

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Antônio Carlos Inácio Moreira

**CONTROLE DO VALOR EFICAZ DE TENSÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO
OPERANDO SOB CONDIÇÕES DE CARREGAMENTO EXTREMO**

Belo Horizonte
2012

Antônio Carlos Inácio Moreira

**CONTROLE DO VALOR EFICAZ DE TENSÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO
OPERANDO SOB CONDIÇÕES DE CARREGAMENTO EXTREMO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Luiz Danilo Barbosa Terra, PhD

**Belo Horizonte
2012**

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

M838c Moreira, Antônio Carlos Inácio
 Controle do valor eficaz de tensão em linhas de transmissão operando sob condições de carregamento extremo / Antônio Carlos Inácio Moreira. Belo Horizonte, 2012.
 90f.: il.

 Orientador: Luiz Danilo Barbosa Terra
 Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

 1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Transmissão. 3. Reguladores de voltagem. I. Terra, Luiz Danilo Barbosa. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 621.316.9

Antônio Carlos Inácio Moreira

**CONTROLE DO VALOR EFICAZ DE TENSÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO
OPERANDO SOB CONDIÇÕES DE CARREGAMENTO EXTREMO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Luiz Danilo Barbosa Terra – PhD – Orientador – PUC Minas

Prof. Mário Neto Borges – PhD – FAPEMIG

Prof. Dr. Pyramo Pires da Costa Junior – PUC Minas

Belo Horizonte, 31 de agosto de 2011

Para Auxiliadora, Arthur e Isabela.

AGRADECIMENTOS

Sou profundamente agradecido ao Prof. Luiz Danilo Barbosa Terra, meu orientador, pela paciência, competência e pelo constante encorajamento durante essa trajetória.

Quero também agradecer a Isabel, da secretaria do programa, pela atenção e presteza em todos os instantes.

Agradeço a todos do PPGEE que, primeiro permitiram, e, depois contribuíram para que esse trabalho pudesse ser realizado.

A todos, minha gratidão.

RESUMO

Este trabalho aborda o tema “Controle do Valor Eficaz de Tensão em Linhas de Transmissão Operando sob Condições de Carregamento Extremo”. O sistema de energia elétrica, englobando geração, transmissão e distribuição, deve ser capaz de fornecer energia elétrica com tensão constante. O controle de tensão é essencial para a operação normal do sistema de transmissão de energia elétrica. O problema é que os métodos convencionais de controle de tensão, nem sempre são capazes de avaliar o impacto das ações de controle da tensão sobre os riscos de operação em regiões próximas da instabilidade ou até do colapso de tensão. Esse trabalho desenvolve métodos, modelos matemáticos, ferramentas computacionais e parâmetros de desempenho para avaliar se as ações de controle de tensão são ou não adequadas em situações de carregamento extremo.

Palavras chave: Sistemas de Energia Elétrica. Sistemas de transmissão de energia elétrica. Controle de tensão. Limites de carregamento.

ABSTRACT

This work approaches the impact of voltage control on power systems as loadability of transmission lines increases towards its limits. As voltage control and stability are essential for power systems normal operation and the actions to keep them between narrow limits may cause voltage instability it is relevant to develop resources to prevent instability and voltage collapse. Here are developed methods, models and computational resources to assess whether an action to control voltage will or will not lead the system to instability specially if loadability limits are near about.

Key words: Power Systems. Transmission Systems. Voltage Control. Loadability limits.

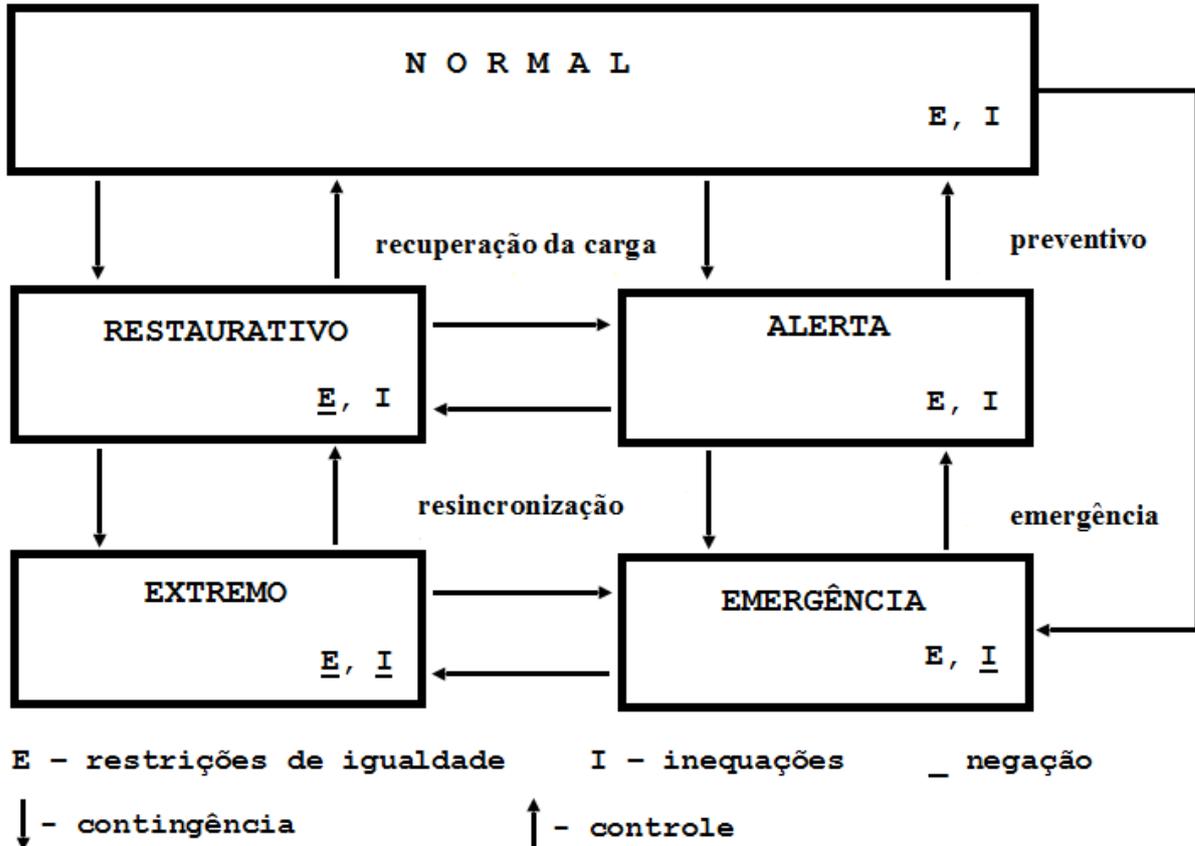
SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Justificativa	17
1.2 Objetivo	17
1.3 Metodologia.....	18
1.4 Organização do texto.....	18
2 A LINHA DE TRANSMISSÃO	20
2.1 Teoria da linha de transmissão	20
2.1.1 <i>Impedância característica, impedância de surto e carregamento natural de uma linha de transmissão</i>	20
2.1.2 <i>Circuito π-equivalente da linha de transmissão</i>	22
2.2 Desempenho das linhas de transmissão	25
2.3 Sistema de transmissão de energia elétrica	28
2.3.1 <i>Sistema típico existente</i>	28
2.3.2 <i>Sistema de transmissão típico deste trabalho</i>	29
2.3.3 <i>Tensão na carga em função da posição</i>	31
2.3.4 <i>Margem de Colapso de Tensão</i>	32
2.3.5 <i>Análise da curva $V_R \times P_R$</i>	36
2.3.6 <i>Limites operativos da linha de transmissão de energia elétrica proposta para este trabalho</i>	36
2.4 O modelo de simulação.....	38
2.4.1 <i>A estrutura do modelo de simulação</i>	38
2.4.2 <i>Generalização do modelo π da linha de transmissão</i>	39
3 TRANSFORMADORES COM MUDANÇA DE TAP	43
3.1 Introdução	43
3.2 Modelo tradicional do transformador com recursos para mudança de tap	45
3.3 Desenvolvimento do modelo geral do LTC	47
3.4 Modelagem dos dispositivos de deslocamento de fase.....	50
3.5 Modelagem do transformador de três enrolamentos	52
4 ANÁLISE DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO EXTREMAMENTE CARREGADO	56
4.1 Introdução	56
4.2 Algoritmo de Simulação.....	58
4.3 Cenários para análise do sistema de transmissão.....	60
4.4 Análise dos resultados das investigações referentes aos Cenários I e II.....	63
4.4.1 <i>Resultados referentes ao Cenário I</i>	63
4.4.2 <i>Resultados referentes ao Cenário II</i>	64
5 CONCLUSÃO	68
REFERÊNCIAS	71
APÊNDICES	74

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho aborda o tema “Controle do Valor Eficaz de Tensão em Linhas de Transmissão Operando sob Condições de Carregamento Extremo”. A figura 1.1, a seguir, exhibe o conjunto de situações nas quais o sistema de energia elétrica opera.

Figura 1 – Estados de operação do sistema de energia elétrica



Fonte: Terra (2012)

A região normal é a região em que todas as restrições de igualdade, referentes ao balanço de potência, são satisfeitas, assim como todas as inequações que correspondem aos limites das variáveis. Não há nenhuma violação e o sistema está seguro. Na ocorrência de uma contingência o sistema pode ir para uma região de alerta. Deve ser adotada alguma ação de controle para retornar o sistema à região normal. Na região de alerta as restrições de igualdade e as inequações são satisfeitas. O sistema pode evoluir para um estado de emergência caracterizado por todas as restrições de igualdade satisfeitas e alguma ou todas as inequações violadas. Ações de controle também são requeridas para retornar o sistema à região normal. O sistema pode estar operando normalmente, mas, uma contingência pode fazer com que

alguma restrição de igualdade não seja satisfeita, por exemplo, o balanço de potência não é verificado por causa da saída de um gerador ou por causa da entrada de uma carga elevada no sistema; alguma restrição de igualdade deixa de ser atendida. Isto caracteriza o sistema no estado restaurativo. E daí o sistema pode evoluir para um estado extremo em que ocorre, por exemplo, um ilhamento ou uma parte do sistema fica sem geração. Restrições de igualdade e inequações são violadas. Tanto no estado restaurativo quanto no extremo, ações de controle devem ser efetuadas para resincronizar geradores, restabelecer as cargas perdidas, sempre com o objetivo de retornar o sistema ao estado normal, que é como ele deve operar.

O sistema de energia elétrica, englobando geração, transmissão e distribuição, deve ser capaz de fornecer energia elétrica com tensão constante, frequência constante e um elevado grau de confiabilidade, suficiente a ponto de confrontar mudanças contínuas na demanda por potências ativa e reativa. Além disso, deve ser capaz de suprir as demandas a um custo mínimo causando o menor impacto ambiental possível. Esse assunto é amplamente discutido em livros textos como, por exemplo, Stevenson(1982), Elgerd (1982), Kundur (1994), Monticelli e Garcia (2003).

O sistema de transmissão de energia elétrica interliga as usinas geradoras aos principais centros de carga. Opera normalmente em um nível de tensão acima de 138 kV. Grandes consumidores são alimentados diretamente do subsistema de transmissão nos níveis 138 kV ou acima, enquanto outros consumidores comerciais recebem a energia elétrica nos níveis de 13,8 kV, 220/127 V do subsistema de distribuição de energia.

Desde o início de funcionamento dos primeiros sistemas de energia elétrica vêm-se obtendo ganhos consideráveis de produtividade pela adoção de melhores técnicas de operação e controle. Essas técnicas de operação vêm propiciando um significativo aumento do uso da capacidade instalada permitindo a operação dos sistemas de transmissão de energia elétrica com cargas cada vez maiores, como observado por Baldwin e McFadden(1981). O sistema de transmissão é projetado para entregar energia aos sistemas de distribuição com frequência e tensão dentro de faixas determinadas. O aumento da carga provoca quedas de tensão levando-a, eventualmente, a valores fora da faixa permitida. Nesse caso, o operador do sistema decide pela adoção de ações de controle capazes de trazer a tensão de volta à faixa permitida. Dentre as ações de controle tradicionalmente à disposição do operador estão o chaveamento (ligação e desligamento) de reatores ou capacitores e mudanças de taps de transformadores reguladores.

1.1 Justificativa

A partir da década de 1970 diversas situações de desligamento total (blackout) vêm ocorrendo em várias partes do mundo incluindo o Brasil. Dentre outros aspectos, como o fator meteorológico, condições de cargas extremamente elevadas e próximas aos limites de carregamento das linhas, (limite térmico, limite de estabilidade estática, limite de queda de tensão) têm sido registradas. Situações dessa natureza, raras no passado remoto, quando os sistemas funcionavam com amplas margens de segurança, tornaram-se usuais por causa das condições competitivas impostas pela economia de mercado.

Sob condições de carga extremamente elevadas, e de acordo com Knight(2001) e Momoh(2009), as ações de controle rotineiras podem produzir o resultado desejado de restabelecer a tensão para a faixa permitida, mas, Terra(1999), observa que, tal restabelecimento pode ocorrer à custa da diminuição da margem de estabilidade. Em casos extremos, enfatiza Terra(1999), o efeito da ação de controle pode ser contrário afastando a tensão dos valores permitidos provocando atuação indevida da proteção. Muitas vezes, a adoção de nenhuma ação de controle, mesmo que a tensão permaneça por algum tempo fora da faixa, pode vir a ser a melhor decisão do operador para evitar situações de desligamento.

Torna-se, então, necessário verificar se a ação de controle mantém o sistema dentro da região de operação estável, isto é, não provoca o desligamento intempestivo. A cada ação de controle torna-se necessário assegurar a margem de estabilidade de tensão adequada. (TERRA; SHORT, 1991).

1.2 Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é investigar a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica sob condições de carregamento extremo e desenvolver uma ferramenta/método para assegurar uma margem de estabilidade de tensão adequada.

São objetivos complementares:

- a) estudar a teoria de linhas de transmissão sob condições de carga muito alta próxima aos limites operativos;
- b) diagnosticar condições que potencialmente possam produzir situações de risco de colapso de tensão por ações de controle;

- c) investigar ações preventivas e corretivas para melhorar a margem de colapso de tensão;
- d) desenvolver um procedimento capaz de simular os efeitos das ações do operador na margem de colapso de tensão;
- e) desenvolver um programa computacional para simular estratégias que permitam estudar o procedimento acima; e
- f) desenvolver circuitos equivalentes adequados à representação dos controles.

1.3 Metodologia

Nesse trabalho é revista a teoria clássica de linhas de transmissão em regime permanente e de um dos seus principais componentes que é o transformador. As ferramentas básicas para o desenvolvimento do trabalho são a teoria clássica de circuitos elétricos em corrente alternada, a álgebra linear adequada às representações dos sistemas lineares e as simulações computacionais. A linha e seus componentes são modelados como circuitos trifásicos equilibrados, com representação por fase a parâmetros concentrados, e na frequência industrial. O modelo é desenvolvido para um sistema radial, mas pode ser estendido com o uso da técnica de equivalentes de redes, por exemplo, o método de redução de Kron que permite reduzir uma rede complexa a uma rede mais simples. A partir das identificações entre os parâmetros da rede complexa original e os da rede mais simples, obtida pelo método de redução, é possível observar os efeitos de cargas muito elevadas e os efeitos das manobras na rede complexa através do exame da rede reduzida.

1.4 Organização do texto

O texto está organizado em cinco partes. A presente introdução corresponde à primeira parte do trabalho.

A segunda parte apresenta uma revisão da teoria de linhas de transmissão e define os fundamentos e conceitos para a análise dos fenômenos investigados.

Na terceira parte o modelo de linhas de transmissão é estendido para incorporar o transformador terminal da linha e os elementos de compensação série e paralela. O modelo estendido é então generalizado com a finalidade de incluir os controles do transformador e os ajustes dos elementos de compensação.

A quarta parte apresenta as estratégias de simulação e o programa computacional desenvolvido para a implementação do modelo e os resultados das investigações realizadas.

A quinta parte apresenta o relato das conclusões, comentários e sugestões para futuros trabalhos.

2 A LINHA DE TRANSMISSÃO

Aqui são apresentados os fundamentos, conceitos e desenvolvimentos necessários à análise dos sistemas de transmissão submetidos às condições de carregamento extremo, ou seja, uma carga extremamente elevada próxima ao limite de carregamento da linha, com conseqüente margem reduzida de colapso de tensão.

Inicialmente é apresentada uma breve revisão da teoria de linhas de transmissão. Em seguida é discutido o desempenho das linhas de transmissão em termos de três limites operativos: capacidade de transmissão, limite de queda de tensão e limite térmico.

Na seqüência é apresentado um sistema de transmissão existente cuja configuração é similar à do sistema típico proposto para este trabalho. Utilizando o sistema típico proposto é realizado o estudo da tensão na carga em função do comprimento da linha de transmissão. É investigada a relação entre o módulo da tensão e a potência ativa transmitida através da linha do sistema típico proposto estabelecendo-se a capacidade de transmissão da linha além de apontar ações de controle que previnam colapsos de tensão e situações onde tais ações não sejam eficientes.

Em seguida é realizada a formulação do modelo de simulação, desenvolvido para esse trabalho, cuja estrutura é apresentada em um diagrama de blocos.

Essa parte é finalizada com a generalização do modelo π da linha de transmissão de forma a poder representar qualquer combinação envolvendo linhas em série e paralelo.

2.1 Teoria da linha de transmissão

Neste item a teoria da linha de transmissão é revista. Atenção especial é dispensada aos conceitos de impedância característica, impedância de surto e carregamento natural de uma linha de transmissão usualmente referido como SIL (*surge impedance loading*). É discutido o circuito equivalente.

2.1.1 Impedância característica, impedância de surto e carregamento natural de uma linha de transmissão

Para o estudo do desempenho de uma linha de transmissão são importantes os seguintes parâmetros:

- resistência série da linha	r	em ohms/quilômetro	Ω/km
- indutância série da linha	l	em henries/quilômetro	H/km
- capacitância shunt da linha	c	em farads/quilômetro	F/km
- condutância shunt da linha	g	em siemens/quilômetro	S/km

Os parâmetros r e g não são tão importantes para o estudo da capacidade de transmissão da linha, abordada neste item, embora sejam relevantes para a determinação das perdas na linha. (ELGERD, 1982), (KUNDUR, 1994). A indutância da linha, o parâmetro l , é o mais importante nessa abordagem. A indutância l e a resistência r constituem os elementos que formam a impedância série da linha de transmissão. A capacitância c e a condutância g formam a admitância em paralelo da linha. Os elementos em série limitam a corrente através da linha e, portanto, determinam a capacidade de transmissão de potência ativa da linha. Os elementos em paralelo, sendo a capacitância da linha c a mais importante, representam o caminho de dispersão para as correntes da linha. (ELGERD, 1982).

A partir dos quatro parâmetros acima relacionados, calcula-se:

$$z = r + j\omega l \quad - \text{ impedância série por unidade de comprimento, } \Omega/\text{km};$$

$$y = g + j\omega c \quad - \text{ admitância shunt por unidade de comprimento, } \text{S}/\text{km}.$$

A impedância característica da linha, em Ω , é definida como

$$\mathbf{Z}_c = \sqrt{\frac{r + j\omega l}{g + j\omega c}} = \sqrt{\frac{z}{y}}. \quad (1)$$

que é um parâmetro importante de uma linha de transmissão. A impedância \mathbf{Z}_c pode ser interpretada como a impedância encontrada por uma onda de tensão que “viaja” ou se propaga ao longo da linha de transmissão. (PAUL, 2004).

