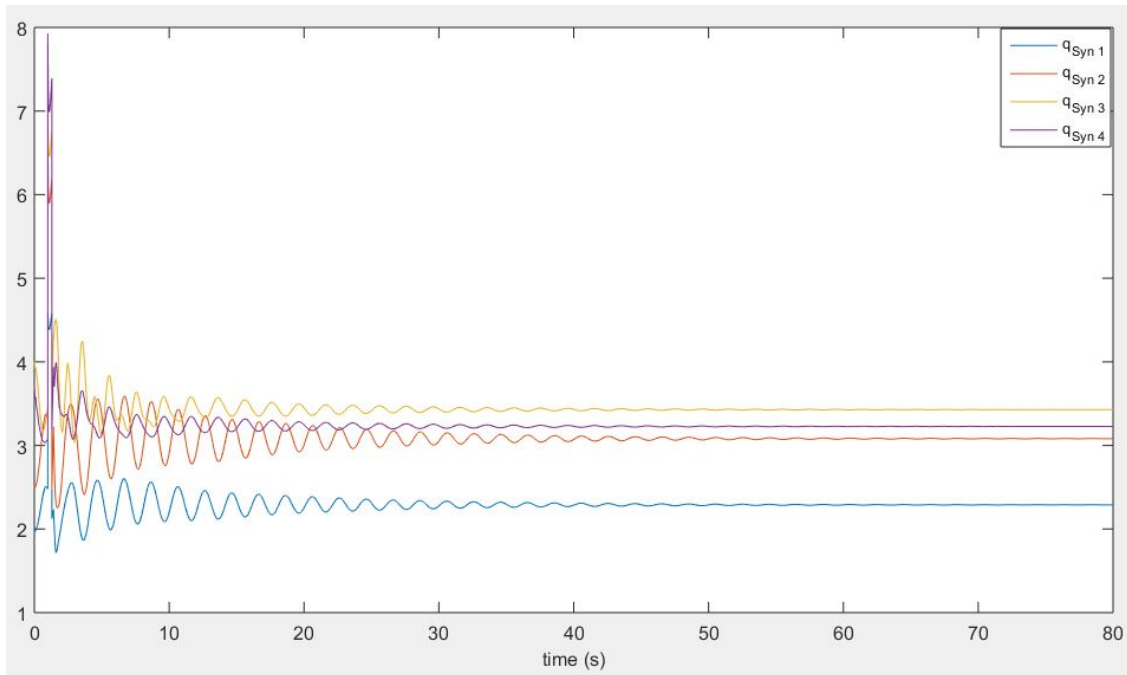


Figura 45 – Gráfico da potência reativa das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

A nova condição de compensação provocou aumento da potência elétrica da linha pós-falta, passando de 738 MW no regime com 10% de compensação para 764MW no regime com 75% da compensação. Por outro lado, o novo sistema demorou mais para operar em condição estável, cerca de 65 segundos de simulação.

