

**DETERMINAÇÃO DO INSTANTE DE INSTABILIDADE DE TENSÃO
UTILIZANDO MEDIÇÃO FASORIAL EM TEMPO REAL**

ANDRE MOREIRA DA CUNHA

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D. (Orientador)

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Alessandro Manzoni, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2009

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de não apenas agradecer, mas sim dividir os méritos desta conquista com meu pai, Octávio, e minha mãe, Regina, expressando assim o meu reconhecimento pelo papel fundamental destas pessoas para a minha vida e na minha formação.

Ao meu orientador, professor Glauco Nery Taranto, pela oportunidade de realizar esse trabalho e pela transmissão de conhecimentos fundamentais para a realização do mesmo.

Ao Rafael Gomes da Silva, pela ajuda e contribuição importantíssimas na elaboração desse trabalho.

RESUMO

Com o passar dos anos, os sistemas elétricos de potência se tornam mais complexos e interligados, atendendo a demandas cada vez maiores, com restrições cada vez mais rígidas, geram uma tendência natural em operar o sistema elétrico cada vez mais próximo aos seus limites operacionais, potencializando a ocorrência de blecautes. Diante desses desafios, diversas novas tecnologias vêm sendo propostas visando a melhoria dos atuais sistemas de supervisão, controle e proteção. Dentre essas propostas, destaca-se a tecnologia de medição fasorial sincronizada, pelo fato de utilizar uma fonte de sincronização capaz de fornecer dados de diversas instalações geograficamente distantes referentes ao mesmo instante de tempo com precisão suficiente para o planejamento, proteção, controle e operação dos sistemas elétricos em tempo real. Essa dissertação tem o objetivo de analisar o risco da instabilidade de tensão em tempo real, através da medição dos fasores de corrente e tensões nodais de seqüência positiva e se baseiam num novo método de identificação dos parâmetros do equivalente de Thevenin “vistos” das barras de EAT. A instabilidade de tensão, apesar de ser na maioria das vezes, um problema com impactos localizados em regiões críticas do sistema, pode, em alguns casos, levar a ocorrência de eventos em cascata, resultando em blecautes de parte significativa de um sistema de transmissão, ou até mesmo em um blecaute total. São realizados simulações em um sistema elétrico hipotético. Os resultados obtidos demonstram grande potencial da tecnologia de medição fasorial, assim como o bom desempenho do algoritmo.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	01
2	TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL: ASPECTOS GERAIS	05
2.1	Considerações Iniciais.....	05
2.2	Análise Fasorial – Breve Recordação.....	06
2.2.1	Definições Básicas sobre Fasores.....	06
2.2.2	Fasores Sincronizados.....	08
2.3	Fontes de Sincronização e o Sistema GPS.....	09
2.4	Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada.....	11
2.5	Constituição dos Sistemas de Medição Fasorial.....	12
2.5.1	A Unidade de Medição Fasorial “PMU”.....	12
2.5.1.1	Estrutura Básica.....	12
2.5.1.2	Processo de Medição Fasorial.....	13
2.5.1.3	Formatação das Medidas Fasoriais.....	16
2.5.2	O Concentrador de Dados.....	17
2.5.3	Canais de Comunicação.....	19
2.6	Aplicação do Sistema de Medição Fasorial.....	21
2.6.1	Estimador de Estado Dinâmico.....	21
2.6.2	Predição de Instabilidade.....	22
2.6.3	Sistemas de Controle Especiais.....	23
2.6.4	Análise de Perturbação.....	23
2.6.5	Monitoramento da Temperatura de Linhas de Transmissão.....	24

3	ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	26
3.1	Considerações Iniciais.....	26
3.2	Estabilidade de Sistemas de Potência.....	27
3.2.1	Estabilidade de Tensão.....	27
3.2.1.1	Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações.....	30
3.2.2.2	Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações.....	31
3.2.3.3	Estabilidade de Tensão a Curto Termo.....	31
3.2.4.4	Estabilidade de Tensão a Longo Termo.....	32
3.2.2	Índices de Estabilidade de Tensão.....	32
3.2.2.1	Determinante da Matriz Jacobiana.....	33
3.2.2.2	Fatores de Sensibilidade.....	34
3.2.2.3	Valores Singulares.....	35
3.2.2.4	Autovalores.....	36
3.2.2.5	Margem de Carregamento.....	37
3.2.2.6	Par de Soluções do Fluxo de Potência.....	37
3.2.2.7	Fasores de Tensão.....	37
3.2.2.7.1	Método de Milõsević e Begović.....	38
3.2.2.7.2	Método de Šmom, Verbič e Gubina.....	39
4	ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO.....	41
4.1	Introdução.....	41
4.2	Fundamentos de Método.....	42
4.3	Algoritmo de Identificação.....	43