Em linhas de transmissão ocorre “produção” e “consumo” de potência reativa por causa das suas capacitância e indutância naturais. A capacitância produz potência reativa

$$Q_p = \frac{V^2}{X_c};$$

V é o valor eficaz da tensão fase-terra e X_c é a reatância capacitiva. Por outro lado, a indutância “utiliza” a potência reativa da linha

$$Q_U = I^2 X_L ;$$

I é o valor eficaz da corrente na fase e X_L é a reatância indutiva. Para $Q_P = Q_U$,

$$\frac{V}{I} = \sqrt{\frac{L}{C}} .$$

A relação V/I é conhecida como impedância de surto sendo representada por

$$Z_S = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2)$$

em que L e C representam a indutância e a capacitância da linha de transmissão.

Observe-se que a impedância de surto Z_S é um número real positivo, ou seja, se a carga da linha é a impedância de surto, corrente e tensão permanecem em fase. A impedância de surto é a impedância de uma linha sem perdas, $r = 0$ e $g = 0$. Se o carregamento da linha for produzido por uma carga igual à impedância de surto, o efeito é denominado carregamento natural da linha, mais conhecido pela sigla SIL (*surge impedance loading*). O SIL, ou carregamento natural é um parâmetro de referência para a operação do sistema. Se a linha for carregada acima do SIL, terá o efeito de um reator *shunt* “consumindo” potência reativa do sistema. Operando abaixo do SIL, terá o efeito de “fornecer” potência reativa para o sistema. Kundur(1994) observa que em linhas longas acima de 138 kV, tanto a resistência série quanto a condutância shunt apresentam valores baixos comparados à reatância indutiva podendo, para certas circunstâncias, serem desprezadas. Nesse caso, a impedância característica Z_C pode ser vista como a impedância de surto Z_S .

2.1.2 Circuito π -equivalente da linha de transmissão

A solução do modelo incremental para a linha longa de comprimento L na forma exponencial veja, por exemplo, Kerchnner e Corcoran(1960), Stevenson(1982), Kundur(1994) e Monticelli e Garcia(2003) é dada pelo par de equações:

$$V(x) = 0,5 [V_R + Z_C I_R] (e)^{+\gamma x} + 0,5 [V_R - Z_C I_R] (e)^{-\gamma x} \quad e \quad (3)$$

$$I(x) = 0,5 [(V_R/Z_C) + I_R] (e)^{+\gamma x} - 0,5 [(V_R/Z_C) - I_R] (e)^{-\gamma x} \quad (4)$$

em que:

x é a distância contada a partir do terminal

receptor ou carga, sendo $0 \leq x \leq L$;

L é o comprimento da linha;

$V(x)$ é o fasor tensão em qualquer ponto da linha;

$I(x)$ é o fasor corrente em qualquer ponto da linha;

V_R é o fasor tensão no terminal receptor ou carga;

I_R é o fasor corrente no terminal receptor ou carga;

Z_C é a impedância complexa característica da linha e

γ é a constante de propagação da linha definida

como $\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}$. Grandeza complexa.

Vale observar que $V(0)$ é tensão na carga V_R , e, $V_S = V(L)$ é a tensão da fonte ou emissor.

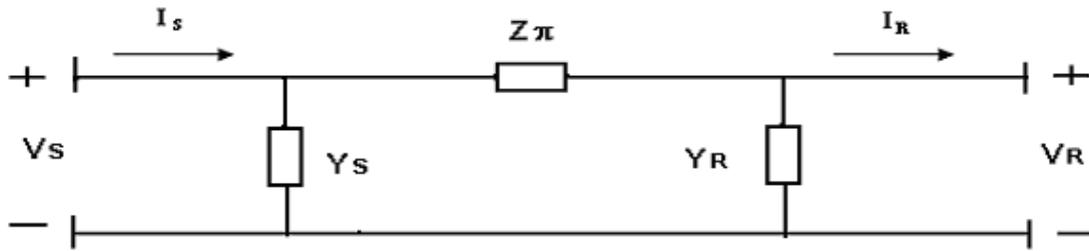
Desenvolvendo (3) e (4), desenvolvimento que pode ser visto no Apêndice A, chega-se à forma hiperbólica dessas equações, a saber:

$$V(x) = [\cosh(\gamma x)] V_R + [Z_C \sinh(\gamma x)] I_R \quad e \quad (5)$$

$$I(x) = [\sinh(\gamma x) / Z_C] V_R + [\cosh(\gamma x)] I_R. \quad (6)$$

A linha do sistema de transmissão de energia elétrica, é representada na figura 2 pelo circuito π -equivalente.

Figura 2 - Circuito π -equivalente da linha de transmissão



V_S e V_R são os fasores tensões do lado emissor ou fonte e do lado receptor ou carga, respectivamente. Y_S e Y_R são as admitâncias *shunt* dos lados da fonte e da carga, respectivamente, e, Z_π é a impedância série do circuito π .

Examinando o circuito da figura 1, verifica-se que

$$V_S = Z_\pi(I_R + V_R Y_R) + V_R \quad \text{e, portanto,}$$

$$V_S = [Z_\pi Y_R + 1] V_R + Z_\pi I_R . \quad (7)$$

Se, na equação (5), $x = L$, então $V(L) = V_S$, logo,

$$V_S = [\cosh(\gamma L) V_R + Z_C \sinh(\gamma L) I_R] . \quad (8)$$

Comparando (7) e (8), sabendo que $Y_R = Y_S$, verifica-se:

$$Z_\pi = Z_C \sinh(\gamma L) , \quad (9)$$

$$Y_R = Y_S = [\cosh(\gamma L) - 1] / [Z_C \sinh(\gamma L)] \quad \text{e} \quad (10)$$

$$1 + Z_\pi Y_R = \cosh(\gamma L) . \quad (11)$$

O circuito π equivalente representado na figura 2 tem os seus parâmetros descritos pelas equações 9, 10 e 11 que compõem o modelo π -equivalente da linha de transmissão.

2.2 Desempenho das linhas de transmissão

Uma linha de transmissão e os componentes de compensação apresentam os seguintes limites operativos:

- a) capacidade de transmissão ou limite de estabilidade estática; esse limite é identificado como $LCT = P_{MAX}$;
- b) limite de queda de tensão; $LQT = P_{V\ MIN}$;
- c) limite térmico dos condutores (ampacidade) e flecha máxima; limite identificado como $LTC = P_{TERM}$.

O limite de capacidade de transmissão (LCT) corresponde à máxima potência ativa que pode ser transmitida pela linha (P_{MAX}) antes que o sistema de transmissão fique instável. O limite de queda de tensão (LQT) corresponde ao valor de potência ativa transmitida pela linha que leva o valor de tensão ao mínimo permitido ($P_{V\ MIN}$). O limite térmico dos condutores e a flecha máxima permitida é atingida quando a potência transmitida pela linha atinge o valor P_{TERM} .

Esses limites são descritos e analisados na literatura envolvendo condições operativas diversas e específicas dos problemas abordados por diferentes autores.

Parniani e Vanouni (2010) argumentam que as restrições econômicas e ambientais são os maiores responsáveis pela operação dos sistemas mais próximos do limite de estabilidade estática ou capacidade de transmissão e limite de queda de tensão. Defendem que esses são os limites que merecem maior atenção e propõem um método para estimar rapidamente o grau de proximidade do limite de carregamento.

Vournas e Sakellaridis (2006) acrescentam às restrições citadas que a complexidade do sistema, as novas formas de geração e os novos dispositivos eletrônicos de controle acabam por deixar o sistema operando mais próximo das condições de forte carregamento e que, portanto, é necessário investigar os limites de estabilidade do sistema utilizando nova metodologia.

O aumento da demanda é para Silva e outros(2011) o fator que motiva a busca por um melhor desempenho do sistema. Destacam que a utilização de condutores capazes de operar

sob altas temperaturas com flecha reduzida (HTLS – High temperature low sag) podem gerar ganhos de até 200% na ampacidade dos condutores.

As curvas de St. Clair, publicadas em 1953, relacionando o carregamento da linha em SILs por comprimento da linha em milhas, foram amplamente utilizadas no projeto de linhas de transmissão. Tais curvas foram desenvolvidas com base na experiência da época com linhas de até 50 milhas (80 km). As mesmas curvas foram depois utilizadas para o projeto de linhas mais longas com até 400 milhas (640 km).

Entretanto, observam Dunlop, Gutman e Marchenko(1979), um dos marcos teóricos utilizados por St. Clair foi a extensão de 300 milhas (480 km) com a capacidade de transmissão de 1 SIL. Era sabido, antes de 1953, que linhas com esse comprimento operavam com pouquíssima ou até nenhuma correção de reativos devido ao equilíbrio natural de geração de potência reativa por conta da capacitância shunt e o consumo devido à indutância série. Tudo indica que a curva inteira, abaixo e acima das 300 milhas (480 km) foi construída com base no produto constante SIL x milha = 300. Aí reside a inconsistência observada por Dunlop. Para atender à hipérbole de St. Clair, uma linha de 50 milhas (80 km) poderia ser carregada com até 6 SILs, o que não condiz com a realidade. O limite térmico, que é, nesse caso, o fator mais restritivo, limita o carregamento em 3 SILs. Assim, as curvas de St. Clair, a partir de 1967, foram modificadas, muito mais em bases empíricas do que em considerações teóricas, para acomodar os resultados já conhecidos em linhas de menor extensão (abaixo de 300 milhas ou 480 km) e, também, para atender o projeto de linhas com tensão até 765 kV, comprimento até 600 milhas ou 960 km iniciados em 1960 conforme documento produzido pela American Electric Power intitulado Transmission Facts, em 2009, com o objetivo de apresentar dados estatísticos referentes à companhia.

Gross(1979) considera dois limites fundamentais. O primeiro é o limite térmico (**LTC**) que restringe a intensidade de corrente por fase ou ampacidade dos condutores. Gross considera que há dificuldades para decidir qual é a corrente nominal da linha pois tanto a temperatura ambiente quanto a velocidade dos ventos influenciam na temperatura do condutor. Estações do ano distintas produzem efeitos distintos sobre os condutores. O limite térmico para linhas curtas é dado por

$$S = \sqrt{3} V_L \times I_L \text{ VA}$$

em que V_L e I_L são a tensão e a corrente de linha nominais. O outro limite considerado é o de estabilidade estática ou de capacidade de transmissão. Recomenda observar um carregamento máximo de 80% de P_{MAX} . Quanto ao limite de queda de tensão (**LQT**) provocada por carregamento pesado recomenda compensação série.

Em termos de limite térmico, Elgerd(1982) acrescenta que a constante de tempo térmica é da ordem de vários minutos o que permite distinguir duas situações: limites térmicos de curta e de longa duração, sendo o primeiro maior que o segundo. Em termos de capacidade estática de transmissão entre duas barras, Elgerd(1982) e vários outros autores constatam que

$$P = [|V_S| |V_R| / X] \text{sen}\delta \quad (12)$$

e, portanto a máxima potência que pode ser transmitida da barra emissora para a barra receptora é

$$P_{MAX} = |V_S| |V_R| / X \quad (13)$$

o que ocorre com $\delta = 90^\circ$. δ é o ângulo entre V_S e V_R . V_S é o fasor tensão da fonte, V_R é o fasor tensão na carga e X é a reatância indutiva da linha.

Kundur(1994) referindo-se à equação (13) e à curva de St. Clair modificada para acomodar projetos de linhas com até 960 km observa, assim como Elgerd(1982), que linhas de até 80 km apresentam o limite térmico como o fator de maior restrição.

Reconhecendo que os três limites operativos, quais sejam,

- a) capacidade de transmissão ou limite de estabilidade estática; identificado como **LCT = P_{MAX}** ,
- b) limite de queda de tensão; identificado com **LQT = $P_{V\text{MÍN}}$** e
- c) limite térmico dos condutores (ampacidade) e flecha máxima; identificado como **LTC = P_{TERM}**

são todos relevantes, é, aqui, realizado o estudo do desempenho do sistema típico desenvolvido para este trabalho nos itens 2.3.2 a 2.3.6 à frente.

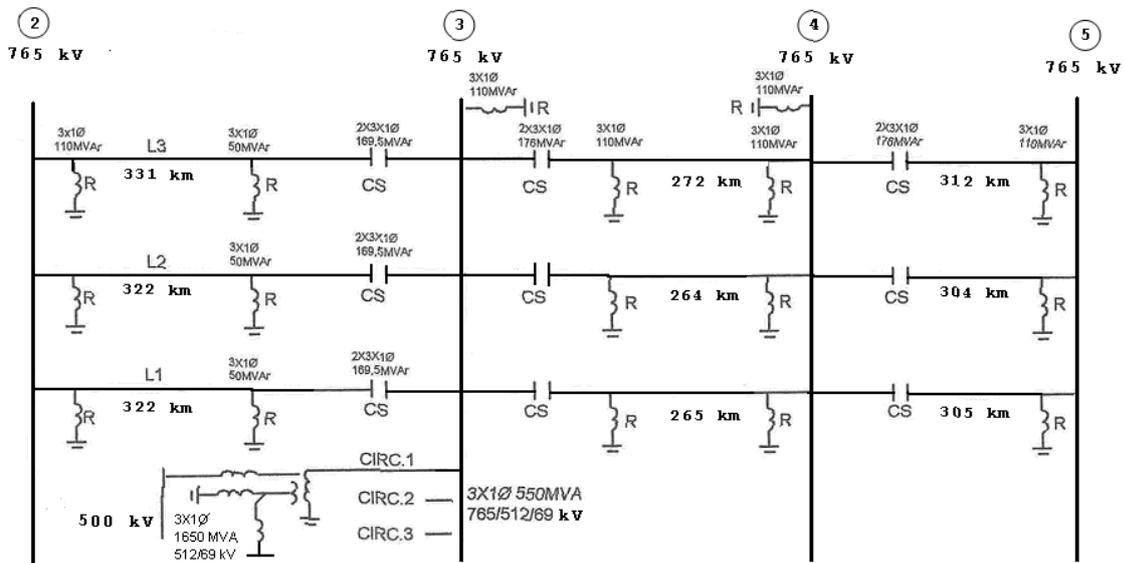
2.3 Sistema de transmissão de energia elétrica

Nesse item é apresentado um sistema de transmissão existente. É proposto um sistema de transmissão típico para o desenvolvimento das investigações relacionadas à tensão na carga em função do comprimento da linha e a relação entre o módulo da tensão e a potência ativa transmitida. Além disso o desempenho da linha relacionado aos limites operativos é examinado.

2.3.1 Sistema típico existente

Um sistema típico de transmissão de energia elétrica é constituído por uma usina geradora, uma subestação elevadora e uma ou mais linhas de transmissão em série ou paralelo. A figura 3 mostra um sistema de transmissão existente, com três linhas, paralelas, de 765 kV, com aproximadamente 900 km de extensão e compensação shunt e série.

Figura 3 - Sistema de transmissão de 765 kV



A figura 4.a mostra a usina geradora e a subestação elevadora, enquanto a figura 4.b mostra a estação abaixadora.

A subestação elevadora é representada por um transformador elevador entre as barras 1 e 2, sendo u_2 a variável de controle referente aos taps do transformador. A linha de transmissão, situada entre as barras 2 e 3, é representada por sua rede π -equivalente e seus dispositivos de compensação com as variáveis de controle de compensação shunt u_3 e u_4 , e, u_5 referindo-se à compensação série na barra 3.

Os dados nominais do transformador são:

225 MVA,
13,8 kV Δ +2x2, 5%,
345 kV Y+10%
LTC, $x_T=10\%$.

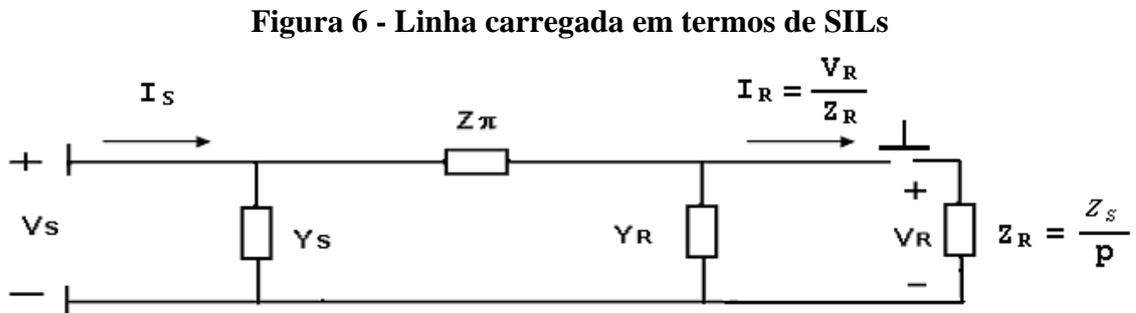
A linha de transmissão é de 345 kV, 400 km de extensão e apresenta os seguintes dados:

- a) condutores ACSR, cardinal, doubled, bundled, 954MCM;
- b) diâmetro externo 1,196”;
- c) distâncias entre os condutores:
 $D_{ab} = 8\text{m}$, $D_{bc}=8\text{m}$, $D_{ca}=16\text{m}$ e $D_{aa} = D_{bb} = D_{cc} = 0.45\text{m}$;
- d) distância média geométrica, $DMG = 10,0794\text{m}$;
- e) raio médio geométrico, $GMR = 0.0743\text{m}$;
- f) resistência a 50°C, 60Hz, 75% da corrente máxima
 admissível é $r = 0,0350 \Omega/\text{km}/\text{fase}$;
- g) corrente máxima admissível a 50°C e 60Hz
 $I_{\max_adm} = 1010\text{A}$ por condutor;
- h) reatância indutiva, $x_L = 0,3699 \Omega/\text{km}/\text{fase}$;
- i) reatância capacitiva, $x_C = 0,2284 \text{M}\Omega/\text{km}/\text{fase}$.

A compensação série será de 30% da reatância da linha em 3 módulos de 10% e a paralela em 80% da susceptância da linha em 4 módulos de 20%.

2.3.3 Tensão na carga em função da posição

A figura 6 mostra a representação π -equivalente da linha cujos dados estão descritos no item 2.3.2. Os carregamentos da linha estão em valores por unidade do SIL (*surge impedance loading*). O parâmetro p representa o número de SILs.

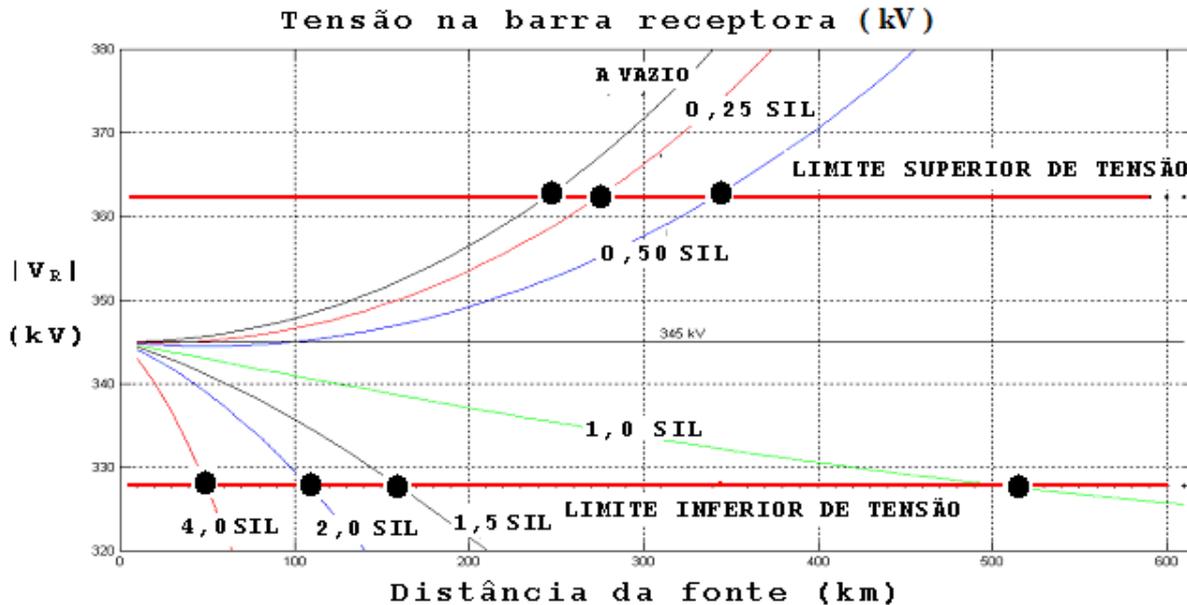


A partir da figura 6, das equações (8), (9) e (10) e escrevendo V_R em função do comprimento mostra-se que

$$V_R(x) = V_S / [\cosh(\gamma x) + p \sinh(\gamma x)] . \quad (14)$$

A figura 7 mostra o resultado da simulação da variação da tensão na carga, $V_R(x)$ em função da distância do terminal emissor V_S , com a carga em porcentagem do SIL. O programa desenvolvido para essa investigação está no Apêndice B. A faixa de operação normal mostra os limites superior de 362,25 kV e inferior de 327,75 kV correspondentes a 1,025 pu e 0,975 pu, respectivamente.