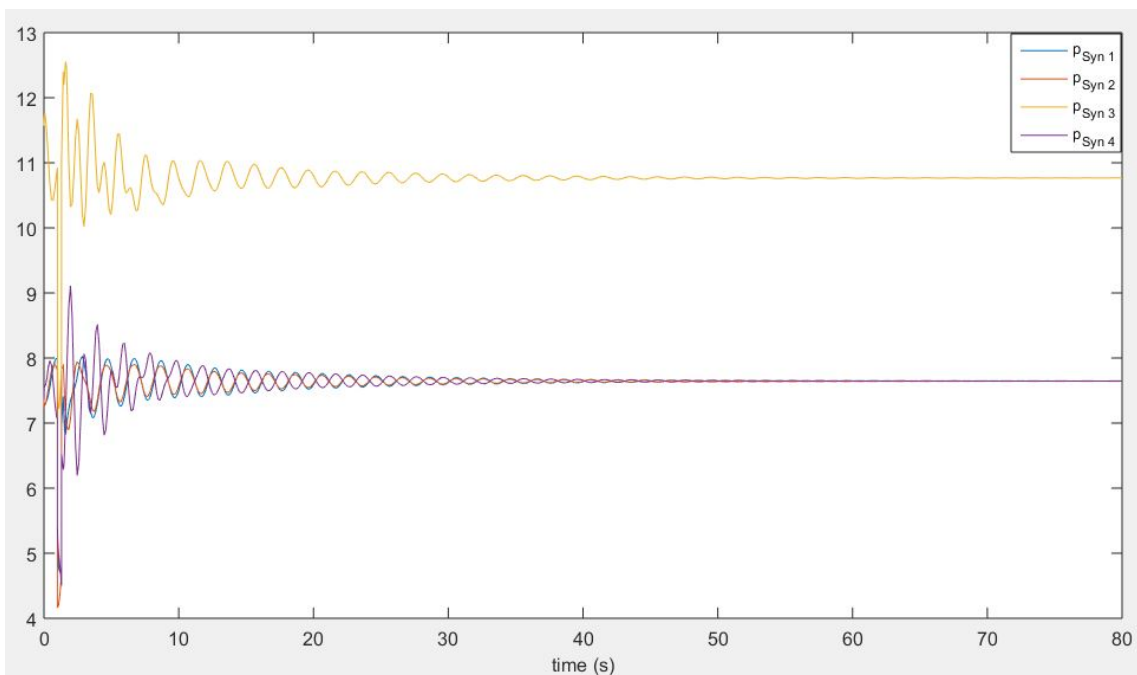


Figura 46 – Gráfico da potência elétrica da linha no sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

Os novos ângulos das máquinas do sistema serão apresentados no gráfico da Figura 47, onde pode-se observar que a amplitude dos ângulos das máquinas são ainda menores do que os apresentados na Figura 41, devido ao aumento da compensação com capacitores em série, que reduz a reatância indutiva da linha, reduzindo a potência reativa. Porém, o sistema sob nova condição de carga e de compensação demora mais tempo para operar em regime estável, levando cerca de 75 segundos.