5	SIMULAÇÕES.....	48
5.1	Considerações Iniciais.....	48
5.2	Método para obtenção dos Parâmetros de Thevenin.....	51
5.3	Simulações.....	51
5.3.1	Etapa I.....	52
5.3.2	Etapa II.....	71
5.3.3	Etapa III.....	78
6	CONCLUSÕES.....	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representação dos Fasores no plano real imaginário.....	7
Figura 2. Representação da forma de onda senoidal no tempo.....	8
Figura 3. Navstar Global Positioning System – GPS.....	10
Figura 4. Visão geral de um Sistema de Medição Fasorial.....	11
Figura 5. Estrutura básica da PMU.....	13
Figura 6. Circuito equivalente Thèvenin com duas barras.....	42
Figura 7. Diagrama fasorial do circuito da Figura 6.....	44
Figura 8. Sistema Elétrico não-radial simulado no “DigSILENT Power Factory 13.2”.....	48
Figura 9. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	52
Figura 10. Tensão em pu na barra 7 durante o aumento de carga.....	53
Figura 11. Corrente de campo em pu no Gerador 1.....	53
Figura 12. Tensão terminal em pu no Gerador 1.....	53
Figura 13. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	54
Figura 14. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.....	54
Figura 15. Tensão em pu nas barra 7 e 3 durante o aumento de carga.....	55
Figura 16. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.....	55
Figura 17. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.....	55
Figura 18. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	56
Figura 19. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.....	56
Figura 20. Tensão em pu nas barra 7 e 3 durante o aumento de carga.....	57
Figura 21. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.....	57
Figura 22. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.....	57
Figura 23. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	58
Figura 24. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.....	58
Figura 25. Tensão em pu nas barra 7 e 3 durante o aumento de carga.....	59
Figura 26. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.....	59
Figura 27. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.....	59

Figura 28. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	60
Figura 29. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.....	60
Figura 30. Tensão em pu nas barra 7 e 3 durante o aumento de carga.....	61
Figura 31. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.....	61
Figura 32. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.....	61
Figura 33. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	62
Figura 34. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.....	62
Figura 35. Tensão em pu nas barra 7 e 3 durante o aumento de carga.....	63
Figura 36. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.....	63
Figura 37. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.....	63
Figura 38. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	64
Figura 39. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.....	64
Figura 40. Tensão em pu nas barra 7 e 3 durante o aumento de carga.....	65
Figura 41. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.....	65
Figura 42. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.....	65
Figura 43. Impedâncias com medições realizadas na barra 4.....	69
Figura 44. Impedâncias com medições realizadas na barra 8.....	70
Figura 45. Impedâncias com medições realizadas na barra 9.....	70
Figura 46. Impedâncias com medições realizadas na barra 4.....	71
Figura 47. Impedâncias com medições realizadas na barra 8.....	71
Figura 48. Impedâncias com medições realizadas na barra 9.....	72
Figura 49. Impedâncias com medições realizadas na barra 4.....	72
Figura 50. Impedâncias com medições realizadas na barra 8.....	73
Figura 51. Impedâncias com medições realizadas na barra 9.....	73
Figura 52. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.....	76
Figura 53. Tensão em pu na barra 7 durante o aumento de carga.....	77
Figura 54. Corrente de campo em pu no Gerador 1.....	77
Figura 55. Tensão terminal em pu no Gerador 1.....	77

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Parâmetros do Sistema Elétrico hipotético simulado.....	49
Tabela 2. Valores referentes às simulações realizadas na barra 3.....	66
Tabela 3. Valores referentes às simulações realizadas na barra 3.....	66
Tabela 4. Valores referentes às simulações realizadas na barra 4.....	74
Tabela 5. Valores referentes às simulações realizadas na barra 8.....	74
Tabela 6. Valores referentes às simulações realizadas na barra 9.....	74
Tabela 7. Valores de T_I e T_C referentes às barras 4, 7, 8 e 9.....	75

1

INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos, a operação dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) vem se tornando uma tarefa cada vez mais complexa, com uma crescente preocupação por parte dos operadores dos sistemas em relação à segurança e confiabilidade do fornecimento de energia.

Os Sistemas Elétricos de Potência têm como principal objetivo gerar, transmitir e entregar energia elétrica aos consumidores de forma a atender a demanda requisitada, segundo critérios de qualidade, confiabilidade e economia, dentre outros.

Considerando esta crescente complexidade e também o contexto atual dos sistemas elétricos, em especial o brasileiro (risco de blackouts e cortes de carga, racionamento de energia, impacto das tarifas em indicadores socioeconômicos), fica evidente que as técnicas atuais de monitoração, controle e proteção dos sistemas elétricos – baseadas no planejamento de longo, médio e curto prazo, supondo condições pré-determinadas para o sistema e no uso das medidas oriundas dos sistemas SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”) atuais – não são mais suficientes para fornecer o suporte adequado aos operadores para responder, em tempo real, às conseqüências de eventos não planejados, como desligamentos não programados, contingências e outros distúrbios em geral.

Diante deste cenário, esforços têm sido realizados por parte dos diversos segmentos do setor elétrico (empresas, fabricantes, instituições acadêmicas, dentre outros), no sentido de levantar soluções compatíveis e eficientes para solucionar os problemas que se apresentam.

Neste contexto se encontram a tecnologia de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS), que constituem grande avanço para operação dos SEP.

A medição fasorial é realizada por meio de uma rede de dispositivos, denominados PMU (“Phase Measurement Unit”), localizados nos principais pontos a serem monitorados do SEP, que transmitem remotamente seus dados para as centrais de processamento. As PMU registram de forma sincronizadas as grandezas elétricas das barras e linhas da rede onde estão instaladas. Os dados coletados permitem a monitoração de informações relativas aos sistemas de monitoração, controle e de proteção, inclusive de grandes áreas da rede elétrica.