Figura 7 - Tensão na barra receptora em função da distância da fonte

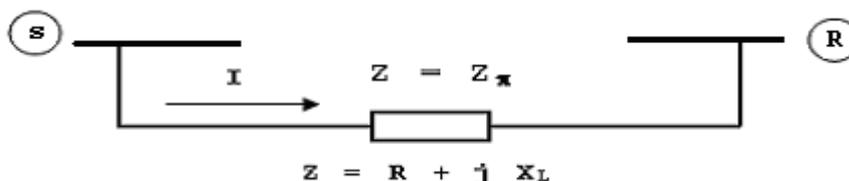


Os limites de queda de tensão são atingidos às distâncias de 50km, 107km, 160 km e 505km para os carregamentos de 4 SIL, 2 SIL, 1,5 SIL e 1 SIL, respectivamente. Com carregamentos abaixo de 1 SIL, como por exemplo, 0,5 SIL e 0,25 SIL, o limite de queda de tensão não é atingido nesta linha de transmissão. Mas, os limites superiores de tensão ocorrem a 340km e 273km para os respectivos carregamentos. Com a linha a vazio observa-se o efeito Ferranti e a 243km o limite máximo de tensão é atingido caso não haja compensação.

2.3.4 Margem de Colapso de Tensão

A figura 8 exibe duas barras conectadas por uma linha de transmissão de impedância Z sem compensação. A barra S representa o terminal emissor ou fonte e a barra R representa o terminal receptor ou carga.

Figura 8 - Potência entre as barras S e R conectadas por uma LT com impedância $Z = Z_{\pi}$.



A expressão 15, a seguir,

$$P_R = \frac{R}{|Z|^2} \cdot V_R^2 + \frac{1}{|Z|^2} \cdot V_S \cdot [X_L \operatorname{sen} \delta - R \operatorname{cos} \delta] V_R \quad (15)$$

representa a potência ativa transmitida do terminal emissor **S** para o terminal receptor **R**. A carga, no terminal receptor é totalmente compensada no local. Os termos da equação (15) são:

$R = \operatorname{real}(Z_\pi)$, $X_L = \operatorname{Imag}(Z_\pi)$;

P_R é a potência ativa transmitida de **S** para **R**;

V_R e V_S são os valores eficazes dos fasores V_R e V_S e

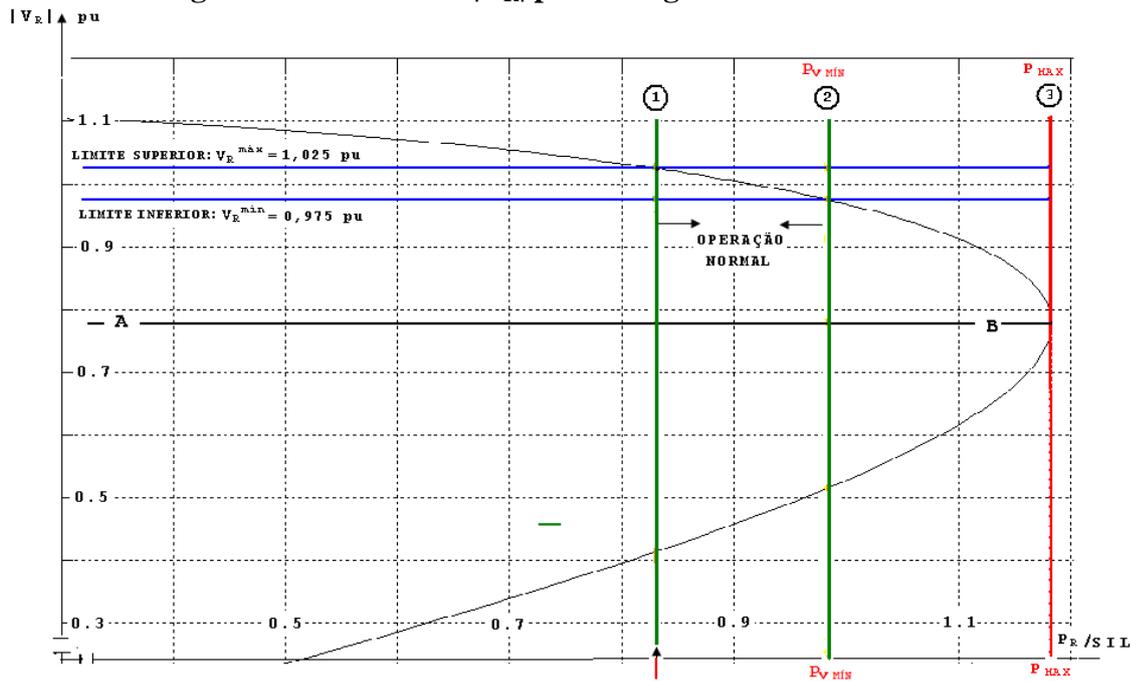
δ é o ângulo de fase entre as tensões V_R e V_S ,

ou seja,

$$V_R = V_R \angle 0 \quad \text{e} \quad V_S = V_S \angle \delta .$$

A figura 9 mostra o gráfico da simulação realizada para investigar a relação entre o módulo da tensão na carga, V_R , por carregamento relativo ao SIL (P_R / SIL). A forma parabólica da equação (15) refere-se ao modelo π -equivalente para a linha do sistema de transmissão proposto para este trabalho entre as barras 2 e 3 da figura 5.

Figura 9 – Gráfico de $|V_R|$ por carregamento relativo ao SIL



O segmento AB divide o gráfico em duas regiões. A parte acima de AB é a região de operação estável com limite de estabilidade estática ou limite de capacidade de transmissão $LCT = P_{MAX}$ marcada na linha vertical 3 no gráfico. Antes de atingir P_{MAX} , isto é, operação à esquerda da linha 3 e acima do segmento AB, ações de controle, como, por exemplo, redução de P_r , podem ser eficazes para manter o sistema estável. Mas, se a linha 3 for ultrapassada, isto é, a linha da parábola ficar abaixo do segmento AB, o sistema fica instável e as ações de controle usuais não são eficientes.

A operação normal ocorre na parte acima do segmento AB, entre as linhas verticais 1 e 2, dentro de fortes restrições às variações de tensão imposta por limites estreitos em torno de 1 pu. Se a potência máxima, P_{MAX} for ultrapassada, haverá instabilidade podendo acarretar colapso de tensão.

É, pois, importante definir objetivamente um índice de desempenho que meça a proximidade da instabilidade de tensão e que também reflita os impactos das ações de controle. Tal índice, aqui denominado Margem de Colapso de Tensão é definido como

$$MCT = \frac{LCT - LQT}{LCT} \quad (16)$$

em que:

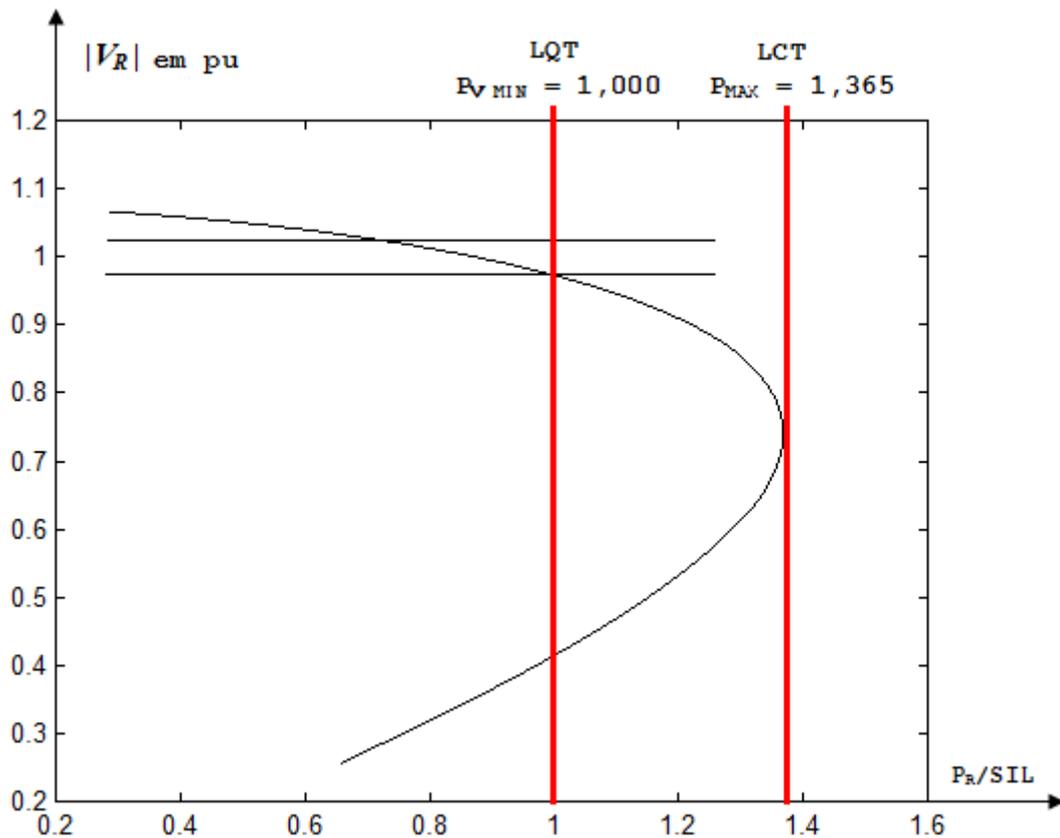
MCT – Margem de Colapso de Tensão;

LCT – Limite de Capacidade de Transmissão = P_{MAX} ;

LQT – Limite de queda de tensão = $P_{V MIN}$.

A interpretação do índice Margem de Colapso de Tensão (**MCT**) é dada na figura 10, que exhibe a curva $|V_R|$ por carregamento relativo ao SIL, P_R/SIL .

Figura 10 – Interpretação gráfica da Margem de Colapso de tensão



O índice **MCT** dá relevante informação sobre quão próximo o sistema de transmissão se encontra do seu limite de estabilidade e, ao mesmo tempo, permite verificar como uma ação de controle executada para solucionar um problema de queda de tensão afeta essa margem de estabilidade. Ações de controle levadas a cabo para mitigar problemas de queda de tensão e que reduzam a margem de estabilidade, ou seja, reduzam o **MCT**, devem ser

profundamente investigadas, pois, podem ser fatores preponderantes para causar ou evitar colapsos de tensão. A análise cuidadosa do índice de desempenho **MCT** pode, então, ser um fator decisório, favorável ou contra, a adoção de uma manobra ou ação de controle com o intuito de restaurar o nível de tensão aos seus limites normais por causa da sua capacidade de dimensionar o impacto dessas ações sobre as margens de segurança do sistema de transmissão.

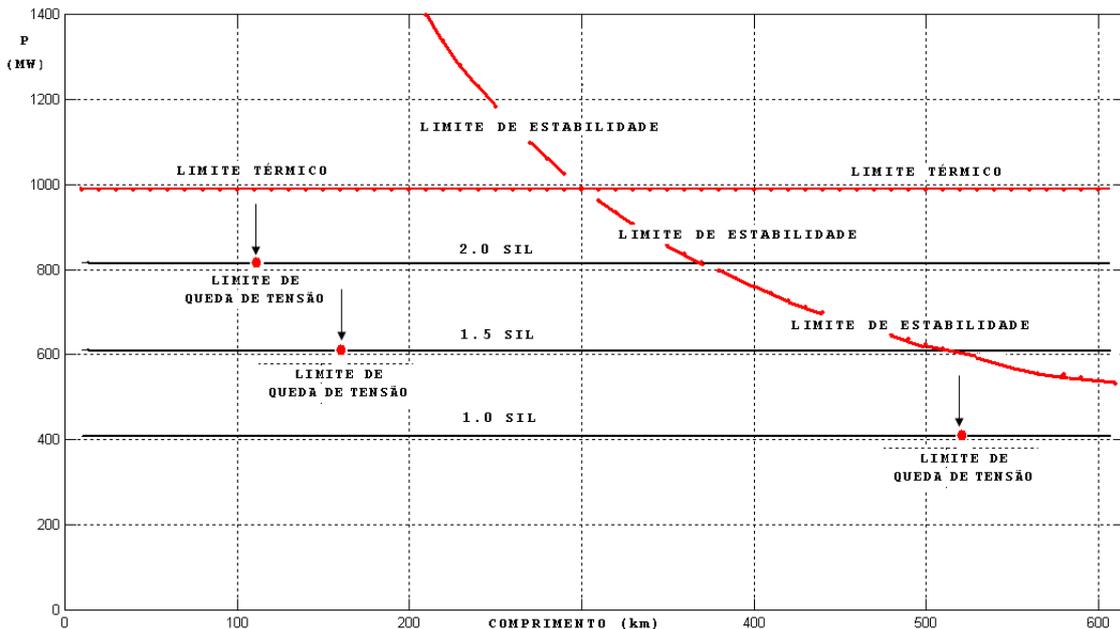
2.3.5 Análise da curva $|V_R| \times P_R$

Na simulação representada na figura 9, os carregamentos permitidos são exibidos entre as linhas verticais 1 e 2. Devem ser maiores que $0,83(P_R/SIL)$ e menores que $0,98(P_R/SIL)$ que correspondem, respectivamente a 337,91 MW e 400,65 MW. À esquerda da linha 1, o limite superior de tensão, $P_{V\ MAX}$ é violado e, portanto requer controle. À direita da linha 2 o limite de queda de tensão $LQT = P_{V\ MÍN}$ é ultrapassado. O limite de estabilidade estática ou Limite de Colapso de Tensão $LCT = P_{MAX}$ ocorre na linha vertical 3, com carregamento $1,18(P_R/SIL)$ correspondente a 482,12 MW. A margem de estabilidade estática ou **MCT** é calculada através de (16). No presente caso, $P_{MAX} = 482,12$ MW e $P_{V\ MÍN} = 400,65$ MW. Então, a margem de estabilidade estática é $[(482,12-400,65)/482,12]$, ou seja, **MCT** = 0,1690 ou 16,90%.

2.3.6 Limites operativos da linha de transmissão de energia elétrica proposta para este trabalho

O gráfico da figura 11, obtido através de simulação da operação da linha proposta para este trabalho, a qual está representada entre as barras 2 e 3 na figura 5, exibe a capacidade de transmissão de potência ativa da linha em função do comprimento da linha.

Figura 11 – Gráfico de P em MW x comprimento em km e os limites operacionais da linha da figura 5



O limite mais restritivo para uma certa condição de operação é dado por

$$P_{LIM} = \text{Máx}[\text{Mín}(LTC, LQT, LCT)]. \quad (17)$$

Seguem alguns resultados obtidos através de simulações relacionando a potência ativa transmitida e o comprimento da linha. [Ver programa , no apêndice B].

Com o carregamento de 1,0 SIL o limite de queda de tensão é atingido a 520 km, chegando próximo ao limite de estabilidade. O limite térmico não é atingido. Da equação (17) verifica-se que $P_{LIM} = LQT = P_{V \text{ MÍN}}$.

Com o carregamento de 1,5 SIL, 50% a mais que no caso anterior, o limite de queda de tensão ocorre a 160 km, ou seja, a 30% do comprimento de linha anterior. O limite térmico não é atingido. Verifica-se que $P_{LIM} = LQT = P_{V \text{ MÍN}}$.

Operando com o carregamento de 2,0 SIL, o limite de queda de tensão ocorre a 110 km, ou seja, a 21% da distância de 520 km quando o carregamento era 1 SIL, isto é, a metade do primeiro carregamento. Verifica-se que $P_{LIM} = LQT = P_{V \text{ MÍN}}$. O limite de estabilidade não é atingido, mas o limite térmico fica mais próximo.

Portanto, nas condições exemplificadas, para carregamentos de até 2 SILs, o limite que impõe maior restrição é o limite de queda de tensão. A variação de carga de 1 SIL para 2

SIL provocou queda de tensão no limite inferior de 0,975 pu a 520 e 110 km respectivamente. Um aumento de 100% da carga implicou numa redução relativa da distância de transmissão de 78,84%, se não houver compensação na linha.

2.4 O modelo de simulação

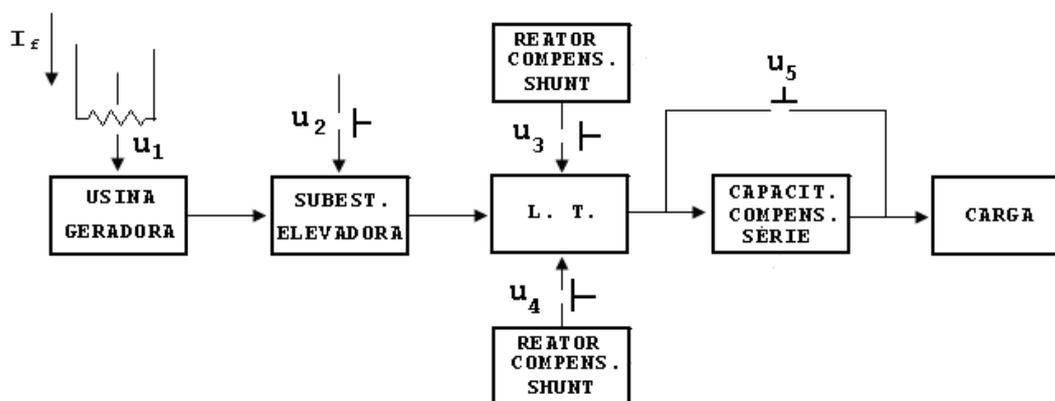
Neste item, o modelo de simulação especialmente desenvolvido para esse trabalho é apresentado. Em seguida é feita a generalização do modelo para que possa representar qualquer combinação envolvendo linhas em série e paralelo.

2.4.1 A estrutura do modelo de simulação

A estrutura do modelo de simulação, aqui desenvolvido, é apresentada na figura 13 que exhibe o diagrama em blocos do sistema de energia elétrica proposto, cuja representação unifilar pode ser vista na figura 5. A relação entre as variáveis de controle e os componentes do sistema é apresentada na Tabela 1. Diversas estratégias de controle podem ser propostas e resolvidas pelo procedimento anunciado. Por exemplo, determinar o estado para uma margem de estabilidade máxima ou para menores perdas.

A seguir é exibido o diagrama em blocos do sistema de energia elétrica sob estudo.

Figura 13 – Diagrama em blocos do sistema de transmissão mde energia elétrica representado na figura 2



Na figura 13 são representados os blocos referentes ao sistema de transmissão utilizado nesse estudo. As variáveis de controle u_1 até u_5 são descritas no quadro 1.