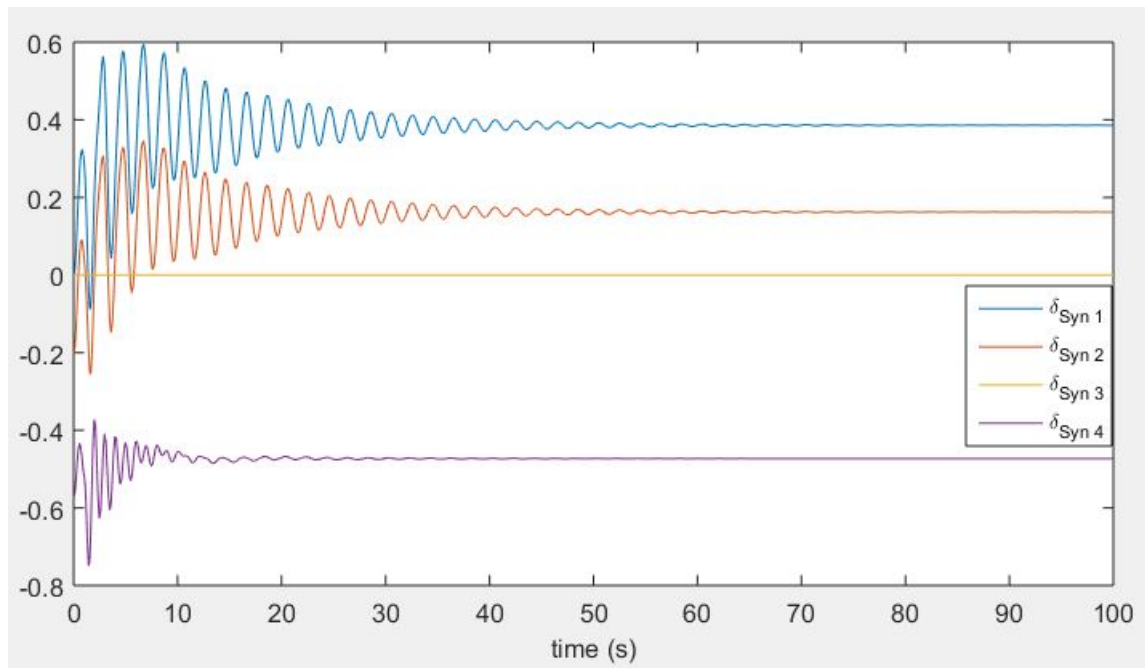


Figura 47 – Gráfico dos ângulos das máquinas do novo sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

Os desvios das velocidades das máquinas serão apresentados na Figura 48, onde percebe-se o aumento da velocidade durante a falta, por causa do aumento do ângulo de carga devido ao excesso de reativo, e depois a redução da velocidade durante a falta, por causa da injeção de potência ativa realizada pelo UPFC para reestabelecer a estabilidade do sistema.

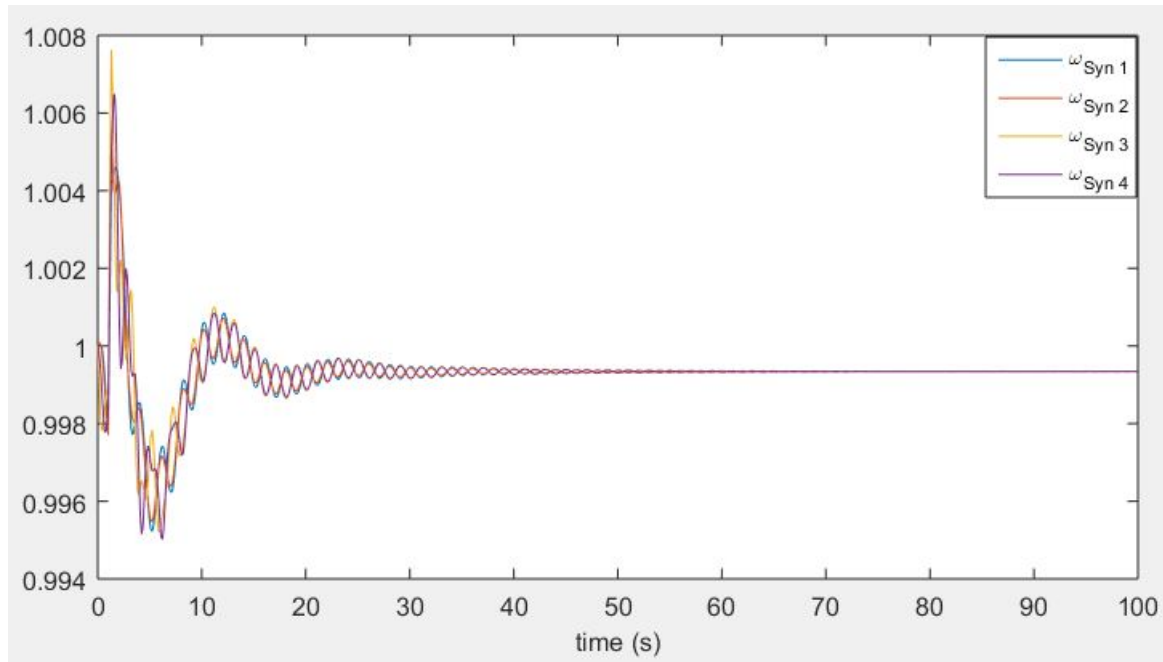


Figura 48 – Gráfico dos desvios de velocidade das máquinas 1 e 2 do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

As tensões terminais nas máquinas serão apresentadas no gráfico da Figura 49, quais estão diretamente relacionados à quantidade de potência reativa nas máquinas. A máquina 4, que apresenta maior potência reativa no gráfico 45, possui o maior afundamento de tensão. Após o ajuste entre potência ativa e reativa realizado pelo UPFC, o sistema retoma a estabilidade e opera com os valores definidos previamente.