O avanço tecnológico dos SMFS, aplicado na monitoração, pode trazer ganho significativo para o conhecimento do comportamento real do sistema elétrico. A medição dos chamados sincrofasores, na realidade, permite que o estado do SEP seja “medido” de forma mais exata, rápida e confiável. Uma consequência direta desta facilidade é a possibilidade de *trilhar* a dinâmica do sistema elétrico.

O impacto da disponibilidade dos dados dos sincrofasores nos centros de operação reflete nas análises elaboradas em todas as etapas de operação do SEP, ou seja, nas atividades de *Planejamento da Operação*, na *Operação em Tempo Real* e na *Pós-operação*. Isto não poderia ser diferente, pois tais atividades compõem, de forma integrada, o processo de decisão da operação do sistema.

Atualmente, os SMFS já contam com equipamentos de PMU com taxas de amostragem na casa de 60 fasores por segundo, o que possibilita o rastreamento de fenômenos dinâmicos na rede elétrica. Deste modo, os SMFS podem ser utilizados no controle da estabilidade de sistemas elétricos, em particular na indicação do instante de colapso de tensão.

A instabilidade de tensão pode ser caracterizada como sendo o estado de operação do sistema, onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento. A instabilidade de tensão pode ser provocada por uma perturbação, por um aumento de carga, ou devido à mudança do ponto de operação do sistema, e o decaimento das tensões pode durar de poucos segundos a vários minutos.

Esta dissertação tem como objetivo determinar o instante da máxima transferência de potência. A instabilidade de tensão, embora na maioria dos casos, seja um problema com consequências localizadas em regiões críticas do sistema, pode em alguns casos, levar a ocorrência de eventos em cascata, resultando em blecautes. O instante da máxima transferência de potência é obtido através da monitoração dos valores fasoriais de tensão e corrente nodais de seqüência positiva e num novo método de identificação dos parâmetros do equivalente de Thevenin “vistos” das barras de Extra Alta Tensão (EAT). Em termos de resultados, a dissertação apresentará simulações realizadas num sistema elétrico hipotético de pequeno porte no programa “DigSILENT Power Factory 13.2”.

Após uma breve introdução, a dissertação segue a seguinte estrutura: no Capítulo 2 é realizada uma revisão dos principais conceitos utilizados pela tecnologia de medição fasorial sincronizada, incluindo a descrição do funcionamento dos principais componentes dos SMFS. O Capítulo 3 apresenta uma introdução em estabilidade de sistemas de potência, com enfoque na estabilidade de tensão abordando os fundamentos básicos para sua compreensão e estudo; e as principais maneiras de prever o ponto de colapso de tensão. No Capítulo 4 é descrito um novo método de determinação dos parâmetros de Thevenin. Já o Capítulo 5 apresenta os

resultados obtidos através das simulações. Encerrando, no Capítulo 6, encontra-se o resumo das principais conclusões geradas.

2

TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL: ASPECTOS GERAIS

2.1 - Considerações Iniciais

A partir do início da década de 60, a operação dos sistemas elétricos de potência evoluiu no sentido de ser realizada remotamente, através de centros de controle. Estes centros, que passaram a representar um nível hierárquico superior na malha de controle do sistema, agregaram as funções de controle automático de geração (CAG) e de controle supervisão do sistema. O CAG tem como função controlar a geração das principais usinas, de modo a manter a frequência aproximadamente constante e dentro de uma faixa próxima ao seu valor nominal, bem como controlar o fluxo de potência nas linhas de interligação [SIMÕES COSTA, 2002].

Motivado pelo desenvolvimento na área de computação e de telecomunicações, bem como pelas crescentes dificuldades em se coordenar informações e operar sistemas de potência cada vez mais interligados, a partir do sistema supervisão desenvolveu-se o sistema de monitoramento baseados em requisitos de controle e de segurança. O sistema de monitoração e controle de segurança engloba atividades como monitoração de segurança, seleção e análise de contingências, controle preventivo, entre outras [EHRENSPERGER, 2004].

O sistema descrito acima é implementado com base em informações provenientes de um conjunto de telemidas redundantes, analógicas e digitais, que compõe o sistema SCADA. Estes dados, obtidos em intervalos regulares de tempo, são recebidos e processados através de

ferramentas computacionais chamadas *Configurador de Rede e Estimador de Estados*, para que se conheça a configuração em tempo real do sistema e o perfil das tensões complexas nas barras. Porém, o processamento dessas medidas não é imediato, fazendo com que o processo não seja capaz de fornecer o estado real do sistema, mas sim uma estimativa baseada na redundância das medidas do estado do sistema em um instante de tempo próximo, porém anterior ao tempo real.

Atualmente, o desenvolvimento de um sistema de medição fasorial baseado em equipamentos denominados PMUs é uma realidade que se apresenta com forte tendência de utilização futura. Ao contrário do processo de aquisição de dados tradicional, todas as medidas são realizadas com base no mesmo instante de tempo, a partir da fonte sincronização fornecida por um sinal de GPS (“Global Positioning System”). Assim, este sistema realiza medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, possibilitando o conhecimento do real estado do sistema elétrico.

2.2 - Análise Fasorial – Breve Recordação

2.2.1 - Definições Básicas sobre Fasores

Fasor é uma ferramenta básica de análise de circuitos de corrente alternada, usualmente utilizada para representar a forma de onda de um sinal senoidal de uma tensão ou corrente, na frequência fundamental do sistema de potência.