Quadro 1 – Variáveis de controle

Variável	Componente	Natureza	Faixa % [valor inicial:valor final:passo]
U1	Campo do Gerador	Contínua	$[i_f^{\min}, i_f^{\max}]$
U2	Transformador LTC	Discreta	[90:110:0.3125]
U3	Reator de linha (80% $Y_{sh}/2$)	Discreta	[20:80:20]
U4	Reator de linha (80% $Y_{sh}/2$)	Discreta	[20:80:20]
U5	Capacitor série (30% X_l)	Discreta	[0:30:10]

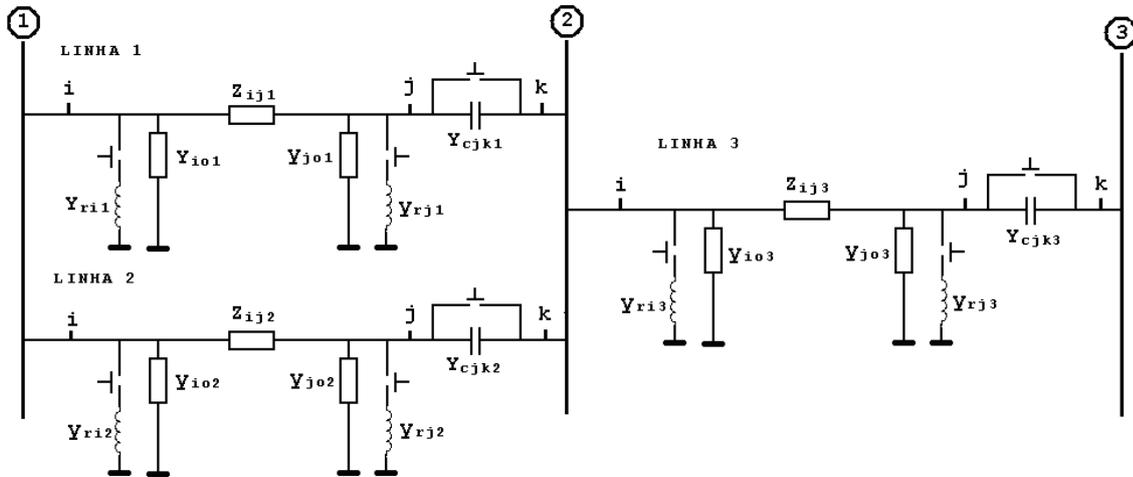
O quadro 1 mostra as variáveis de controle disponíveis. Pode-se verificar a existência de 6500 estados considerando apenas as variáveis discretas ($65 \times 5 \times 5 \times 4$).

2.4.2 Generalização do modelo π da linha de transmissão

Neste item, o modelo da linha de transmissão, desenvolvido para esse trabalho, é estendido para representar qualquer combinação envolvendo linhas em série e paralelo como é o caso exemplificado pelo sistema de transmissão, existente, representado na figura 3.

Para testar e demonstrar a generalidade do modelo desenvolvido é utilizado o sistema de transmissão representado na figura 14. O sistema é constituído de duas linhas de transmissão conectadas em paralelo e localizadas entre as barras 1 e 2; uma terceira linha está ligada em série com a combinação paralelo das duas primeiras. A terceira linha está localizada entre as barras 2 e 3.

Figura 14 – Sistema de transmissão de 345 kV



Cada uma das linhas do sistema de transmissão está representada na figura 14 pelo seu modelo π -equivalente com a impedância série Z_{ij} e as admitâncias shunt Y_{io} e Y_{jo} . Os índices 1, 2 e 3, acrescentados às impedâncias e admitâncias da figura, caracterizam parâmetros pertencentes às linhas 1, 2 3, respectivamente. Os dados das linhas e os fatores de compensação nesta simulação são:

- linha de 345 kV, 400 km de extensão;
- $Y_{io1} = Y_{io2} = Y_{io3} = Y_{jo1} = Y_{jo2} = Y_{jo3} = j1.0627$ pu;
- $Z_{ij1} = Z_{ij2} = Z_{ij3} = 0.0108 + j0.1192$ pu;
- Fator de compensação série nas três linhas = 30%;
- Fator de compensação paralelo nas três linhas = 80%.

A simulação do sistema de transmissão representado na figura 14 apresenta os resultados a seguir:

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} 1.5059 - j11.2260 & -1.5059 + j11.6511 & 0 \\ -1.5059 + j11.6511 & 2.2589 - j16.8390 & -0.7530 + j5.8256 \\ 0 & -0.7530 + j5.8256 & 0.7530 - j5.6130 \end{bmatrix}$$

$$Y_b = \begin{bmatrix} 0.5034 - j3.1647 & -0.5013 + j4.0307 \\ -0.5013 + j4.0307i & 0.5023 - j3.5977 \end{bmatrix}$$

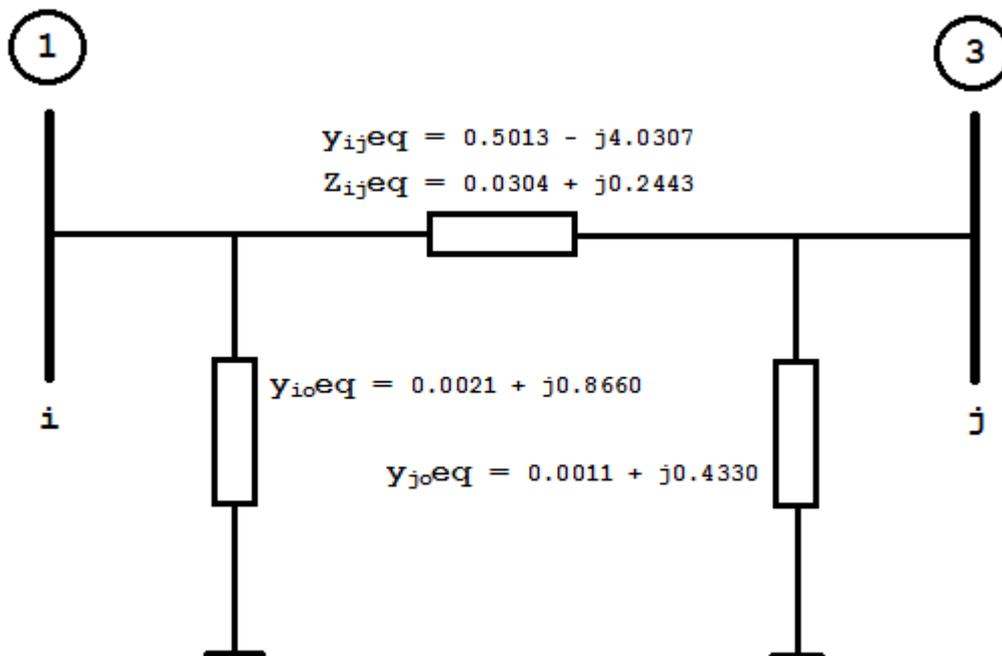
$$y_{ij}e_q = 0.5013 - j4.0307$$

$$y_{io}e_q = 0.0021 + j0.8660$$

$$y_{jo}e_q = 0.0011 + j0.4330$$

O modelo π -equivalente para o sistema de transmissão da figura 14 é representado na figura 15, a seguir.

Figura 15 – Modelo para o sistema de transmissão da figura 14



O programa desenvolvido para a obtenção do modelo equivalente do sistema de transmissão com duas linhas em paralelo associadas em série com uma terceira linha está no apêndice D.

O sistema de transmissão, desenvolvido para este trabalho, composto de três linhas de transmissão, representado na figura 14 apresenta o circuito π -equivalente exibido na figura 15.

Nessa segunda parte do trabalho foi revista a teoria da linha de transmissão e a sua representação através do modelo π -equivalente. Foram definidos os parâmetros para verificação do desempenho da linha permitindo a avaliação do impacto das ações de controle sobre o desempenho propriamente e, principalmente, em relação às margens de segurança da operação. O modelo foi estendido para representar qualquer sistema de transmissão. A generalização foi mostrada através de um sistema compreendendo três linhas de transmissão, duas em paralelo associadas a uma terceira linha em série com o par paralelo. Foram desenvolvidos programas computacionais como ferramentas de medidas e análise de desempenho do sistema de transmissão.

3 TRANSFORMADORES COM MUDANÇA DE TAP

3.1 Introdução

Para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de forma eficiente, são requeridos diferentes níveis de tensão através do sistema elétrico. Nos atuais sistemas de energia, a tensão sofre quatro ou cinco mudanças de nível, desde a geração até o consumidor final.

Além das transformações de tensão, transformadores são utilizados para controle de tensão e de fluxo de potência reativa. Portanto, quase todos os transformadores utilizados no sistema de energia possuem taps para realizarem mudanças na relação entre os números de espiras dos enrolamentos.

Há dois tipos de recursos para mudança da relação entre espiras: mudanças de tap sem carga (*off-load tap changing*) e mudanças de tap com carga (*under-load tap changing* – ULTC). Mudanças de tap com carga também são conhecidas por outras siglas como LTC (*load tap changing*) ou OLTC (*on-load tap changing*). Para efetuar a mudança de tap sem carga, o transformador deve estar desenergizado. Tal operação é realizada apenas para confrontar variações de longo prazo como crescimento da carga ou aumento da demanda, expansão do sistema e variações sazonais. Não se trata, pois, de operação frequente. Já a mudança de tap com carga é operação freqüente como aquelas realizadas diariamente para compensar as inúmeras variações no sistema. Os taps permitem variações na faixa de 10 a 15%. (KUNDUR, 1994).

Em sistemas interligados, algumas vezes se faz necessário realizar conexões elétricas que criam correntes de malhas entre dois ou mais sistemas. Para controlar o fluxo de potência e evitar a sobrecarga de determinadas linhas utilizam-se transformadores com deslocamento angular. É comum a necessidade de ajustar o deslocamento angular para compensar as variações das condições do sistema; isto requer capacidade de deslocamento angular sob condições de carga por parte do transformador (*phase-angle transformer*). Além de ajuste angular pode também ser necessária a transformação de tensão.

A representação de transformadores com mudança de tap (*Load Tap Changing Transformers – LTC transformers*) para estudos de fluxo de potência é um assunto clássico e bem estabelecido. Neste trabalho, LTC é um termo utilizado para descrever qualquer dispositivo que promova mudança de tap como, por exemplo, mudança de tap sem carga, mudança de tap com carga, dispositivo para deslocamento de fase e representação de

deslocamento de fase devido à transformadores configurados em $Y-\Delta$. Em geral os modelos representam o LTC através de uma impedância (ou admitância) em série com um autotransformador ideal, como pode ser visto em Ward and Hale (1956), Stagg e Ahmed (1968), Gross (1979), Elgerd (1982), Kundur (1994), Glover e Sarma (2002) e Monticelli e Garcia (2003).

Essencialmente, a diferença entre os modelos reside no lado do transformador em que a impedância ou a admitância é representada. Stagg, Elgerd e Kundur representam a impedância ou a admitância no lado do enrolamento nominal. Já Gross, Glover e Sarma representam a admitância do lado do enrolamento fora do nominal. Kundur (1994), que apresenta excelente revisão do assunto, enfatiza que a representação da admitância no lado nominal é o formato adotado pelo IEEE para resolver problemas de fluxo de potência, como é reportado em IEEE Committee Report (1973).

Desde que Ward and Hale (1956) propuseram uma solução do problema de fluxo de potência através de computador digital, a relevância do modelo do transformador LTC citada pode ser verificada através das inúmeras aplicações em áreas distintas, tais como, análise da estabilidade, controle e otimização. Por exemplo, Passos Filho, Martins e Falcão (2009), Allan e Arruda (1982) desenvolveram técnicas para reduzir o tempo de computação baseadas nos modelos de Ward e Hale para transformadores LTC. Medanic, Ilic-Spong e Christensen (1987) abordam um modelo discreto de dinâmica lenta baseado em transformador LTC sob carga agindo como mecanismo de controle de tensão. Momoh, Zhang e Young(1990) e Momoh (2009) avaliam o efeito da ação do LTC sobre o ajuste de tensão em um lado do transformador. Denegri, Invernizzi e Milano (1982) utilizam o modelo do transformador LTC para obter o comportamento dinâmico de um sistema de sub-transmissão. Vournas e Sakellaridis (2006) discutem a estabilidade de tensão dos sistemas LTC fornecendo a condição de equilíbrio sob a forma de um barramento de controle de perfil de tensão. Wang e outros (2011) analisam os efeitos dos ajustes de LTCs no rendimento de uma usina eólica objetivando melhoria no desempenho da geração.

Embora a modelagem disponível possua uma antiga e comprovada história de eficiência e acuidade, dúvidas permanecem, seja na interpretação correta dos modelos ou mesmo dificuldades nas aplicações, conforme é reportado por Barboza, Zurn e Salgado (2001).

Situações de tap fora do nominal, tais como, mudanças de tap fixos, mudanças de tap sob carga ou regulação de tensão são modeladas através de um circuito com impedância passiva. Entretanto, não há circuito passivo que possa representar o transformador com

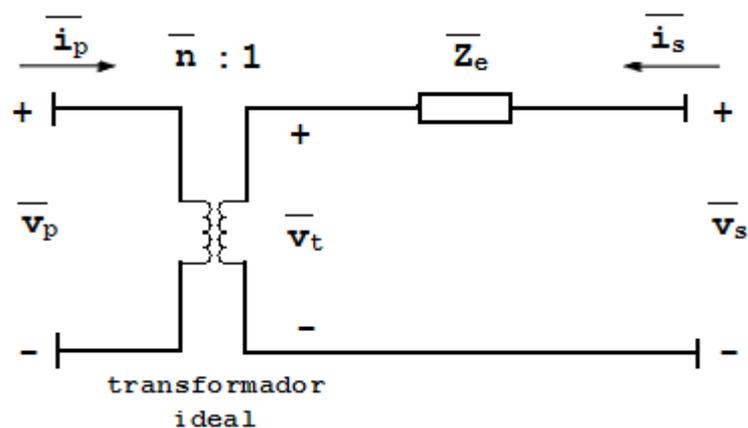
deslocamento de fase. Aqui é apresentado um novo modelo de circuito em que as situações onde ocorrem deslocamentos de fase são sintetizadas em um circuito ativo com injeção de corrente controlada por tensão. Este trabalho avança rumo à generalização através de um modelo melhorado e abrangente.

Esta terceira parte está organizada da seguinte forma: primeiro, os modelos tradicionais são rapidamente revistos e um circuito com impedância passiva é desenvolvido para representar taps fora do nominal no enrolamento de baixa ou no enrolamento de alta tensão do transformador; segundo, é desenvolvido um circuito ativo de injeção de corrente controlada por tensão; terceiro, o modelo é aplicado a um transformador de três enrolamentos típico de transmissão, no qual o primário e o secundário ligados em Y aterrado formam um autotransformador e o primário e o secundário são indutivamente acoplados ao enrolamento terciário ligado em Δ . Finalmente, recursos para mudanças de tap fora do nominal com deslocamento de fase tornam-se possíveis em qualquer lado dos terminais em Y junto com a representação do deslocamento angular da tensão causada pela conexão Y- Δ dos enrolamentos.

3.2 Modelo tradicional do transformador com recursos para mudança de tap

Para troca de informações a respeito de soluções de problemas de fluxo de potência, o formato mais comum de representação de transformadores utilizado pelo IEEE é representado na figura 16, a seguir. (IEEE Committee Report, 1973).

Figura 16 – Modelo padrão IEEE de transformador para estudos de fluxo de potência



- as barras sobrepostas indicam grandezas em pu;
- os índices p indicam grandezas primárias;
- os índices s indicam grandezas secundárias;
- os índices o indicam valores sob taps nominais.
- n_s e n_p : número de espiras dos enrolamentos;
- v_p e v_s : tensões primária e secundária;
- i_p e i_s : correntes primária e secundária.

O modelo canônico do IEEE na figura 16 representa o equivalente monofásico de um transformador trifásico consistindo de um transformador ideal e uma impedância equivalente Z_e referida ao secundário. As expressões 18 a 20, a seguir, mostram como a impedância do modelo é obtida.

$$\bar{Z}_e = \bar{n}_s^2 (\bar{Z}_{po} + \bar{Z}_{so}) ; \quad (18)$$

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{po}}, \quad \bar{n}_s = \frac{n_s}{n_{so}} \text{ e } n = \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} ; \quad (19)$$

$$\frac{n_{po}}{n_{so}} = \frac{v_p \text{base}}{v_s \text{base}} . \quad (20)$$

Para estabelecer a relação de transformação fora do nominal, toma-se a relação nominal conforme expressão (20), qualquer que seja a conexão Y-Y, Δ - Δ , ou Y- Δ . Para transformadores configurados em Y-Y ou Δ - Δ as razões entre as tensões base de linha igualam a razão entre os números de espiras nominais dos enrolamentos. Para transformadores Y- Δ a equação (20) leva em consideração o fator $\sqrt{3}$ introduzido pela conexão dos enrolamentos.

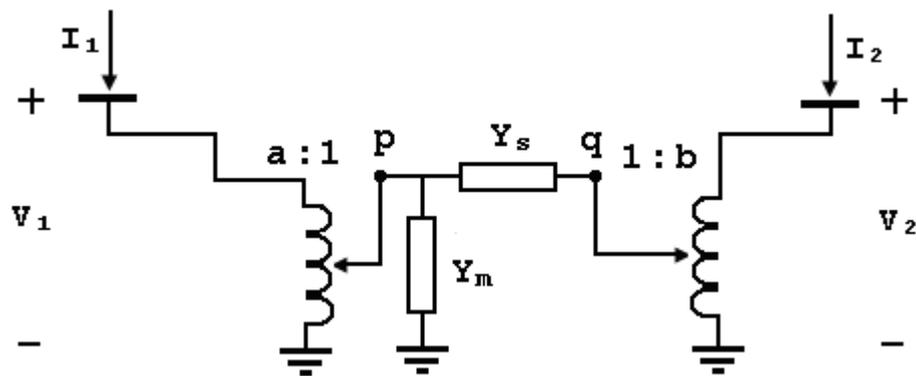
Transformadores Y- Δ introduzem o deslocamento de fase de 30 graus entre as tensões de linha de ambos os lados. As tensões e correntes de fase também sofrem o mesmo deslocamento. De acordo com Kundur (1994), deslocamentos de fase introduzidos pela configuração Y- Δ ou Δ -Y do transformador não são levados em conta nos estudos de fluxo de potência exceto nos casos em que tal deslocamento seja devido à impedância do transformador.

3.3 Desenvolvimento do modelo geral do LTC

Neste item são desenvolvidos modelos de circuitos que visam a representação do equivalente monofásico dos transformadores trifásicos.

A figura 17 exibe uma nova forma, aqui desenvolvida, para representar o transformador interligando as barras 1 e 2. Os parâmetros em valores pu são a admitância *shunt* de magnetização y_m e a admitância série de curto-circuito y_s .

Figura 17 – Barras 1 e 2 interligadas pelo transformador



As relações de transformação entre os enrolamentos de alta e baixa tensões fora do nominal e com valores em pu são respectivamente

$$\mathbf{a} = (V_{t1}/V_{b1}) \quad \text{e} \quad \mathbf{b} = (V_{t2}/V_{b2}) .$$

V_{b1} e V_{b2} são as tensões bases de linha qualquer que seja a conexão dos enrolamentos e V_{t1} e V_{t2} são as tensões no tap atual. Portanto, a relação de transformação fora do nominal em pu é calculada como

$$k = (V_{t1} \cdot V_{b2}) / (V_{b1} \cdot V_{t2}) .$$

Torna-se possível representar mudanças de tap fora do nominal associadas a deslocamentos de fase em qualquer lado dos terminais em Y.