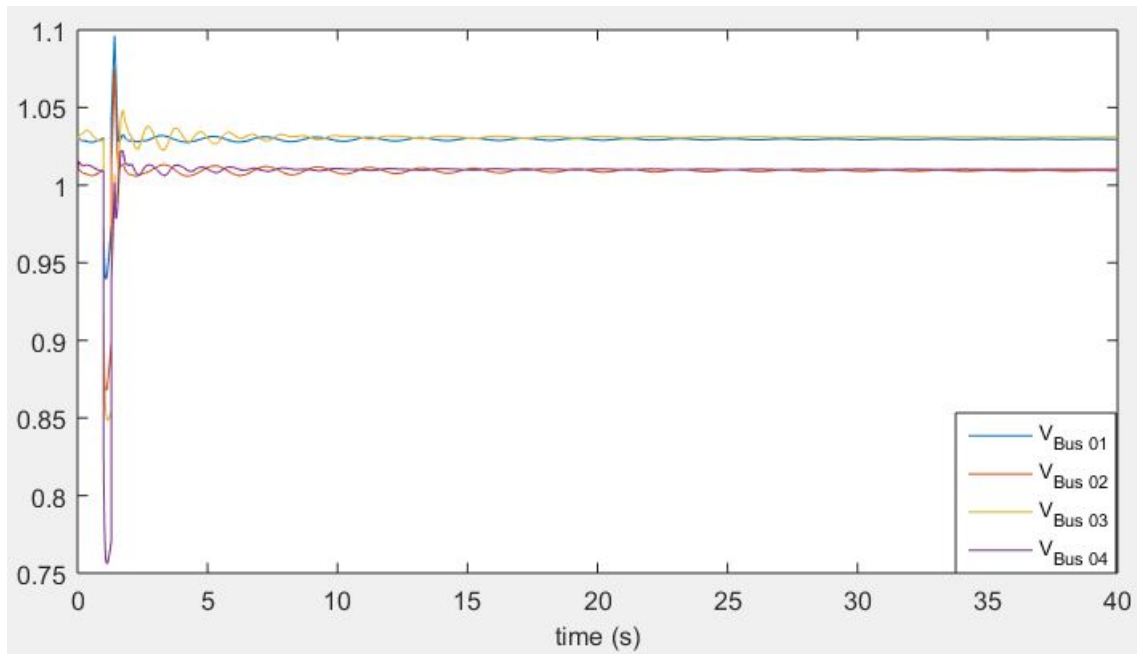


Figura 49 – Gráfico das tensões nos terminais das máquinas 1 e 2 com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

As tensões nos barramentos do sistema serão apresentadas no gráfico da Figura 50, as tensões apresentaram comportamento semelhante às tensões apresentadas no gráfico da Figura 43, diferindo-se apenas no tempo de simulação que o sistema precisou para voltar ao regime de estabilidade, sendo esse de 40 segundos.