Os fasores possuem uma amplitude, geralmente representado em valores rms (“rot mean square”) e um ângulo, geralmente representado em graus.

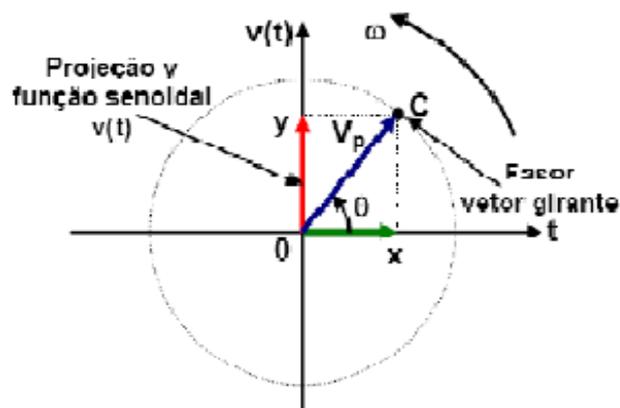


Figura 1. Representação dos Fasores no plano real imaginário.

A Figura 1 mostra a função exponencial $e^{j\phi}$, representada no plano imaginário, como o número complexo que possui parte real igual à $\cos \phi$ e imaginário $\sin \phi$. A equação a seguir expressa tal função.

$$e^{j\phi} = \cos \phi + j \sin \phi$$

Pode-se dizer que a função cosseno é a parte real de uma função complexa, ou seja, $\cos \phi$ é a parte real de $e^{j\phi}$. De maneira similar, a função $\sin \phi$ é a parte imaginária da função complexa.

Um ganho grande com a utilização dos fasores é na resolução de equações diferenciais de circuitos elétricos, pois facilitam a resolução, permitindo que tais equações sejam transformadas em equações algébricas comuns.

A função senoidal de tensão pode ser representada pela equação abaixo e sua forma de onda no tempo pela Figura 2.

$$V(t) = A \cos [2\pi ft + \phi]$$

Onde $V(t)$ é a tensão senoidal, A a amplitude do sinal, f a frequência e t o tempo.

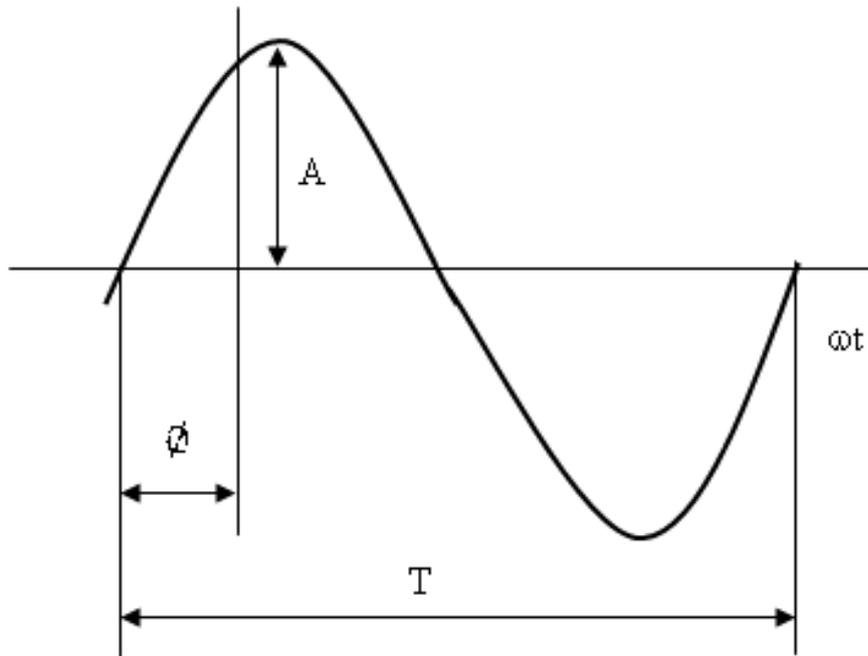


Figura 2. Representação da forma de onda senoidal no tempo.

2.2.2 – Fasores Sincronizados

As tensões (módulo e ângulo) dos barramentos são consideradas as grandezas que caracterizam a condição operativa do sistema elétrico em regime permanente. Assim, o fasor de tensão representa o estado de operação do SEP. O seu conhecimento permite que se avalie o comportamento do mesmo.

Sincrofasor é um fasor medido com relação a uma referência de tempo absoluta. Com esta medida, pode se calcular a relação de fase absoluta entre outras quantidades de fase em diferentes localidades dos sistemas de potência. Os sincrofasores possibilitam, assim, que sejam tiradas “fotografias” do estado do sistema elétrico, ou seja, do ponto de operação, de forma rápida e exata.

Portanto, para formas de onda em tempo real, é necessário definir uma referência de tempo para medir ângulos de fase de forma sincronizada. A convenção para medição fasorial sincronizada, conforme a norma IEEE 1344-1995 [IEEE, 2001] diz o seguinte: o ângulo é definido como 0° quando o valor máximo do sinal coincide no mesmo instante da passagem pelo UTC (“Coordinated Universal Time”, representa a hora do dia no meridiano primal da terra - 0° de longitude) e -90° quando a passagem do zero positivo do sinal coincide com a do sinal de UTC.