Examinando a figura 17 verifica-se que

$$\mathbf{I}_p = \mathbf{Y}_s (\mathbf{V}_p - \mathbf{V}_q) + \mathbf{Y}_m \mathbf{V}_p \text{ e } \mathbf{I}_q = \mathbf{Y}_s (\mathbf{V}_q - \mathbf{V}_p) . \quad (21)$$

Além disso,

$$\mathbf{V}_p = (1/\mathbf{a}) \mathbf{V}_1 \text{ e } \mathbf{V}_q = (1/\mathbf{b}) \mathbf{V}_2; \quad (22)$$

$$\mathbf{I}_p = \mathbf{a}^* \mathbf{I}_1 \text{ e } \mathbf{I}_q = \mathbf{b}^* \mathbf{I}_2 . \quad (23)$$

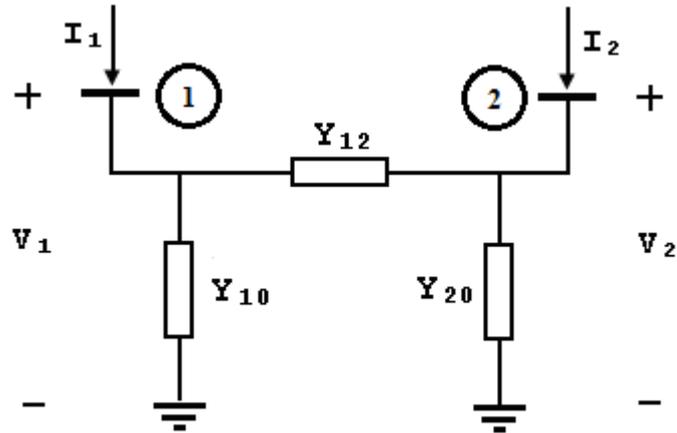
Eliminando os nós p e q por substituição de (21) em (22) e depois em (23) resulta em

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\mathbf{Y}_s + \mathbf{Y}_m}{\mathbf{a}^2} & -\frac{\mathbf{Y}_s}{\mathbf{a}^* \mathbf{b}} \\ -\frac{\mathbf{Y}_s}{\mathbf{a} \mathbf{b}^*} & \frac{\mathbf{Y}_s}{\mathbf{b}^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 \\ \mathbf{V}_2 \end{bmatrix} . \quad (24)$$

Para transformadores com deslocamento de fase, \mathbf{a} ou \mathbf{b} ou ambos devem ser complexos; a matriz da equação (24) não é simétrica. Portanto não existe um circuito passivo que represente o sistema da figura 17. No próximo item é desenvolvido um modelo de circuito ativo capaz de incluir o deslocamento de fase promovido pelo transformador.

Para transformadores sem deslocamento de fase, \mathbf{a} e \mathbf{b} são reais e, dessa forma, a matriz da equação (24) é simétrica. O modelo π -equivalente mostrado na figura 18 pode ser utilizado para representar o sistema da figura 17.

Figura 18 – Circuito π -equivalente



O circuito equivalente da figura 18 permite escrever:

$$\mathbf{I}_1 = \mathbf{Y}_{10}\mathbf{V}_1 + \mathbf{Y}_{12}(\mathbf{V}_1 - \mathbf{V}_2) \quad \text{e} \quad \mathbf{I}_2 = \mathbf{Y}_{12}(\mathbf{V}_2 - \mathbf{V}_1) + \mathbf{Y}_{20}\mathbf{V}_2.$$

Na forma matricial

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{10} + \mathbf{Y}_{12} & -\mathbf{Y}_{12} \\ -\mathbf{Y}_{12} & \mathbf{Y}_{12} + \mathbf{Y}_{20} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 \\ \mathbf{V}_2 \end{bmatrix}. \quad (25)$$

Identificando os elementos das matrizes admitâncias de barras representadas pelas equações (24) e (25) fica estabelecido que:

$$\mathbf{Y}_{10} = \frac{(\mathbf{b} - \mathbf{a})\mathbf{Y}_s + \mathbf{b}\mathbf{Y}_m}{\mathbf{a}^2\mathbf{b}}; \quad \mathbf{Y}_{12} = \frac{\mathbf{Y}_s}{\mathbf{a}\mathbf{b}} \quad \text{e} \quad \mathbf{Y}_{20} = \frac{(\mathbf{a} - \mathbf{b})\mathbf{Y}_s}{\mathbf{a}\mathbf{b}^2}. \quad (26)$$

O modelo representado pelas equações (26) permite representar **a** ou **b** como taps fora do nominal simultaneamente. Entretanto, caso ambos os taps sejam nominais, nos dois lados do transformador, $a = b = 1$, o transformador ideal da figura 17 desaparece.

Se V_{t1} está no tap nominal, $a = 1$, e b representa o tap fora do nominal, $b = 1/k$, e, se além disso y_m é desprezível, o circuito é aquele representado por Kundur(1994), ou seja

$$y_{10} = (1 - k)y_s; \quad y_{12} = ky_s; \quad e \quad y_{20} = k(k - 1)y_s \quad (27)$$

sendo

$$y_s = 1/\bar{Z}_e \quad e \quad k = 1/\bar{n} .$$

Por outro lado, se $a = k$ é um tap fora do nominal, b está na posição nominal, ou seja, $b = 1$ e, ainda, negligenciando y_m , o circuito se torna aquele de Elgerd(1982), a saber:

$$y_{10} = (1 - k)y_s/k^2; \quad y_{12} = y_s/k \quad e \quad y_{20} = (k - 1)y_s/k . \quad (28)$$

3.4 Modelagem dos dispositivos de deslocamento de fase

Seja **a** complexo e **b** real na equação (24), sendo

$$a = ae^{ja} = a_r + ja_i \quad e$$

$$b = be^{j0} = b_r + j0 .$$

Seja **A** a matriz assimétrica da equação (24). Então:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} . \quad (29)$$

A matriz assimétrica **A** pode ser escrita como a soma de uma matriz simétrica **A_s** e uma matriz anti-simétrica **A_a**,

$$\mathbf{A} = \mathbf{A}_s + \mathbf{A}_a$$

onde

$$\mathbf{A}_s = (1/2) (\mathbf{A} + \mathbf{A}^t) \quad \text{e} \quad \mathbf{A}_a = (1/2) (\mathbf{A} - \mathbf{A}^t).$$

Determinando \mathbf{A}_s e \mathbf{A}_a e substituindo \mathbf{A} em (29),

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y_s + y_m}{a^2} & \frac{-a_r y_s}{ba^2} \\ \frac{-a_r y_s}{ba^2} & \frac{y_s}{b^2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\frac{ja_i y_s}{ba^2} \\ \frac{ja_i y_s}{ba^2} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (30)$$

ou

$$\begin{bmatrix} I_1 + \Delta I_1 \\ I_2 + \Delta I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y_s + y_m}{a^2} & \frac{-a_r y_s}{ba^2} \\ \frac{-a_r y_s}{ba^2} & \frac{y_s}{b^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}. \quad (31)$$

A matriz

$$\begin{bmatrix} \frac{y_s + y_m}{a^2} & \frac{-a_r y_s}{ba^2} \\ \frac{-a_r y_s}{ba^2} & \frac{y_s}{b^2} \end{bmatrix}$$

da equação (31) é simétrica e pode ser representada por um circuito passivo com admitâncias

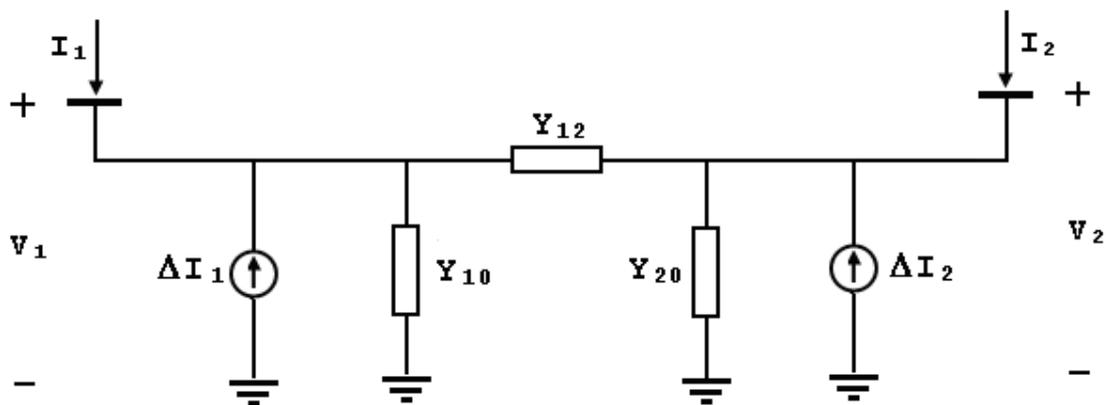
$$\begin{aligned}
 y_{10} &= (b y_m + (b - a_r) y_s) / (a^2 b); \\
 y_{12} &= y_s a_r / (a^2 b) \text{ e} \\
 y_{20} &= (a^2 - a_r b) y_s / (a^2 b^2)
 \end{aligned}
 \tag{32}$$

mais a compensação por injeção de corrente controlada por tensão

$$\begin{aligned}
 \Delta I_1 &= (j a_i y_s / (a^2 b)) V_2 \text{ e} \\
 \Delta I_2 &= (-j a_i y_s / (a^2 b)) V_1.
 \end{aligned}
 \tag{33}$$

A figura 19 exibe o modelo de circuito π generalizado, aqui desenvolvido, para o transformador com tap para deslocamento de fase sob carga descrito pelas equações (32) e (33).

Figura 19 – Circuito π generalizado



3.5 Modelagem do transformador de três enrolamentos

Transformadores de três enrolamentos são de amplo interesse nos estudos de fluxo de carga. São usados para interligar sistemas de transmissão com tensões diferentes. São constituídos de três unidades monofásicas interligadas para formar uma unidade trifásica ou um banco trifásico de autotransformador-transformador. O autotransformador foi realizado através da conexão dos lados primário e secundário em Y e o transformador por um

enrolamento terciário em Δ normalmente de baixo fator de transformação para garantir um caminho para a corrente de 3°. harmônico e estabilização do neutro.

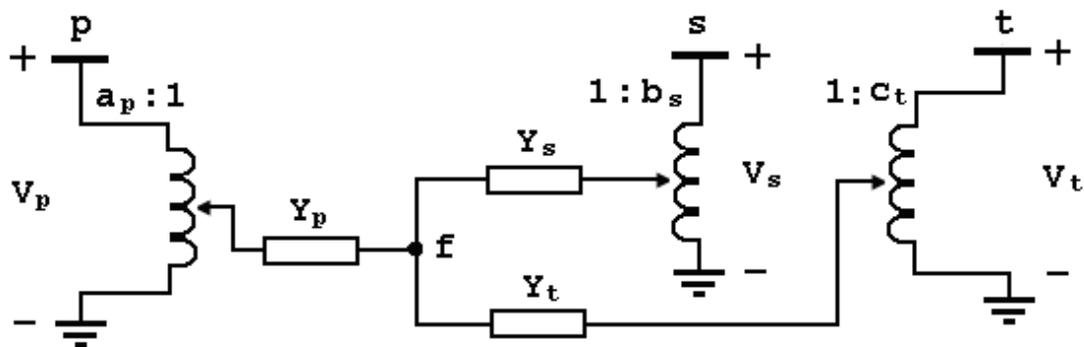
O modelo anterior é agora ampliado para contemplar a representação de tal transformador. Seja o transformador de três enrolamentos dotado de capacidade de mudança de tap sem carga no enrolamento primário, a_p , capacidade de mudança de tap com carga no secundário, b_s e deslocamento de fase de 30° do terciário por causa da conexão em Δ . Se Z_{ps} , Z_{pt} e Z_{st} são as impedâncias de curto-circuito e Y_m a admitância de magnetização, então a figura 20 representa o diagrama unifilar do circuito equivalente. Os parâmetros do diagrama unifilar do transformador são

$$Y_p = 1/Z_p, \quad Y_s = 1/Z_s \text{ e } Y_t = 1/Z_t,$$

sendo

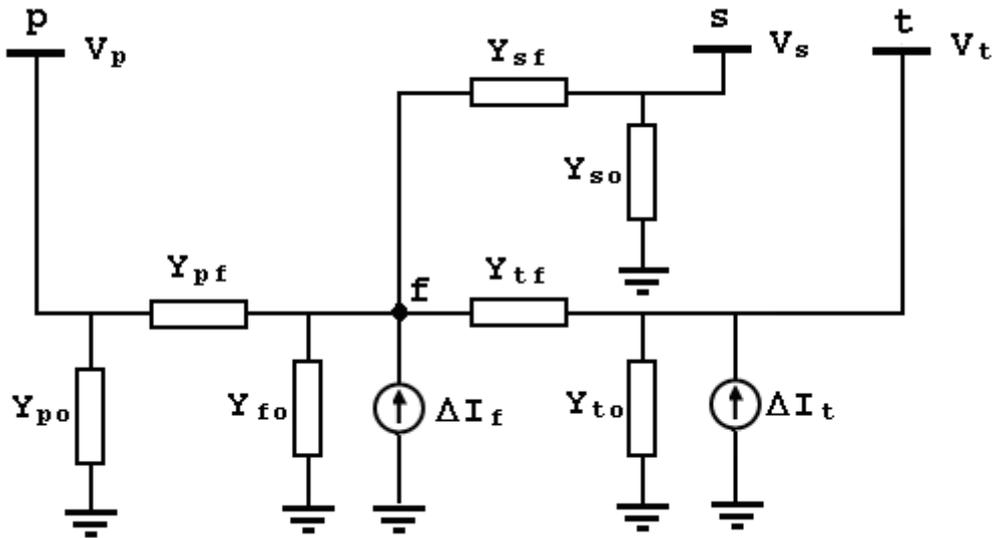
$$\begin{bmatrix} Z_p \\ Z_s \\ Z_t \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 \\ 1 & -1 & 1 \\ -1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{ps} \\ Z_{pt} \\ Z_{st} \end{bmatrix}. \quad (34)$$

Figura 20 – Diagrama unifilar dos três enrolamentos



O circuito equivalente é exibido na figura 21, a seguir.

Figura 21 – Circuito equivalente monofásico



Os parâmetros do circuito equivalente monofásicos são obtidos em correspondência com as equações (32).

$$y_{pf} = y_p a_{pr} / (a_p^2) \quad (35)$$

$$y_{po} = (y_m + (1 - a_{pr})y_p) / a_p^2 \quad (36)$$

$$y_{sf} = y_s / b_s \quad (37)$$

$$y_{so} = (b_s - 1)y_s / b_s \quad (38)$$

$$y_{to} = (c_t - c_{tr})y_s / c_t^2 \quad (39)$$

$$y_{fo} = ((a_p^2 - a_{pr})y_p / a_p^2) + ((b - 1)y_s / b) + (c_t^2 - c_{tr})y_s / c_t^2 \quad (40)$$

Assim a_p é feito complexo para permitir deslocamento de fase do lado p, b_s é feito real e c_t é feito complexo do lado t para permitir o deslocamento de fase devido à conexão Y- Δ .

As injeções de compensação dadas pelas equações (33) acarretam as equações (41) e (42).

$$\Delta \mathbf{I}_t = (j c_{ti} \mathbf{y}_s / c_t^2) \mathbf{V}_f \quad (41)$$

$$\Delta \mathbf{I}_f = (-j c_{ti} \mathbf{y}_s / c_t^2) \mathbf{V}_{1t} \quad (42)$$

Nessa terceira parte do trabalho, foram examinadas as representações dos transformadores em sistemas de transmissão de energia elétrica e as suas diversas utilizações. Foram discutidas as interpretações de vários autores a respeito das relações entre os fasores tensão e corrente e a representação de impedâncias referidas a um lado ou outro do transformador. Para mudança de tap foi revisto o modelo tradicional do transformador com esse recurso. Em seguida foram desenvolvidos um modelo geral do LTC e a modelagem dos dispositivos de deslocamento de fase.

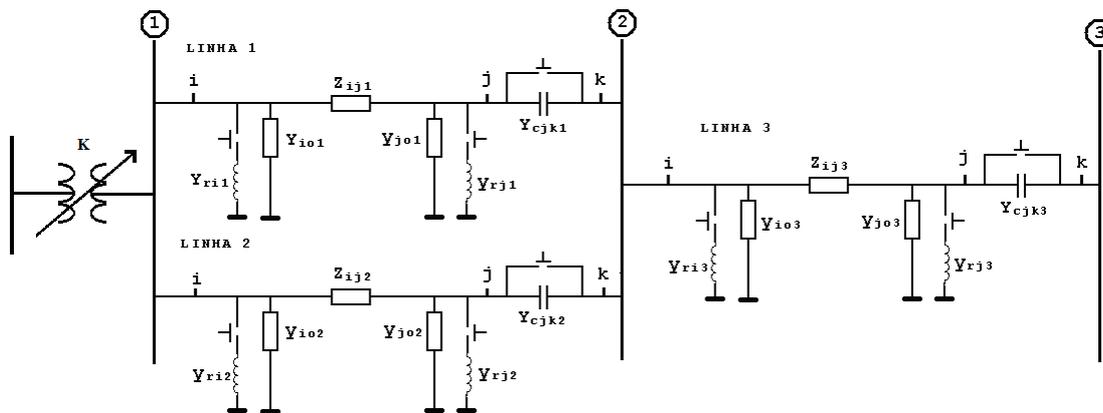
4 ANÁLISE DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO EXTREMAMENTE CARREGADO

4.1 Introdução

Nesta parte do trabalho são investigadas diversas estratégias de controle preventivo e corretivo para assegurar margens de segurança adequadas em condições extremas de carga.

Para o desenvolvimento a seguir é proposto um sistema típico de transmissão de energia elétrica constituído por uma usina geradora, uma subestação elevadora, duas linhas de transmissão em paralelo, LT1 e LT2, associadas em série com uma terceira linha de transmissão LT3. Todas as três linhas possuem compensação série e paralela. O diagrama do sistema de transmissão proposto para esta investigação é exibido na figura 4.1, a seguir.

Figura 22 – Sistema de Transmissão de 345 kV



A barra, à esquerda do transformador, é considerada uma barra de potências ativa e reativa ilimitadas. A subestação elevadora é representada por um transformador elevador à esquerda da barra 1. A variável de controle K refere-se aos taps do transformador. O sistema de transmissão composto pelas linhas de transmissão LT1 e LT2, ligadas em paralelo, situadas entre as barras 1 e 2, assim como a linha de transmissão LT3, em série com a combinação paralelo das outras duas linhas, situada entre as barras 2 e 3, é representado por sua rede π -equivalente. Os dispositivos de compensação, localizados nas linhas que compõem o sistema de transmissão são as variáveis de controle de compensação shunt Y_{ri1} , Y_{rj1} , Y_{ri2} , Y_{rj2} , Y_{ri3} , Y_{rj3} , e as variáveis de controle de compensação série Y_{cjk1} , Y_{cjk2} , Y_{cjk3} .

Os dados nominais do transformador são:

225 MVA,
 13,8 kV $\Delta_{\pm 2 \times 2,5\%}$,
 345 kV $Y_{\pm 10\%}$,
 LTC $X_T = 10\%$.

Cada linha de transmissão é de 345 kV, 400 km de extensão e apresenta os seguintes dados:

- a) condutores ACSR, cardinal, doubled, bundled, 954MCM,
- b) diâmetro externo 1,196";
- c) distâncias entre os condutores,
 $D_{ab} = 8\text{m}$, $D_{bc} = 8\text{m}$, $D_{ca} = 16\text{m}$ e $D_{aa} = D_{bb} = D_{cc} = 0.45\text{m}$;
- d) distância média geométrica, $DMG = 10,0794\text{m}$;
- e) raio médio geométrico, $GMR = 0.0743\text{m}$;
- f) resistência a 50°C, 60Hz, 75% da corrente máxima
 admissível é $r = 0,0350 \Omega/\text{km}/\text{fase}$;
- g) corrente máxima admissível a 50°C e 60Hz
 $I_{\text{max_adm}} = 1010\text{A}$ por condutor;
- h) reatância indutiva, $x_L = 0,3699 \Omega/\text{km}/\text{fase}$;
- i) reatância capacitiva, $x_C = 0,2284 \text{M}\Omega/\text{km}/\text{fase}$.