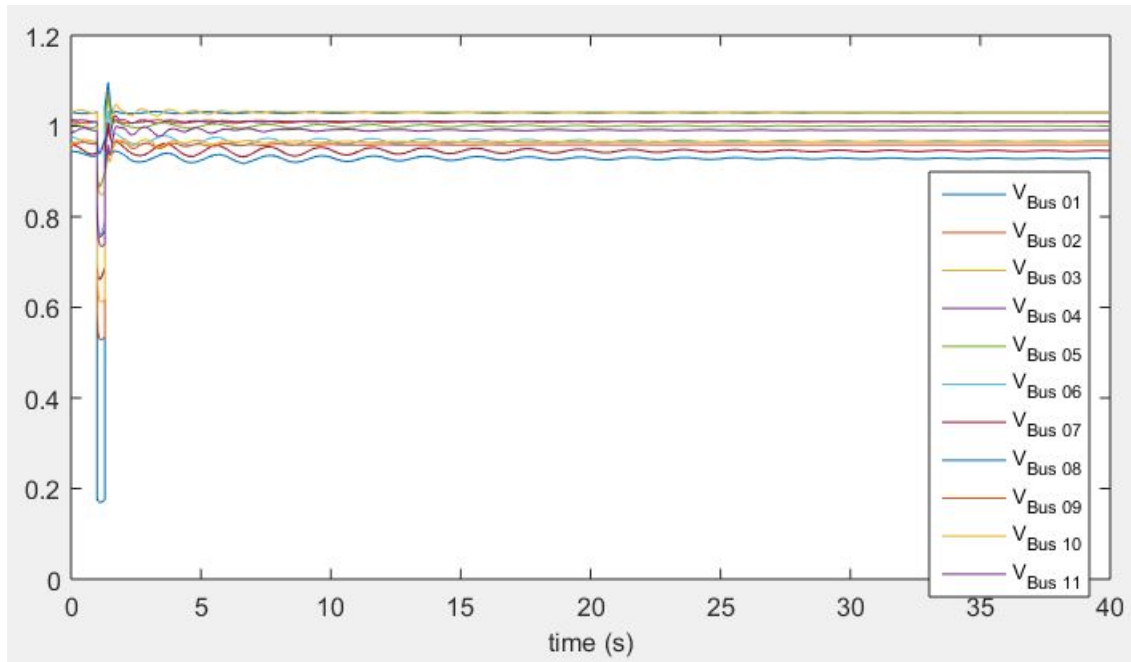


Figura 50 – Gráfico das tensões nos barramentos do sistema com UPFC com compensação série de 75% da linha de transmissão (Autora, 2019).

5.1.5 Análise dos tempos críticos de abertura

A Tabela 1 demonstra os tempos críticos observados nas simulações feitas.

Tabela 1 – Tempos críticos de abertura (Autora, 2019)

Sistema de carga	Sem UPFC	UPFC-10% comp	UPFC-75% comp
Original	0,3	1,3	1,3
Adição de 20 MW na barra 9	0,001	1,3	1,3

Ao aplicar uma falta trifásica no sistema, observou-se o aumento do t_{ca} ao conectar o UPFC na linha de transmissão entre as barras 8 e 9. O aumento do tempo crítico foi maior para o sistema com a adição de carga na barra 9, pois ao conectar uma nova carga, há maior demanda dos geradores para suprir essa nova carga e logo, reduzindo o tempo crítico de abertura dos disjuntores, aumentando a probabilidade desse sistema para a perda do sincronismo entre as máquinas.

6 Conclusão

Neste trabalho analisou-se a estabilidade transitória utilizando simulações para avaliar o comportamento de um sistema elétrico de potência na presença de grandes perturbações.

Com a realização das simulações utilizando o modelo de multimáquinas de Kundur, foi possível encontrar o tempo crítico de abertura para os diferentes casos de estudo: sistema original sem UPFC, com UPFC com compensações de 10% e 75% da linha de transmissão, sistema com adição de carga na barra 9 sem UPFC e com UPFC com compensações de 10% e 75% da linha de transmissão .

Ao simular o sistema de duas máquinas síncronas proposto, pôde-se observar que o UPFC garantiu o aumento da margem de estabilidade do sistema diante das condições simuladas. Para uma falta trifásica sem o UPFC, o sistema perde sincronismo o ângulo das máquinas divergiam, seus desvios de velocidade e tensões terminais também. Com a sua instalação, entre a barra 8 e 9, o sincronismo é retomado e o tempo crítico de abertura aumenta. Sendo que o maior aumento de tempo crítico de abertura foi obtido para o sistema com maior carga, devido ao aumento da sensibilidade do sincronismo entre os geradores devido à inserção de uma nova carga.

Com os resultados das simulações, foi possível perceber que os dois regimes de compensação série da linha de transmissão, 10% e 75% apresentam o mesmo tempo crítico de abertura das linhas. Porém, quanto maior a compensação série da linha, maior foi o aumento da potência elétrica, sendo um aumento de 5% da potência elétrica da linha de transmissão em relação ao sistema original com compensação série de 10%, e no sistema com adição de carga na barra 9 com compensação série de 75% da linha de transmissão, um aumento de 35% da potência elétrica.