2.3 – Fontes de Sincronização e o Sistema GPS

Visto a importância e as novas perspectivas que um sistema de medição fasorial traria às atividades de monitoramento e operação do sistema elétrico, muitas pesquisas e tentativas foram realizadas no sentido de sincronizar os instantes de amostragem dos equipamentos em subestações remotas. Durante esse processo, cogitou-se a utilização de diferentes meios de comunicação para efetuar a distribuição dos pulsos de amostragem, tais como sinais AM (“Amplitude-modulated”), microondas, redes de fibra ótica e mesmo sinais via satélite do sistema GOES (“Geostationary Operational Environmental Satellite”). No entanto, nenhum demonstrou ser suficientemente eficaz para sincronizar os instantes de aquisição com a requerida precisão [PHADKE, 1993].

A partir do início da década de 90, por motivo da operação americana *Tempestade no Deserto*, realizada no Oriente Médio, tomou-se conhecimento do *Navstar Global Positioning System* – hoje amplamente conhecido como sistema GPS (“Global Positioning System”). Este sistema, utilizado inicialmente para fins militares e composto por 24 satélites dispostos em seis órbitas a uma altura de aproximadamente 16.000 quilômetros, foi inicialmente projetado com o objetivo de fornecer a instrumentos de navegação dados relativos a coordenadas de

posição. Além disto, os satélites transmitem um sinal de pulso por segundo, com precisão da ordem de $1\mu\text{s}$, que pode ser recebido por estações receptoras na terra [PHADKE, 1993]. A Figura 3 ilustra o sistema GPS.

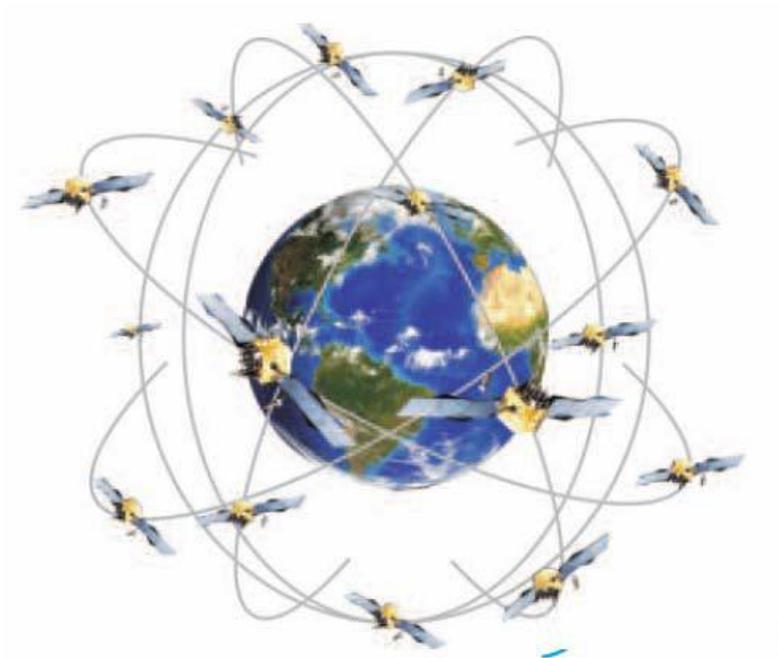


Figura 3. Navstar Global Positioning System – GPS.

Surge com isso, a possibilidade de se utilizar este sinal de pulso como fonte de sincronização para as medidas fasoriais. Considerando a frequência de 60 Hz, um erro no pulso de sincronização de $1\mu\text{s}$, implica na existência de um erro da ordem de $0,021^\circ$ elétricos, o que satisfaz aos requisitos de precisão exigidos por qualquer aplicação de medição fasorial.

Em um futuro próximo, haverá também a possibilidade do uso dos sistemas INMARSAT (“International Maritime Satellite System”) quando consolidado, apresentarão uma alternativa ao uso da fonte GPS, visto que estes sistemas disponibilizarão sinais de pulso que também preencherão aos requisitos de precisão e confiabilidade atualmente requeridos [IEEE, 2001].

2.4 – O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada

O elemento base que constitui um sistema de medição fasorial é a unidade de medição fasorial, chamada PMU. Porém, a arquitetura deste sistema depende de outros equipamentos, como estações de recepção do sinal GPS, o concentrador de dados e links de comunicação entre as PMUs e o concentrador. A estrutura geral do sistema de medição fasorial pode ser representada pela ilustração da Figura 4.