A compensação série é de 30% da reatância série de cada linha em 3 módulos de 10% cada e a paralela é de 80% da susceptância shunt de cada linha em 4 módulos de 20%. O LTC apresenta taps de 95% a 105% com resolução de 0,3125 %.

O quadro 2 detalha as variáveis de controle para promover as compensações necessárias à operação normal do sistema de transmissão proposto para esse trabalho.

Quadro 2 – Variáveis de controle

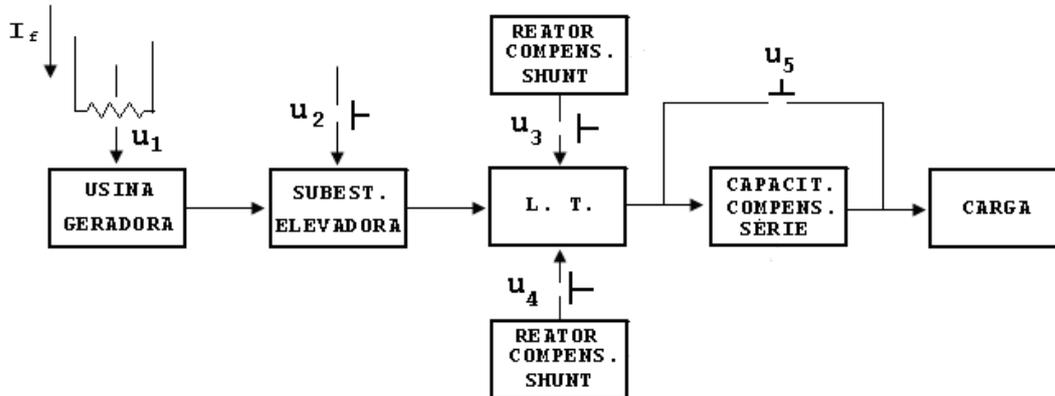
Variável	Componente	Natureza	Faixa % [valor inicial:valor final: passo]
K	Transformador LTC	Discreta	[95:105:5]
Y_{ri1}	Reator linha 1 (80% Y_{io1})	Discreta	[20:80:20]
Y_{rj1}	Reator linha 1 (80% Y_{jo1})	Discreta	[20:80:20]
Y_{ri2}	Reator linha 2 (80% Y_{io2})	Discreta	[20:80:20]
Y_{rj2}	Reator linha 2 (80% Y_{jo2})	Discreta	[20:80:20]
Y_{ri3}	Reator linha 3 (80% Y_{io3})	Discreta	[20:80:20]
Y_{rj3}	Reator linha 3 (80% Y_{jo3})	Discreta	[20:80:20]
Y_{cjk1}	Capacitor série da linha 1 (30% X1)	Discreta	[0:30:10]
Y_{cjk2}	Capacitor série da linha 3 (30% X1)	Discreta	[0:30:10]
Y_{cjk3}	Capacitor série da linha 3 (30% X1)	Discreta	[0:30:10]

O quadro 2 revela a existência de inúmeros estados possíveis do sistema de transmissão sob estudo.

4.2 Algoritmo de Simulação

O diagrama em blocos da figura 23 representa o sistema de transmissão proposto para esse estudo, o qual está representado na figura 22.

Figura 23 – Diagrama em blocos do sistema de transmissão de energia elétrica representado na figura 22



As variáveis de controle identificadas no diagrama em blocos na figura 23 e detalhadas no quadro são:

- $u_1 =$ corrente de campo do gerador $- [i_f^{\min}, i_f^{\max}]$ – contínua
Por hipótese esse controle é usado para assegurar a validade da hipótese de manter a tensão terminal do gerador constante.
- $u_2 = \{K\}$ – conjunto representativo dos taps do transformador;
- $u_3 = [Y_{r1}, Y_{r2}, Y_{r3}]$ – vetor representativo das compensações shunt nas três linhas do sistema de transmissão;
- $u_4 = [Y_{rj1}, Y_{rj2}, Y_{rj3}]$ – vetor representativo das compensações shunt nas três linhas do sistema de transmissão;
- $u_5 = [Y_{cjk1}, Y_{cjk2}, Y_{cjk3}]$ – vetor representativo das compensações série nas três linhas do sistema de transmissão.

Os programas computacionais para simulação, análise e diagnóstico do sistema de transmissão são apresentados nos apêndices B, C e D.

4.3 Cenários para análise do sistema de transmissão

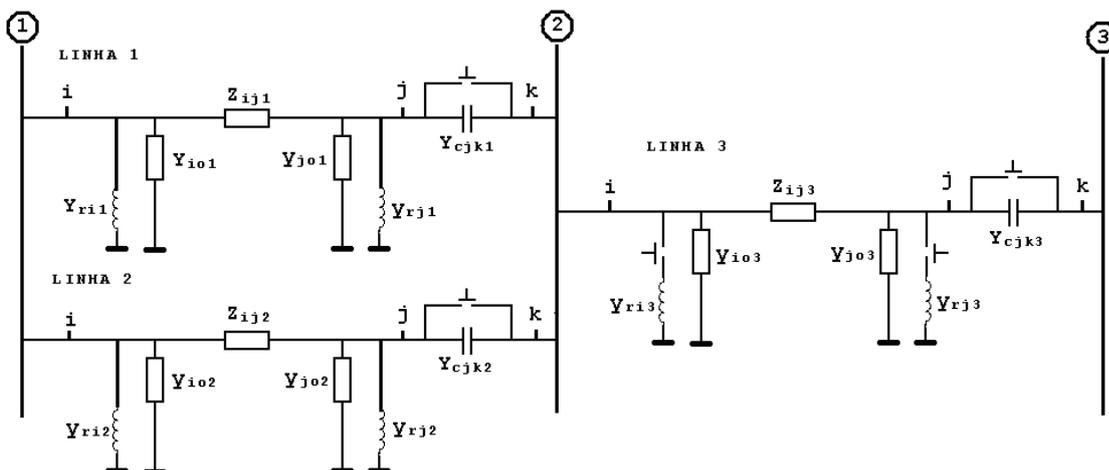
Dois cenários são utilizados para demonstrar a metodologia proposta neste trabalho.

Cenário I – A carga, com fator de potência constante, é aumentada até o ponto de operação $P_o = 0,90SIL$. A tensão no ponto de operação, V_{po} , ou seja, a tensão correspondente ao carregamento $P_o = 0,90SIL$ é identificada. Se a tensão V_{po} é inferior ao limite inferior de tensão, LQT, a prática atual consiste em efetuar uma ação de controle para restabelecer a tensão sem que a margem de segurança, MCT, seja considerada.

Neste trabalho, é proposto efetuar a ação de controle que produza a melhor margem de segurança, $MCT_{MÁX}$, qualquer que seja a situação.

A configuração do sistema de transmissão apresenta a LT1 e a LT2 com todos os dispositivos de compensação ligados. A configuração da LT3 é variada e os efeitos das compensações série e paralela sobre os limites de tensão, potência ativa transmitida e margens de colapso de tensão são calculados. O sistema de transmissão para o cenário I é apresentado na figura 24 a seguir.

Figura 24 – Sistema de transmissão de 345 kV – Cenário I



A estratégia de controle utilizada no cenário I consiste em examinar as 8 (oito) configurações da LT3 descritas no quadro 3 a seguir.

Quadro 3 – Esquema de ligação dos compensadores série e paralelo da LT3

Y _{ri}	Y _{rj}	Y _{cij}
1	1	1
1	1	0
1	0	1
1	0	0
0	1	1
0	1	0
0	0	1
0	0	0

Nível lógico “0”: compensador desligado;

Nível lógico “1”: compensador ligado.

Y_{cij}: admitância de compensação série referente ao capacitor série; 30%

Y_{ri}: admitância de compensação paralela referente ao reator de compensação à esquerda da impedância série do modelo π da LT3; 80%

Y_{rj}: admitância de compensação paralela referente ao reator de compensação à direita da impedância série do modelo π da LT3; 80%

Informações adicionais referentes ao Cenário I

Carregamento máximo: potência ativa no ponto de operação = 0,9 SIL pu;

V_{po}: tensão referente ao carregamento no ponto de operação em pu;

MCT_{MÁX}: margem de colapso de tensão máxima; %

MCT*: outras margens de colapso de tensão em que a tensão compensada é maior ou igual à tensão no ponto de operação V_{po}; %

V_{comp}: tensão após a compensação; pu

P_{comp}: potência ativa máxima transmitida, após a compensação; % do SIL

No cenário II são exibidas inúmeras possibilidades para análise das ações preventivas ou corretivas capazes de assegurar margens de colapso de tensão seguras para a operação do sistema de transmissão proposto para este trabalho.

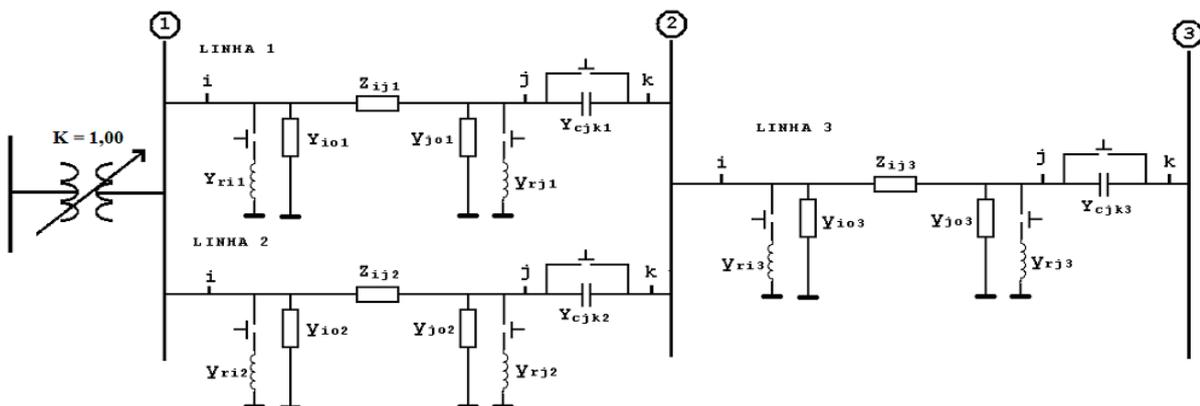
Cenário II – A carga é aumentada lentamente com fator de potência constante até o valor de 0,9SIL. A tensão no ponto de operação V_{po} , ou seja, a tensão correspondente ao carregamento $P_o = 0,90 \text{ SIL}$ é identificada. A compensação é feita com a abertura dos reatores paralelos das três linhas. Cada reator pode compensar até 80% das admitâncias paralelas das linhas de transmissão, de 20% em 20% . Os capacitores série podem compensar até 30% da reatância contida na impedância série das linhas, de 10% em 10%. O LTC varia a tensão de 95% a 105%, com passo de 0,3125 %, o que corresponde a 33 posições de tap.

Diversos estudos podem ser desenvolvidos. Por exemplo, a tensão V_{po} é identificada. São examinadas as ações de controle que compensam V_{po} e ao mesmo tempo mantêm uma margem de capacidade de transmissão MCT segura. Ou, podem ser identificadas as ações que mantêm MCT acima de um determinado valor. Dessa forma, ações de controle adequadas podem ser identificadas e ações inadequadas podem ser evitadas. A configuração do sistema de transmissão é tal que, consideradas apenas as manobras em linhas individuais, são totalizados 9750 casos assim distribuídos:

- a) 33 posições de tap;
- b) Duas posições para cada compensador série ou paralelo, ou seja:
 - b.1) compensação nula ou
 - b.2) compensação total.

Para exemplificar, são observados 143 casos nos quais os efeitos das compensações séries e paralelas são avaliados. O principal objetivo é identificar ações preventivas ou corretivas capazes de assegurar margens de colapso de tensão seguras. A configuração do sistema de transmissão para o cenário II é mostrada na figura 25.

Figura 25 – Sistema de transmissão de 345 kV – Cenário II



As ações investigadas são:

- a) Casos 01 a 10 – Um compensador é retirado de cada vez em cada linha;
- b) Casos 11 a 19 – Dois compensadores retirados de cada vez em cada linha;
- c) Casos 20 a 22 – Três compensadores retirados de cada vez em cada linha;
- d) Casos 23 a 31 – Um compensador da LT1 e outro da LT2 é retirado de cada vez;
- e) Casos 32 a 40 – Um compensador da LT1 e outro da LT3 é retirado de cada vez;
- f) Casos 41 a 49 – Dois compensadores da LT1 e dois da LT2 são retirados por vez;
- g) Casos 50 a 58 – Dois compensadores da LT1 e dois da LT3 são retirados por vez;
- h) Casos 59 a 64 – Dois compensadores de uma linha e três de outra são retirados de cada vez;
- i) Casos 65 a 67 – Três de LT1, 2 de LT2 e 3 de LT3 são retirados;
- j) Casos 68 a 70 – Três de LT1, 2 de LT2 e 2 de LT3 são retirados;
- k) Casos 71 a 72 – Três compensadores fora em cada duas linhas;
- l) Casos 73 a 98 – Um compensador de uma linha e dois de outra por vez;
- m) Casos 99 a 107 – Dois compensadores de uma linha e 1 das outras 2 por vez;
- n) Casos 108 a 133 – Dois compensadores de cada linha e
- o) Casos 134 a 143 – Retirados três compensadores de LT3 e dois de LT1 e LT2.

4.4 Análise dos resultados das investigações referentes aos Cenários I e II

Neste item são apresentados e discutidos os resultados dos 8 (oito) testes realizados no Cenário I e dos 143 (cento e quarenta e três) testes realizados no Cenário II.

4.4.1 Resultados referentes ao Cenário I

O ponto de operação foi identificado como $P_o = 0,8918$ SIL. A tensão correspondente a esse ponto de operação é $V_{po} = 0,7818$ pu. A melhor margem de capacidade de transmissão é $MCT_{MÁX} = 21,52$ % correspondendo a um valor de tensão compensada $V_{comp} = 1.1107$ pu e potência ativa transmitida $P_{comp} = 1.0937$ SIL. Depois da compensação a tensão aumentou de $[(1,1107 - 0,7818) / 0,7818] \times 100 = 42,07$ %, ao mesmo tempo que, a potência transmitida aumentou de $[(1,0937 - 0,8918) / 0,8918] \times 100 = 22,64$ %.

A situação que apresenta os resultados ora descritos ocorre com a LT3 configurada de forma que o capacitor série está ativado e os dois reatores desligados, caso correspondente à

2ª. configuração vista na tabela 2, ou seja: $Y_{cij} = 1$; $Y_{ri} = 0$ e $Y_{rj} = 0$. A LT3 está, portanto, com 30 % de compensação série e nenhuma compensação paralela.

As outras margens de colapso de tensão que asseguram valores de tensões maiores ou iguais a $V_{po} = 0,7348$ pu são exibidos no quadro 4.

Quadro 4 – Configuração da LT3 que assegura $V_{comp} > V_{po} = 0,7348$ pu

Y_{ri}	Y_{rj}	Y_{cij}	MCT* %	V_{comp} – pu	P_{comp} –SIL
80 %	0	80%	12,06	1,0102	1,0085
0	80%	80%	7,99	0,9108	0,9719
0	0	0	4,36	1,0543	0,9393

O cenário I foi utilizado para exemplificar a metodologia relacionada à análise das ações preventivas e corretivas capazes de manter o sistema de transmissão operando com tensões acima de 0,7348 pu e margens de capacidade de transmissão identificadas. Ao mesmo tempo as ações indevidas estão identificadas e não devem, obviamente, serem executadas. Por exemplo, a ação de controle com $Y_{ri} = 0$, $Y_{rj} = 80\%$ e $Y_{cij} = 0$ não é adequada porque a margem de colapso de tensão é negativa.

4.4.2 Resultados referentes ao Cenário II

A figura 26, abaixo, exhibe os valores de tensão após a compensação para cada um dos 143 casos investigados. Na figura 27 é mostrado o gráfico da tensão limite para cada um dos 143 casos examinados.

Figura 26 – Gráfico da tensão compensada em pu em cada um dos 143 casos

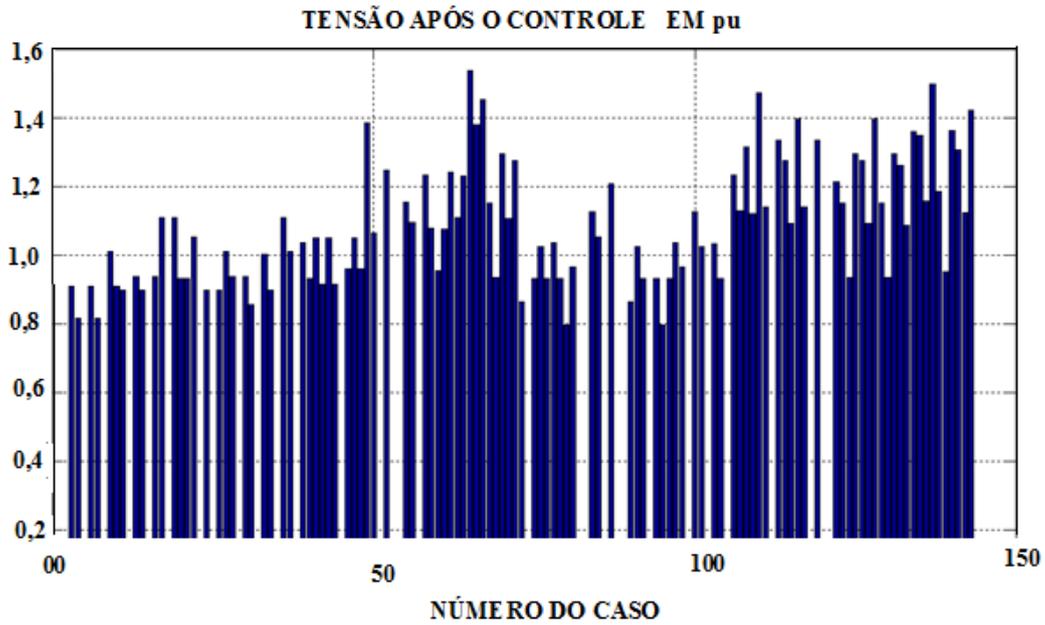
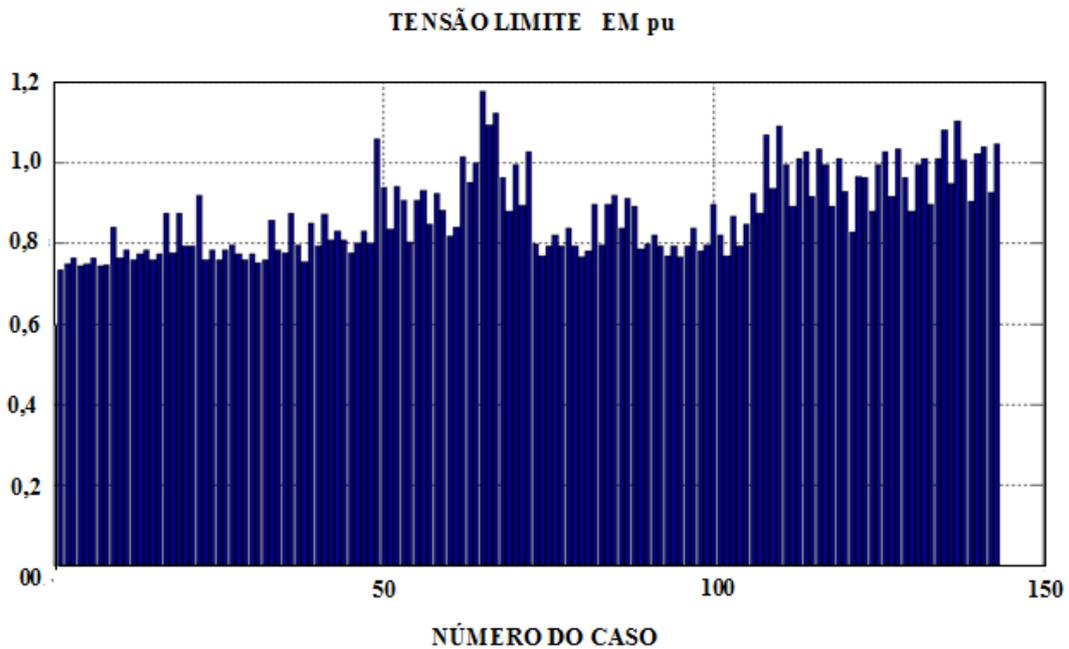


Figura 27 – Gráfico da tensão limite em pu em cada um dos 143 casos



O gráfico da figura 28 exibe a margem de colapso de tensão MCT percentual para cada um dos 143 casos em foco. A figura 29 mostra a potência ativa máxima transmitida, em pu, após a compensação.