Portanto, conclui-se que o UPFC além de promover o aumento da potência elétrica da linha de transmissão, consegue amortecer as oscilações eletromecânicas causadas por uma perturbação, pois aumenta o tempo crítico de abertura das linhas, conseqüentemente, aumentando a margem de estabilidade transitória do sistema.

Referências

- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. *Resoluções Normativas ANEEL*. [S.l.], 2010. Disponível para download em: <<http://www.aneel.gov.br/resolucoes-normativas>>. Acesso em: 05 abr. 2019. Citado na página 24.
- ANDERSSON, G. e. a. Improving power system dynamics by series-connected facts devices. In: . [S.l.: s.n.], 1997. v. 12, p. 1635–1641 vol.12. Citado 3 vezes nas páginas 9, 52 e 53.
- AYRES, H. M. Aplicação do controlador upfc para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas elétricos de potência. São Paulo, 2005. Citado 4 vezes nas páginas 9, 52, 53 e 54.
- BRETAS, N. G. Estabilidade transitoria em sistemas eletroenergeticos. EESC USP, 2000. Citado 4 vezes nas páginas 37, 38, 39 e 42.
- CARVALHO, J. P. S. Amortecimento de oscilacoes eletromecanicas em sistemas de potencia utilizando equipamentos facts. Universidade de Brasília, 2013. Citado na página 29.
- CHAN, T. F. Synchronous machines. Hong Kong Polytechnic University, 2003. Citado na página 30.
- CHIANG, H. Direct methods for stability analysis of eletric power systems. JohnWiley Sons, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 43.
- DEMELLO F. P.; CONCORDIA, C. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1969. Citado na página 29.
- DOCUMENTATION FOR PSAT VERSION 1.3.4. *Power system analysis toolbox*. [S.l.], 2005. Disponível para download em: <<http://thunderbox.uwaterloo.ca/fmilano/psat-1.3.4.pdf>>. Acesso em: 22 nov. 2019. Citado na página 59.
- FUCHS, R. D. Linhas aereas. Transmissão de Energia Elétrica, 2014. Citado na página 32.
- GRAINGER J.; STEVENSON, W. Power system analysis. Mc Graw-Hill, 1994. Citado na página 37.
- KUNDUR, P. Synchronous machine theory and modeling. In: *Power System Stability and Control*. [S.l.: s.n.], 1993. v. 2, p. 45–49. Citado 8 vezes nas páginas 9, 25, 30, 31, 32, 37, 41 e 57.
- LEMOS, J. R. F. Modelagem de linhas de transmissão para estudos de transitórios eletromecânicos. 2008. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- NARAIN H.; LASZLO, G. Understanding facts: concepts and technology of flexible ac transmission systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000. Citado 5 vezes nas páginas 9, 47, 48, 51 e 52.

- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *O que é o SIN*. [S.l.], 2018. Disponível para download em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 03 abr. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 23.
- PADIYAR, K. R. Power system stability. In: *Power System Dynamics*. [S.l.: s.n.], 2008. v. 2, p. 1–9. Citado 7 vezes nas páginas 9, 23, 24, 29, 33, 37 e 47.
- PAVELLA M.; ERNST, D. R.-V. D. Transient stability of power systems: a unified approach to assessment and control. Springer Science Business Media, 2012. Citado na página 38.
- SIQUEIRA, D. S. Controle não linear aplicado a dispositivos facts em sistemas elétricos de potência. Universidade de São Paulo, Campus de São Carlos, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 9, 31 e 33.
- TOKUNO, S. Análise de modelos e aplicação do upfc em sistema de 138 kv. São Paulo, 2016. Citado na página 47.
- WATANABE, E. e. a. Tecnologia facts. Rio de Janeiro, 1998. Citado 6 vezes nas páginas 9, 47, 48, 49, 50 e 51.