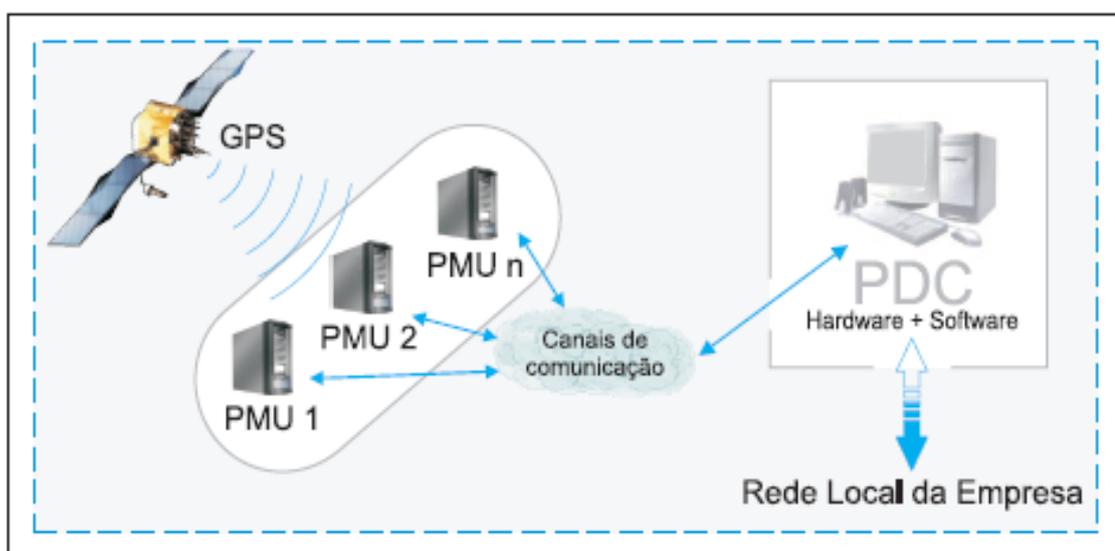


Figura 4. Visão geral de um Sistema de Medição Fasorial.

A recepção do sinal de um pulso por segundo, emitido pelo sistema GPS, fornece às PMUs o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada. De modo geral, as grandezas amostradas constituem-se das tensões trifásicas nas barras e correntes trifásicas nas linhas, transformadores e alimentadores das subestações.

A partir dos dados amostrados, as tensões e correntes complexas de seqüência positiva são calculadas com base no mesmo instante de tempo utilizando-se a Transformada Discreta de Fourier – DFT (“Discrete Fourier Transform”) [PHADKE, 1993].

Seguindo o formato determinado pelo padrão IEEE 1344, os fasores calculados pelas PMUs são enviados, através de canais adequados de comunicação, ao concentrador de dados. Este equipamento, por sua vez, reunindo as medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, dispõe de um ‘retrato’ do sistema, em tempo real.

2.5 – Constituição dos Sistemas de Medição Fasorial

Cabe lembrar que a estrutura de um sistema de medição fasorial mostrado na Figura 4 não é única. Existem outras arquiteturas descentralizadas, porém, considerando que os mecanismos de proteção requerem um curto tempo de reação e um alto grau de confiabilidade, diferentes estruturas foram testadas segundo requisitos de eficiência, confiabilidade e custo. No entanto foi observado que a estrutura centralizada (em que as medições são todas enviadas ao concentrador de dados), como sendo a mais adequada ao atendimento destes requisitos.

A partir deste ponto, surge a necessidade de se abordar em maior detalhe os elementos principais que constituem um sistema de medição fasorial.

2.5.1 – A Unidade de Medição Fasorial “PMU”

2.5.1.1 – Estrutura Básica

Essencialmente, a Unidade de Medição Fasorial é um dispositivo de medição de tensões e correntes alternadas, com uma referência temporal comum, obtida através de sinais via satélites (GPS). As medidas de tensões e de correntes são processadas pela PMU e convertidas em fasores e, então enviadas ao concentrador de dados a taxas que variam de 10 a 60 sincrofasores por segundo.

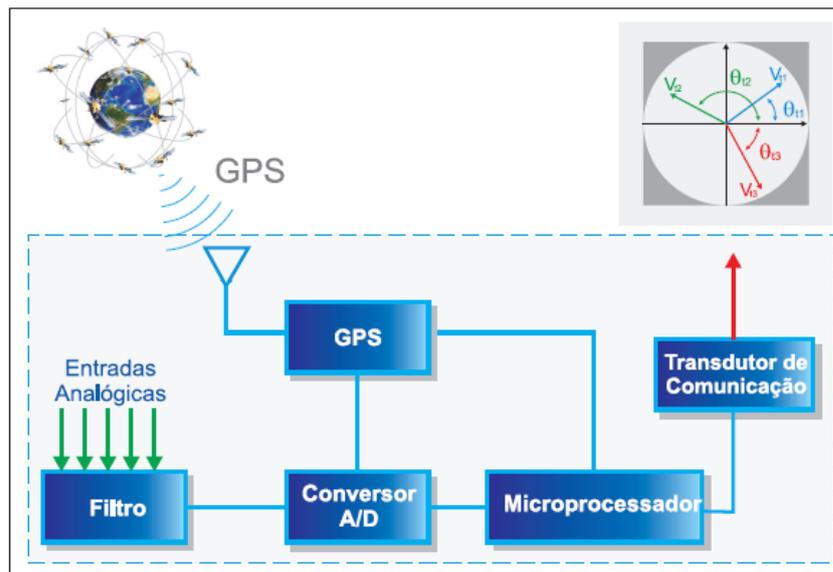


Figura 5. Estrutura básica da PMU.

A estrutura da PMU pode ser compreendida de modo simplificado pela Figura 5. Basicamente, este equipamento é composto por um sistema de aquisição – a que pertencem os filtros *anti-aliasing*, o circuito oscilador (phase-locked oscillator) e o módulo de conversão analógica/digital; e por um microprocessador que realiza o tratamento matemático das amostras. Cada PMU deve estar acoplada a um equipamento receptor de sinal GPS. Esta estrutura proposta tem se mantido ao longo dos anos, tendo sido utilizada em desenvolvimento recentes da tecnologia de medição fasorial.