Figura 28 – Gráfico da margem de colapso de tensão MCT percentual em cada um dos 143 casos

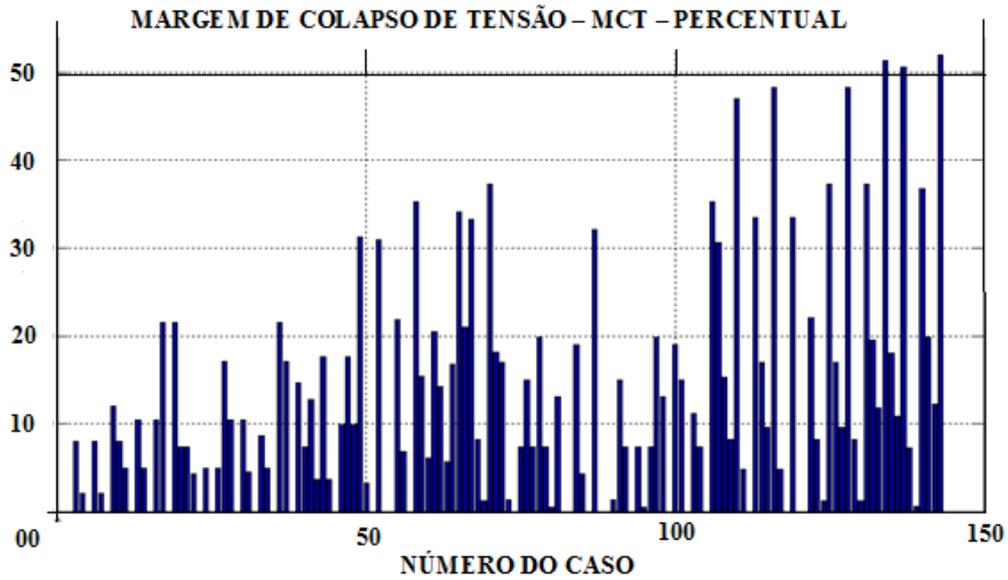
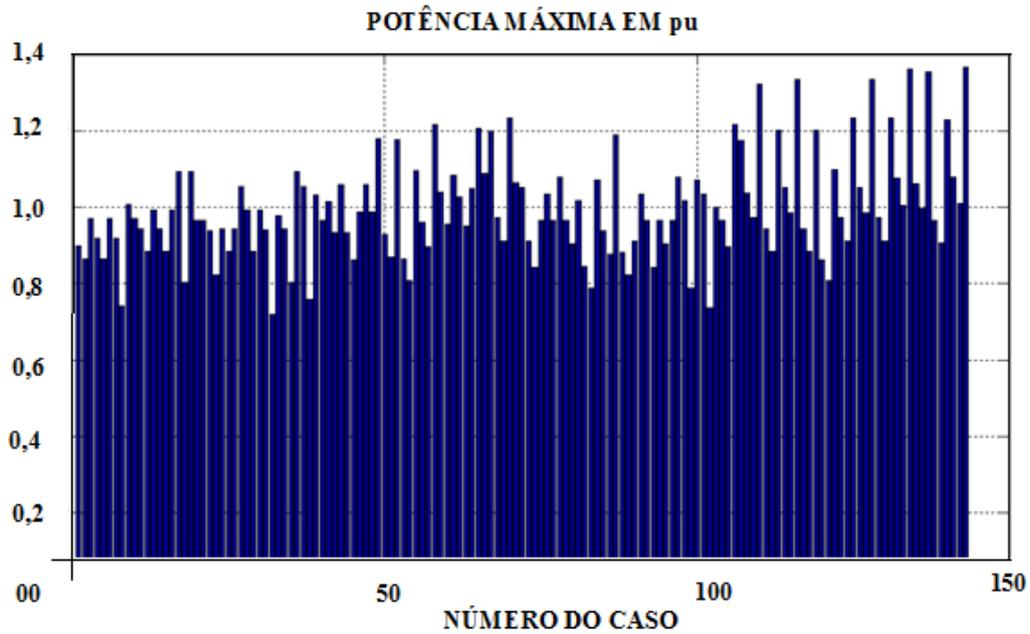


Figura 29 – Gráfico da potência ativa máxima transmitida em pu em cada um dos 143 casos



Diversas análises podem ser efetuadas a partir dos gráficos das figuras 26 a 29.

Por exemplo, é possível identificar a melhor margem de colapso de tensão e a tensão e a potência ativa associadas. A maior margem de colapso de tensão é $MCT = 51,93\%$ que corresponde à tensão compensada de 1,3674 pu e a potência máxima de 1,4223 pu.

É também possível identificar todos os casos em que a tensão compensada fica dentro dos limites de 0,975 a 1,025 pu. Ao todo são 44 casos. Dentre estes 44 casos, a melhor margem de colapso de tensão é $MCT = 17,09\%$. A tensão compensada correspondente é 1,0123 pu e a potência ativa máxima é 1,0538. Esta situação corresponde ao caso 17 dos 143 investigados. Neste caso 17 as compensações série e paralelo das LT1 e LT2 estão ativas e apenas a compensação série da LT3 está ativa, ou seja na LT3 não há compensação paralela.

A máxima potência transmitida é 1,3674 pu que corresponde a uma $MCT = 7,35\%$. Tal situação corresponde ao caso 21 dos 143 simulados. Neste caso 21 as LT1 e LT3 estão com todos os compensadores ativos. A LT2 está com todos os compensadores desativados.

Fica claro, portanto, que é possível identificar ações de controle que mantenham a tensão na faixa requerida e com margem de colapso de tensão segura, ou, também, situações em que ações que elevem o valor da tensão podem levar o sistema a operar com margens de colapso pequenas ou até levá-lo ao colapso total devendo, portanto serem evitadas.

Os efeitos de chaveamento e mudanças de tap no transformador são quantificados pelo impacto no índice de desempenho margem de colapso de tensão MCT ou margem de estabilidade de tensão servindo, portanto, de parâmetro para definir se a mudança de configuração das linhas de transmissão com vistas ao controle de tensão é seguro.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho abordou o tema “Controle do Valor Eficaz de Tensão em Linhas de Transmissão Operando sob Condições de Carregamento Extremo”. Foi observado o conjunto de situações em que o sistema de energia elétrica opera, a saber, operação em estado normal, de alerta, restaurativo, de emergência e extremo.

As ações tradicionais executadas pelos operadores têm sido o chaveamento de reatores e capacitores e mudanças de tap nos transformadores. Mas, com o sistema de transmissão operando com carregamentos cada vez mais elevados, essas práticas podem resultar em colapso de tensão se margens de segurança não forem observadas. Para uma operação adequada e segura, não basta reajustar o nível da tensão. Há que se observar os limites operativos como o limite térmico, o limite de queda de tensão e o limite de estabilidade estática.

Neste trabalho foram desenvolvidos métodos e ferramentas para assegurar margens de estabilidade de tensão durante as manobras visando restaurar a tensão aos seus estreitos limites. Para tal foi revista a teoria de linhas de transmissão sob condições de carregamento extremo; foi desenvolvido um procedimento que simula os efeitos das ações de controle do operador; foram desenvolvidos modelos de circuitos equivalentes capazes de representar o sistema de transmissão de forma mais adequada que os modelos tradicionais; foram desenvolvidos programas computacionais para simular o sistema de transmissão e as estratégias que permitem avaliar o impacto das ações de controle sobre a tensão e ao mesmo tempo sobre a margem de colapso de tensão. Com isso é possível diagnosticar situações que possam produzir riscos de colapsos de tensão devidas às ações de controle.

Foi apresentada uma breve revisão da teoria de linhas de transmissão e estudado o desempenho dessas linhas em termos dos três limites operativos: limite de queda de tensão LQT, limite térmico dos condutores e flecha máxima LTC e limite de capacidade de transmissão ou limite de estabilidade estática MCT. Foi proposto um sistema típico para realizar o estudo da tensão na carga em função do comprimento da linha de transmissão.

Foi investigada a relação entre o módulo da tensão e a potência transmitida através da do sistema típico proposto para esse trabalho estabelecendo-se a capacidade de transmissão da linha além de apontar ações de controle que previnam colapsos de tensão e situações onde tais ações não sejam eficientes.

Também foi desenvolvido o modelo de simulação para esse trabalho, cuja estrutura foi apresentada em um diagrama de blocos culminando com a generalização do modelo π equivalente capaz de acomodar qualquer combinação envolvendo linhas em série ou paralelo.

Foram realizadas simulações relacionando a tensão e a distância de transmissão com diversos carregamentos relativizados em termos de SILs.

Além disso foram realizadas simulações relacionando o módulo da tensão e a potência ativa transmitida em que o índice margem de colapso de tensão MCT revelou-se poderosa ferramenta para medir o impacto das ações de controle para restaurar a tensão aos seus níveis permitidos sobre a margem de colapso de tensão MCT. A potência limite foi estabelecida como o máximo do mínimo entre os três limites, a saber, limite térmico dos condutores LTC, limite de queda de tensão LQT e limite de capacidade de transmissão LCT.

Os transformadores são equipamentos utilizados para transformação de tensões bem como para controle de tensão e de fluxo de potência reativa. Foi verificado que essencialmente, a diferença entre os modelos de transformadores reside no lado em que a impedância ou a admitância é representada. Foram desenvolvidos modelos para acomodar as diversas funções dos transformadores e simplificar as, ainda existentes, dificuldades na interpretação dos modelos tradicionais.

Inicialmente os modelos tradicionais foram revistos e um circuito com impedância passiva foi desenvolvido para representar taps fora do nominal no enrolamento de baixa ou no enrolamento de alta tensão do transformador; depois foi desenvolvido um circuito ativo de injeção de corrente controlada por tensão e o modelo foi aplicado a um transformador de três enrolamentos típico de transmissão, no qual o primário e o secundário ligados em Y aterrado formam um autotransformador e o primário e o secundário são indutivamente acoplados ao enrolamento terciário ligado em Δ . Finalmente, recursos para mudanças de tap fora do nominal com deslocamento de fase foram, neste trabalho, tornados possíveis em qualquer lado dos terminais em Y junto com a representação do deslocamento angular da tensão causada pela conexão Y- Δ dos enrolamentos. Assim, para mudança de tap foi desenvolvido um modelo geral do LTC tendo ainda sido realizada a modelagem dos dispositivos de deslocamento de fase.

Para demonstrar a utilidade da metodologia de análise e diagnósticos proposta, foram criados dois cenários em que o carregamento foi aumentado lentamente, com fator de potência constante, até atingir um determinado ponto de operação. A partir daí, foram investigadas as ações de controle e seus impactos na margem de colapso de tensão MCT,

ferramenta importante para tomada de decisão relativa a qual ou quais ações de controle devem ser ou não levadas a cabo para o controle da tensão. Em um sistema típico, especialmente elaborado para os testes, diversas configurações dos compensadores foram avaliadas em termos dos limites operativos e da margem de colapso de tensão.

Ficou evidenciado que inúmeras situações podem ser simuladas para verificar quais ações de controle de tensão são adequadas e quais que são potencialmente arriscadas a ponto de levar o sistema a operar em regiões próximas ao colapso de tensão e até ao próprio colapso de tensão.

Como o MCT é um fator decisório para a adoção ou não de uma ação de controle para restaurar a tensão aos seus valores normais, um trabalho futuro pode ser a medida da sensibilidade desse fator às ações de controle passíveis de realização.

REFERÊNCIAS

- ALLAN, R. N.; ARRUDA, C. LTC Transformers and MVAR violations in the fast decoupled load flow. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v. 101, n. 9, p. 3328- 3332, 1982.
- AMERICAN ELECTRIC POWER. **Transmission Facts**. AEP, 2009. Disponível em: <<http://www.aep.com/about/transmission/docs/transmission-facts.pdf>>.
- BALDWIN, M.S.; McFADDEN, D.P. Power systems performance as affected by turbine-generator controls response during frequency disturbances. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v. 100, n. 5, p.2486-2494, maio 1981.
- BARBOZA, Luciano V.; ZURN, Hans H.; SALGADO, Roberto. Load tap change transformers: a modeling reminder. **IEEE Power Engineering Review**, v.21, n. 2, p. 51-52, Feb. 2001.
- DENEGRI, G. B.; INVERNIZZI, M.; MILANO, F. Synthesis of an equivalent dynamic model for load areas with ltc transformers. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2001. **Transmission and Distribution Conference and Exposition**. New York: IEEE, 2001. v. 2, p. 641-646.
- DUNLOP, R.D.; GUTMAN, R.; MARCHENKO, P. P. Analytical development of loadability characteristics for EHV and UHV transmission lines. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 98, n. 2, p. 606-617, Mar./Apr. 1979.
- ELGERD, Olle Ingemar. **Electric energy systems theory: an introduction**. New York: McGraw-Hill, 1982.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. **Power systems analysis and design**. Austrália: Brooks Cole, 2002.
- GOUVEA JÚNIOR, M. M.; TERRA, L. D. B. Voltage collapse assessment in heavily loaded power systems. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO, 1, 1999, Salvador. **Anais do I Seminário Nacional de Controle e Automação**. Salvador: Associação Brasileira dos Profissionais de Instrumentação, Controle e Automação, 999.
- GRAINGER, John J.; STEVENSON JUNIOR, William D. **Power systems analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- GROSS, C. A. **Power systems analysis**. New York: John Wiley and Sons, 1979002E
- GROUP, W. Common format for the exchange of solved load flow data. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 92, n. 6, p. 1616-1925, Nov./Dec. 1973.
- KERCHNER, Russell M.; CORCORAN, George, F. **Alternating current circuits**. 4. ed. Manhattan: Wiley International, 1960.
- KNIGHT, U.G. **Power systems in emergencies**. Chichester: John Wiley, 2001.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

MEDANIC, J.; ILIC-SPONG, M.; CHRISTENSEN, J. Discrete models of slow voltage dynamics for under load tap-changing transformer coordination. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.2, n.4, p. 873–880, 1987.

MOMOH, J. A.; ZHANG, Y.; YOUNG, G. J. Effects of under-load tap changer (ltc) on power system voltage stability. In: ANNUAL NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 22, 1990. **Proceedings of the Twenty-Second Annual North American Power Symposium**. New York: IEEE, 1990. p. 298-303.

MOMOH, James A. **Electric power systems applications of optimization**. 2. ed. London: CRC (Taylor and Francis Group), 2009.

MONTICELLI, Alcir; GARCIA, Ariovaldo. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas: Editora Unicamp, 2003.

PARNIANI, M.; VANOUNI, M. A fast local index for on line estimation of closeness to loadability limit. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 584-585, Feb. 2010

PASSOS FILHO, J. A.; MARTINS, N.; FALCÃO, D. M. Identifying power flow control infeasibilities in large-scale power system models. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 1, p. 86-95, Feb. 2009.

PAUL, Clayton R. **Eletromagnetics for engineers**. New York: John Wiley & Sons, 2004.

SILVA, A. A. P. et al. Aplicabilidade e limitações dos modelos de ampacidade para condutores especiais. In: IEEE TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, 2010. **Proceedings of the Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America**. New York: IEEE, 2010. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/Induscon%202010/fscommand/web/docs/T1079.pdf>>.

STAGG, G. W.; EL-ABIAD, A. H. **Computer methods in power systems analysis**. Tokio: McGraw_Hill, 1968.

STEVENSON JÚNIOR, William D. **Elements of power systems analysis**. Tokio: McGraw-Hill, 1982.

TERRA, L. D. B.; SHORT, Mike J. Security-constrained reactive power dispatch. **IEEE Transaction on Power Systems**, v.3, n.1, p. 109-117, Feb. 1991.

TERRA, L. D.B. **Segurança de Sistemas de Energia Elétrica**. PUC Minas Virtual. Disponível em: <http://ead13.virtual.pucminas.br:8080/conteudo/material_pr/energia/00/36/index.htm>. Acesso em: 14 abr.2012.

VOURNAS, C. D.; SAKELLARIDIS, N. G. Region of attraction in a power system with discrete ltcs. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers**, v.53, n.7, p. 1610-1618, Jul. 2006.

WARD, J.B. e HALE, H.W. Digital Computer Solution of Power-Flow Problems. **IEEE Transaction of the American Institute of Electrical Engineers Power Apparatus and Systems, Part III**, v. 75, n. 3, p. 398-404, Jun. 1956.

WANG, Li et al. Analysis of a commercial wind farm in taiwan part II: different current-limit reactors and load tap changers on system performance. **IEEE Transactions on Industry Application**, v.47, n. 2, p. 954 –964, Mar./Apr. 2011.

APÊNDICES

APÊNDICE A - A SOLUÇÃO DAS EQUAÇÕES DO MODELO DA LINHA LONGA

A partir do modelo

$$\frac{dV}{dx} = [R + j\omega L]I(x) \text{ e}$$

$$\frac{dI}{dx} = [G + j\omega C]V(x)$$

é possível observar que:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = [R + j\omega L] \frac{dI}{dx} \text{ e}$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = [G + j\omega C] \frac{dV}{dx}.$$

Definindo $\gamma^2 = [R + j\omega L].[G + j\omega C]$, sendo γ conhecida como constante de propagação, e substituindo $\frac{dV}{dx}$ e $\frac{dI}{dx}$ nas derivadas segundas é possível concluir que

$$\frac{d^2V}{dx^2} = \gamma^2 V(x) \text{ e}$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = \gamma^2 I(x).$$

A solução geral das equações que representam a linha de transmissão possui a forma

$$V(x) = K_1 e^{\gamma x} + K_2 e^{-\gamma x} \text{ e}$$

$$I(x) = K_3 e^{\gamma x} + K_4 e^{-\gamma x}.$$

No terminal receptor, $x = 0$, $V(0) = V_R$ e $I(0) = I_R$. O resultado é:

$$K_1 + K_2 = V_R \text{ e } K_3 + K_4 = I_R.$$

As derivadas de $V(x)$ e $I(x)$ são:

$$\frac{dV}{dx} = K_1 \gamma e^{\gamma x} - K_2 \gamma e^{-\gamma x} = [R + j\omega L] I(x) \text{ e}$$

$$\frac{dI}{dx} = K_3 \gamma e^{\gamma x} - K_4 \gamma e^{-\gamma x} = [G + j\omega C] V(x).$$

Portanto,

$$K_1 \gamma e^{\gamma x} - K_2 \gamma e^{-\gamma x} = [R + j\omega L] [K_3 e^{\gamma x} + K_4 e^{-\gamma x}]$$

$$K_3 \gamma e^{\gamma x} - K_4 \gamma e^{-\gamma x} = [G + j\omega C] [K_1 e^{\gamma x} + K_2 e^{-\gamma x}]$$

Os termos $R + j\omega L$ e $G + j\omega C$ representam a impedância por quilômetro z e a admitância por quilômetro y , de forma que

$$z = R + j\omega L \quad \text{e} \quad y = G + j\omega C.$$

A relação

$$\frac{R + j\omega L}{\gamma} = \frac{R + j\omega L}{\sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}} = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} = \sqrt{\frac{z}{y}}$$

é conhecida como impedância característica da linha, Z_c , isto é:

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}}.$$

Observe-se que

$$\frac{G + j\omega C}{\gamma} = \frac{1}{Z_c}.$$

Em $x = 0$,

$$K_1 - K_2 = Z_c [K_3 + K_4] \quad \text{e} \quad K_3 - K_4 = \frac{1}{Z_c} [K_1 + K_2].$$

Combinando, então, os dois pares de equações

$$\begin{aligned} K_1 + K_2 &= V_R & e & & K_3 + K_4 &= I_R \\ K_1 - K_2 &= Zc[K_3 + K_4] & e & & K_3 - K_4 &= \frac{1}{Zc}[K_1 + K_2] \end{aligned}$$

verifica-se que:

$$K_1 = \frac{V_R + ZcI_R}{2}, \quad K_2 = \frac{V_R - ZcI_R}{2}, \quad K_3 = \frac{V_R + ZcI_R}{2Zc}, \quad e \quad K_4 = \frac{-V_R + ZcI_R}{2Zc}.$$

Finalmente é obtida a solução para o modelo da linha longa, dado por:

$$V(x) = \frac{V_R + ZcI_R}{2} (e)^{\gamma x} + \frac{V_R - ZcI_R}{2} (e)^{-\gamma x} \quad e$$

$$I(x) = \frac{\frac{V_R}{Zc} + I_R}{2} (e)^{\gamma x} - \frac{\frac{V_R}{Zc} - I_R}{2} (e)^{-\gamma x}.$$

APÊNDICE B - Tensão na carga em função da posição

```

clc;close all;clear all
Vb=345;f=60;Sb=100;Zb=Vb*Vb/Sb;Ib=Sb/(sqrt(3)*Vb);Imax=2*1.100*0.75;Imax_pu
=Imax/Ib;
pes_m=0.3048 ; pol_m=0.0254 ; milha_km=1.609 ;
diam = 1.196; %polegadas
rlinha = 0.0403; %pés
Dab=8 ; Dbc=8 ; Dca=16 ; %metros
Daa = 0.45; %metros
raio = pol_m * diam/2;
rlinha = pes_m * rlinha;
%
r_ohm = 0.1128;
r=0.5*r_ohm/milha_km;
DMG=(Dab*Dbc*Dca)^(1/3);
RMG=sqrt(Daa*rlinha);
RMGc=sqrt(Daa*raio);
xl=0.004657*f*log10(DMG/RMG)/ milha_km;
xc=(4.093E6/f)*log10(DMG/RMGc)*milha_km;
z=r+xl*j;
bc=1/xc;
y=0+bc*j;
Zc=sqrt(z/y);
Zc_m=abs(Zc);
Zc_ang=angle(Zc)*180/pi;
Zc_pu=Zc/Zb;
gama=sqrt(z*y);
lambda=2*pi/imag(gama);
comp=(10:10:lambda/8) %comprimento máximo: 1/4 de comprimento de onda
Zpi=Zc_pu*sinh(gama*comp);
Ypi=(cosh(gama*comp)-1)/Zpi;
Vr=(1./cosh(gama*comp))*Vb;
%
figure(1)
plot(comp,abs(Vr),'k'); hold on; grid on
k=1;
Zc_one=Zc_pu/abs(Zc_pu);
cor=['r','b','g','k','b','r'];
for kapa=[ 4 2 1 1/1.5 0.5 0.25 ];
Vr=(1./(cosh(gama*comp)+Zc_one*sinh(gama*comp)/kapa))*Vb;
plot(comp,abs(Vr),cor(k));axis([0 lambda/8 320 380]);hold on
k=k+1;
end
legend('a vazio','1/4 SIL','1/2 SIL','SIL','1.5 SIL','2 SIL','4 SIL')
xlabel('comprimento (km)');ylabel('V (kV)');
n=length(comp);
Lsup=ones(1,n)*1.05*Vb;
Linf=ones(1,n)*0.95*Vb;
%plot(comp,Lsup,'-',comp,Linf,'-');grid on
x=comp./comp; % Gerador de UNS (1111...) com dimensão de comp
plot(comp,Lsup,'k.',comp,Linf,'k.',comp,Vb*x,'k');grid on
text(280,375,'A VAZIO');
text(310,346,'345 kV');
text(310,367,'0,25 SIL');
text(314,358,'0,5 SIL');
text(314,334,'1 SIL');
text(205,322,'1,5 SIL');
text(140,322,'2 SIL');
text(65,322,'4 SIL');

```

```

text(405,326,'Limite inferior de tensão');
text(405,365,'Limite superior de tensão');
title('TENSÃO EM kV POR AFASTAMENTO DA FONTE EM km: VÁRIOS CARREGAMENTOS')
%
B=Zpi;A=cosh(gama*comp);alfa=angle(A);beta=angle(B);
Prmax=(1./abs(B)-(abs(A)./abs(B)).*cos(beta-alfa);Prmax=Prmax*Sb;
SIL=(1/abs(Zc_pu))*Sb
sil=ones(1,n)*SIL;
sil2=ones(1,n)*2*SIL;
sil15=ones(1,n)*1.5*SIL;
Pterm=Imax_pu*Sb;
pterm=ones(1,n)*Pterm;
%
figure(2)
plot(comp,sil,'k',comp,sil15,'k',comp,sil2,'k',comp,Prmax,'r.',comp,pterm,'
r.',110,2*SIL,'r*',520,SIL,'r*',160,1.5*SIL,'r*')
axis([0 lambda/8 0 1400])
grid on
%legend('SIL','1.5 SIL','2 SIL','Lim. estabilidade','Lim. %térmico','Lim.
queda tensao')
xlabel('comprimento (km)');ylabel('MW');
text(210,430,'<SIL>');
text(210,635,'<1,5 SIL>');
text(210,840,'<2,0 SIL>');
text(20,1030,'<limite térmico>');
text(250,1230,'<limite de estabilidade>');
%
```

APÊNDICE C - Gráfico $|V_r|$ x Pr - Estudo da Margem de Colapso de Tensão

```

clc
close all
clear all
%
tap=1.0;
fcs=0.3;
fcp=0.8;
%
% Valores base
Sbase=100;Vbase=345;Ibase=Sbase*1000/(sqrt(3)*Vbase);Zbase=345^2/100;
%
% 2 x 225 MVA
% 345/230 LTC kV
% X= 10%
Zt=0+(10/450)*j;
%Zt=0;
%
% bundled conductor Cardinal 954 MCM
% diam = 1.196 " , GMR=0.0402' , r(50o.,60Hz,75%Imax_adm)=0.0701
Ohm/cond.km
% diam = 0.0304 m , GMR=0.01228 m,
% r(50o,60Hz,75%Imax_adm,fase)=0.0350 Ohm/km
% xl(DMG=10,0794m)=0.1955+0.17439j=0.3699 (Ohm/km/fase)
% xc(DMG=10,0794m)=0.1180+0.11041j=0.2284 (Mohm.km/fase)
% Imax_adm(50o.,60 Hz)=1010 A/cond.
%
Imax=2*1010*0.75;
Imax=Imax/Ibase;
f=60; i=sqrt(-1);
l=400;
raio=0.0152;
% rlinha=0.7788*raio; aproximado
rlinha=0.01228;
Dab=8;Dbc=8;Dac=16;
DMG=(Dab*Dbc*Dac)^(1/3);
Daa=0.45;
RMG=sqrt(Daa*rlinha);
RMGc=sqrt(Daa*raio);
xl=0.004657*f*log10(DMG/RMG)/1.609;
xc=(4.093/f)*1.609*1e6*log10(DMG/RMGc);
r=0.1*xl; %aproximado
r=0.0350;
%r=0;
z=r+xl*i;
bc=1/xc;
y=0+bc*i;
Zc=sqrt(z/y);
SIL=real(Vbase^2/Zc);
Zc=Zc/Zbase; % em pu
SIL=SIL/Sbase; % SIL em pu
psi=angle(Zc);
gama=sqrt(z*y);
alfa=real(gama);
beta=imag(gama);
lambda=2*pi/beta;
A=cosh(gama*l);
B=Zc*sinh(gama*l);
C=sinh(gama*l)/Zc;
D=A;

```

```

Z=B;
Y=(A-1)/Z;
k=0;
for kk=0.8:0.1:2.0
    k=k+1;
    z1=kk*Zc; %z1=kk*abs(Zc);
    fac=1/(A+Z/z1);
    vr(k)=fac;
    M(k)=1.025;
    m(k)=0.975;
    pr(k)=real(fac*conj(fac/kk));
    xk(k)=kk;
end
%
kz=(0.1:0.05:4.0);
len=length(kz);
MM=ones(len,1)*1.025;
mm=ones(len,1)*0.975;
Zload= kz*Zc;
denon=cosh(gama*1)+sinh(gama*1)./kz;
Vrfase=1.0./denon;
slinha=Vrfase.*conj(Vrfase./Zload);
plinha=real(slinha)/SIL;
qlinha=imag(slinha)/SIL;
Act=tap*A+tap*Zt*sinh(gama*1)/Zc;
Bct=tap*B+tap*Zt*A;
fac_sh=fcp;
fac_se=fcs;
Ysh=0-fac_sh*imag(Y)*j;
Zser=0-fac_se*imag(Z)*j;
Act=tap*A+tap*Zt*(Ysh*A+C);
Bct=tap*B+tap*Zt*(Ysh*B+A);
Act=Act+Bct*Ysh;
Bct=Act*Zser+Bct+Bct*Zser*Ysh;
denon=Act+Bct./(Zc*kz);
Vrfase=1.0./denon;
slinha=Vrfase.*conj(Vrfase./Zload);
plinha=real(slinha)/SIL;
vrec=abs(Vrfase);
po=interp1(vrec,plinha,0.975);
pmax=max(plinha);
%
plot(plinha,vrec,'k',plinha,MM,'r',plinha,mm,'b',pmax,vrec,'r.',po,vrec,'b.
')
xlabel('Pr/SIL')
ylabel('Vr (pu)')
%legend('|Vr|','Pr','Vmax','Vmin')
grid on
%
mvc=(pmax-po)/po;
TAP=tap;
FCS=fac_se;
FCP=fac_sh;
LQT=po;
LCT=pmax;
MCT=mvc*100;
%=====

```

APÊNDICE D – SISTEMA DE TRANSMISSÃO GENERALIZADO – CENÁRIOS I e II

```

clc;close all;clear all
%
comp=400;
carga=0.9;
fcs=0.3;
fcp=0.8;
Vb=345;f=60;Sb=100;Zb=Vb*Vb/Sb;Ib=Sb/(sqrt(3)*Vb);
Imax=2*1.010*0.75;Imax_pu=Imax/Ib;
pes_m=0.3048 ; pol_m=0.0254 ; milha_km=1.609 ;
diam = 1.196;
rlinha = 0.0403;
Dab=7 ; Dbc=7 ; Dca=14 ;
Daa = 0.45;
raio = pol_m * diam/2;
rlinha = pes_m * rlinha;
r_ohm = 0.1128;
r=0.5*r_ohm/milha_km;
DMG=(Dab*Dbc*Dca)^(1/3);
RMG=sqrt(Daa*rlinha);
RMGc=sqrt(Daa*raio);
xl=0.004657*f*log10(DMG/RMG)/ milha_km;
xc=(4.093E6/f)*log10(DMG/RMGc)*milha_km;
z=r+xl*j;
bc=1/xc;
y=0+bc*j;
Zc=sqrt(z/y);
Zc_m=abs(Zc);
Zc_ang=angle(Zc)*180/pi;
Zc_pu=Zc/Zb;
gama=sqrt(z*y);
lambda=2*pi/imag(gama);
l=comp;
Zpi=Zc_pu*sinh(gama*comp);
Ypi=(cosh(gama*comp)-1)/Zpi;
B=Zpi;A=cosh(gama*comp);alfa=angle(A);beta=angle(B);
Prmax=(1./abs(B))-(abs(A)./abs(B)).*cos(beta-alfa);Prmax=Prmax*Sb;
SIL_pu=(1/abs(Zc_pu));

```

```

SIL=SIL_pu*Sb;
Pterm=Imax_pu*Sb;
SIL;
Prmax;
Pterm;
Plimite=min(Prmax,Pterm);
%
yij1=1/Zpi;
yio1=0+imag(Ypi)*j;
yjo1=yio1;
yril=0+(-fcp*imag(yio1))*j;
yrj1=yril;
RZpi=real(Zpi);XZpi=imag(Zpi);
Ycomp=1/(RZpi+XZpi*(1-fcs)*j)-yij1;
ycjk1=Ycomp;

```

```

Yprim = [yij1 yio1 yjo1 yril yrj1 ycjk1 yij1 yio1 yjo1 yril yrj1 ycjk1 yij1 yio1 yjo1 yril yrj1 ycjk1];
%-----
micasos= [ 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;%01
1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1;%10
%-----
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;%
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 1;%17
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 1;%
1 1 1 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1;%20
%-----

```

```

1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 1 1 1 1 1 1;%21
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0;
1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1;%30
%
1 1 1 0 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0;
1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1;
1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1;
1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1;
1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1;
1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1;
1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1;%40
%
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1;%
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 0;%
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0;%50
%
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0;

```



```

1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1;%100
%
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 0;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 0 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 1;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1;%110
%
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0 1;%120
%
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0 1;%130

```

```

1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 1 0 0 1;%140
%-----
1 1 1 0 0 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 0;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0;
1 1 1 0 0 0 1 1 1 0 0 1 1 1 1 0 0 1;%143
ncasos=143;
for kcaso=1:ncasos
    mi=micasos(kcaso,:);
    Yswitched=Yprim.*mi;
%
Ap=[1 -1 0;
    1 0 0;
    0 1 0;
    1 0 0;
    0 1 0;
    1 -1 0;
    1 -1 0;
    1 0 0;
    0 1 0;
    1 0 0;
    0 1 0;
    1 -1 0;
    0 1 -1;
    0 1 0;
    0 0 1;
    0 1 0;
    0 0 1;
    0 1 -1;];
%
Yp=diag(Yswitched);

```

```

Ybus=Ap'*Yp*Ap;
%
a1=-Ybus(2,:)/Ybus(2,2);
a2=Ybus(1,:)+Ybus(1,2)*a1;
a3=Ybus(3,:)+Ybus(3,2)*a1;
Yb=[ a2(1) a2(3) ; a3(1) a3(3) ];
%
yijeq=-Yb(1,2);
yioeq=sum(Yb(1,:));
yjoeq=sum(Yb(2,:));
%
A=1+yjoeq/yijeq;
B=1/yijeq;
C=yioeq+yjoeq+yioeq*yjoeq/yijeq;
D=1+yioeq/yijeq;
%
St=4*225; xt=12;
a=1;b=1;zt=(0+xt/St)*j;
At=a/b;Bt=a*b*zt;Ct=0;Dt=b/a;
%
Aeq=At*A+Bt*C; Beq=At*B+Bt*D;
%
kz=(0.25:0.05:4.0);
len=length(kz);
MM=diag(ones(len))*1.025;
mm=diag(ones(len))*0.975;
%MM=ones(len)*1.025;
%mm=ones(len)*0.975;
KZ=kz*Zc_pu;
denon=Aeq+Beq./KZ;
Vrfase=1.0./denon;
%
plinha=real(Vrfase.*conj(Vrfase)./(kz*Zc_pu))/SIL_pu;
qlinha=imag(Vrfase.*conj(Vrfase)./(kz*Zc_pu))/SIL_pu;
Vmodulo=abs(Vrfase);
[plim,indice]=max(plinha);
indmax=length(Vmodulo);
Vcomp(kcaso)=interp1(plinha(indmax:-1:indice),Vmodulo(indmax:-1:indice),carga);
Vlim(kcaso)=Vmodulo(indice);
mct(kcaso)=(plim-carga)/carga;

```

```

plimite(kcaso)=plim;
Vlim(kcaso)*Vb;
end
figure(1)
subplot(2,1,1),bar(Vcomp*Vb),title('Tensão após controle'),ylabel('kV'),grid on
subplot(2,1,2),bar(Vlim*Vb),title('Tensão Limite'),xlabel('Número do Caso'),ylabel('kV'),grid on
%
figure(2)
subplot(2,1,2),bar(mct*100),title('Margem de Colapso de Tensão (%)'),xlabel('Número do
Caso'),ylabel('Percentual'),grid on
subplot(2,1,1),bar(plimite*Sb),ylabel('MW'),title('Potência Máxima'),grid on
%
figure(3)
subplot(2,1,1),bar(Vcomp),title('Tensão após controle'),ylabel('pu'),grid on
subplot(2,1,2),bar(Vlim),title('Tensão Limite'),xlabel('Número do Caso'),ylabel('pu'),grid on
%
figure(4)
subplot(2,1,2),bar(mct*100),title('Margem de Colapso de Tensão (%)'),xlabel('Número do
Caso'),ylabel('Percentual'),grid on
subplot(2,1,1),bar(plimite),ylabel('pu'),title('Potência Máxima'),grid on
%
c=1;
while c<=length(Vcomp)
    V(c)=Vcomp(c);Pcomp(c)=plimite(c);
    if V(c)>0.975
        V(c)=V(c);
    else
        V(c)=0;
    end
    c=c+1;
end
c=1;
while c<=length(Vcomp)
    V(c)=Vcomp(c);Pcomp(c)=plimite(c);
    if V(c)<1.025
        V(c)=V(c);
    else
        V(c)=0;
    end
    c=c+1;
end

```

```

end
%
c=1;
cc=0;
while c<=length(V);
    V(c)=V(c);
    if V(c)>0
        cc=cc+1; VV(cc)=V(c); PPcomp(cc)=Pcomp(c); IND(cc)=c; mct_faixa=mct(IND); mct_percent=mct(IND)*100;
    else
        cc=cc;
    end
    c=c+1;
end
%
PT=plimite*Sb;
Imax=length(PT);
PTmax=max(PT);
I=1;
while I<=Imax
    PTT(I)=PT(I);
    if PTT(I)==PTmax
        PTT(I)=PTmax; II=I;
    else PTT(I)=0;
    end
    I=I+1;
end
PTmax;
PTmax_pu=PTmax/Sb;
%
PT=plimite*Sb;
Imax=length(PT);
PTmax=max(PT);
I=1;
while I<=Imax
    PTT(I)=PT(I);
    if PTT(I)==PTmax
        PTT(I)=PTmax; II=I;
    else PTT(I)=0;
    end
    I=I+1;
end

```

```

end
[II;PTmax_pu;PTmax];
%
mctper=mct*100;
Imax=length(mctper);
mctpermax=max(mctper);
I=1;
while I<=Imax
    mmctper(I)=mctper(I);
    if mmctper(I)==mctpermax
        mmctper(I)=mctpermax; II=I;
    else mmctper(I)=0;
    end
    I=I+1;
end
[II;mctpermax];
mct=mct_percent;

Imax=length(mct);
mctmax=max(mct);
I=1;
while I<=Imax
    mmct(I)=mct(I);
    if mmct(I)==mctmax
        mmct(I)=mctmax; II=I;
    else mmct(I)=0;
    end
    I=I+1;
end
II;
%Vcomp
%plimite
%mct*100
%[plimite;Vcomp;mct*100]
%[plimite*Sb;Vcomp*Vb;mct*100]
%[IND;VV;PPcomp;mct_percent]
%[IND;VV*Vb;PPcomp*Sb;mct_percent]
%[II;PTmax_pu;PTmax]
%[II;mctpermax]
%[II;mctmax]

```