2.5.1.2 – Processo de Medição Fasorial

O processo para obtenção das medidas fasoriais inicia na etapa de filtragem, visando evitar efeitos de aliasing (criação de uma falsa frequência durante o processo de amostragem, devido a uma baixa taxa de amostragem. Para se evitar este efeito, a taxa de amostragem – chamada de taxa de Nyquist, deve ser maior do que o dobro da maior componente de frequência que se deseja medir). Na etapa posterior, os sinais de entrada de tensão e corrente são discretizados utilizando-se conversores do tipo analógico-digital. A referência temporal de amostragem é

dada através do receptor de sinais de GPS, que recebe os sinais do tipo pulsos por segundo (PPS) que, em conjunto com o oscilador do tipo “Phase-Locked”, fornece os instantes de amostragem [PHADKE, 1993].

A etapa subsequente refere-se ao tratamento matemático das amostras através do microprocessador. Utiliza-se a Transformada Discreta de Fourier na sua forma recursiva, para converter as amostras de tensões e correntes em fasores. Todavia, a DFT é a ferramenta matemática mais utilizada no tratamento das amostras de tensões e correntes do sistema [EHRENSPERGER, 2004].

Na prática, a conversão das amostras em medidas fasoriais através da DFT resume-se à implementação da seguinte expressão matemática.

$$\dot{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (X_c - jX_s);$$

onde:

$$X_c = \sum_{K=1}^N x_k \cos K\theta; \quad X_s = \sum_{K=1}^N x_k \sin K\theta;$$

$$\theta = \frac{2\pi}{N} = 2\pi f\tau.$$

Sendo que x_k é o valor da k-ésima amostra da medida fasorial \dot{X} , com parte real e imaginária respectivamente igual à X_c e X_s . N representa o número de amostras realizadas em um período da frequência nominal do sistema f e τ o intervalo de amostragem correspondente.

Uma forma mais eficiente de se implementar a expressão $\dot{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (X_c - jX_s)$ é a sua forma recursiva, que evita desperdício de esforço computacional, embora ainda seja uma forma muito simples de ser implementada. A forma recursiva ainda evita o defasamento que pode

ocorrer entre duas medições subseqüentes a cada processamento de uma nova série de amostras [PHADKE, 1994].

Considerando $\dot{X}(r)$ como sendo a medida fasorial correspondente ao conjunto de amostras $x\{k = r, (r + 1), \dots, (N + r - 1)\}$ e assumindo a existência de um novo conjunto de dados $x\{k = (r + 1), (r + 2), \dots, (N + r)\}$, o fasor $\dot{X}(r + 1)$ correspondente será obtido a partir da expressão:

$$\dot{X}(r + 1) = \dot{X}(r) + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (x_{N+r} - x_r) \varepsilon^{-jr\theta}$$

Além do ganho computacional, o uso da expressão recursiva confere à medição o benefício de evitar o defasamento angular entre os fasores obtidos sucessivamente a cada processamento de uma nova série de amostras [PHADKE, 1994].

Observa-se, entretanto, que uma das particularidades da Transformada Discreta de Fourier, é o fato de que o uso desta ferramenta matemática fornece como resultado apenas a componente de frequência fundamental dos sinais amostrados. Portanto, no caso do sistema estar operando em regime permanente, o cálculo da DFT é exato, considerando que as aquisições são realizadas a taxas de amostragem razoáveis.

O mesmo não se pode afirmar quando da ocorrência de perturbações, que introduzem nas ondas de tensões e correntes outras componentes de frequência. Neste caso, a DFT pode apenas estimar as medições outrora obtidas [WILSON, 1994].

A próxima etapa a ser realizada é o cálculo (realizado pelo processador da PMU) das componentes de seqüência positiva (ou negativa) das grandezas medidas, fornecendo assim o estado real do sistema elétrico.

2.5.1.3 – Formatação das Medidas Fasoriais

Uma vez que os dados estejam processados pela PMU, eles devem ser enviados ao concentrador de dados. Para isso, foi criado um padrão de formatação comum para medidas fasoriais [IEEE, 2000] a fim de facilitar a transmissão e o intercâmbio de informações entre os diversos equipamentos do sistema.

Desta forma, o padrão [IEEE, 2001] enumera requisitos para a sincronização de amostragem e conversão de dados para fasores, bem como determina formatos específicos para os dados de etiquetas de tempo e envio das medidas fasoriais por parte das PMUs.

Ao abordar os aspectos relacionados à transmissão dos dados, o padrão [IEEE, 2001] considera que as PMUs podem enviar ao concentrador três tipos de informação organizadas em pacotes compostos por uma seqüência de bits, chamados “frames”. Obrigatoriamente, todos os “frames” devem especificar o tempo no qual a informação se refere e o tipo de dado que está sendo enviado. Embora a norma cogite a possibilidade de envio de outros tipos de informações no futuro, atualmente apenas os seguintes “frames” estão definidos:

- “Frame de Dados (Data Frame)”:

Sendo este o único tipo de dado transmitido pelas PMUs durante o estado de operação normal do sistema de medição, este “frame” envia ao concentrador as medidas fasoriais dos canais monitorados, o desvio de freqüência do sistema e a taxa de variação desta.

- “Frame de Cabeçalho (Header Frame)”:

Embora a norma não especifique um formato padrão para este tipo de “frame”, é previsto que este será um arquivo ASCII contendo informações relacionadas à PMU, transdutores, algoritmos e filtros analógicos utilizados.

- “Frame de Configuração (Configuration Frame)”:

Este tipo de “frame” deverá ser transmitido por meio de um arquivo binário, contendo informações que possibilitem ao concentrador configurar a PMU no sistema de medição fasorial. Para tanto, as seguintes informações deverão compor este pacote: nome da subestação em que a PMU está instalada, o número de fasores a serem medidos, o número de canais digitais monitorados, os nomes de cada canal – suas unidades e fatores de conversão no caso dos canais analógicos, a frequência nominal do sistema e a taxa de transmissão das medições [EHRENSPERGER, 2004].

2.5.2 – O Concentrador de Dados - PDC

O Concentrador de dados Fasoriais (PDC – “Phasor Data Concentrator”) tem como finalidades básicas: receber os sincrofasores coletados pelas PMUs, organizar estes dados de forma assíncrona, correlacionando-os no tempo por meio de etiquetas de tempo, armazenar estes dados e disponibilizá-los de acordo com as aplicações solicitadas. Além disto, ele deve fazer um tratamento de erros de transmissão, solicitar dados perdidos e, principalmente, ter operação contínua em tempo real.

Este processo é realizado continuamente, gerando um grande fluxo de dados capaz de representar o estado do sistema de forma bastante próxima à situação em tempo real, e que pode ser armazenado em memória ou apresentado graficamente em monitores.

As principais características que um PDC deve ter para garantir um bom desempenho do SMFS são:

- **Simultaneidade:** adquirir, processar e disponibilizar os dados fasoriais simultaneamente.
- **Robustez:** suportar falhas de Hardware e de Software, armazenar de forma segura os dados fasoriais e, ainda, suportar falhas nos canais de comunicação sem perdas de dados.
- **Expansibilidade:** suportar o aumento do processamento de dados, devido ao aumento de PMUs.
- **Rapidez:** manter o tempo de equilíbrio entre o tempo de acesso e a capacidade de armazenamento.

Segundo o relatório de especificação do uso de medidas fasoriais para operação e monitoramento de sistemas elétricos emitido pela CERTS (“Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions”) os concentradores instalados pelo projeto WAMS (“Wide Area Measurements Systems”, teve início em 1989) operam atualmente utilizando as seguintes rotinas:

- “PMU Data Acquisition Program”

Tem como função receber os arquivos de dados enviados pelas PMUs e por outros concentradores e relacioná-los, através das etiquetas de tempo para, em seguida, escrevê-los em um ‘buffer’ circular de memória.

- “PMU Data Storage Program”

Programa que tem como função verificar as entradas de dados à procura de perturbações sinalizadas por alguma PMU. Ao ser detectado esta situação, o concentrador deve criar um

arquivo com os dados do sistema referentes aos 55 segundos anteriores à ocorrência do evento e aos 3 minutos decorrentes a este.

- “PMU Data Broadcasting Program”

Trata-se de uma rotina de distribuição de dados que faz a leitura de cada linha do ‘buffer’ circular de memória tão logo esta é preenchida e transmite os dados recebidos para qualquer aplicativo implementado ao sistema de medição.

- “PMU Self-Monitoring Program”

Executa as funções de monitoramento das funções do PDC e das PMUs instaladas, além de manter um arquivo como o histórico das falhas de todas as PMUs, perdas de sincronismo, erros de transmissão e falhas nas rotinas do concentrador.

A respeito de sua estrutura física, o concentrador é constituído de uma Unidade de Processamento Central (CPU) com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real, um disco rígido de memória para a gravação de perturbações, entradas seriais para recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores.

2.5.3 – Canais de Comunicação

Considerando a estrutura e operação dos sistemas de medição fasorial, os canais de comunicação têm como função claramente definida viabilizar a transferência de dados entre as PMUs e o PDC, assim como permitir a troca de informação entre PDCs de diferentes áreas.

Atualmente, os canais de comunicação considerados para o uso de sistemas de medição fasorial incluem opções de estruturas que operam tanto através de meios físicos específicos quanto através de tecnologia sem fio, amplamente denominada “wireless”.

Um sistema de medição fasorial deve ser suportado por uma infra-estrutura de comunicação com velocidade suficiente para agrupar e alinhar rapidamente os dados medidos pelas PMUs. Frequentemente, os sistemas de potência não estão totalmente equipados com a comunicação adequada. Porém, deve-se considerar que os benefícios trazidos pelas PMUs podem vir a justificar a instalação de uma grande infra-estrutura de comunicação. Existem técnicas de determinação da localização de PMU que podem ser utilizadas para minimizar os custos de investimento, através da redução de número de barras a serem monitoradas [EHRENSPERGER, 2004].

Os principais requisitos para os sistemas de comunicação são [IEEE, 2000]:

- Envio de dados contínuos em tempo real (largura de banda garantida, alta disponibilidade, baixa latência);
- Envio de dados perdidos (disponibilidade esporádica de maior largura de banda e possibilidade de uso de canais esporádicos);
- Padronização bem definida (suporte aos protocolos de comunicação padronizados);
- Expansibilidade;
- Alta imunidade a ruídos;

- Segurança;
- Facilidade de integração.

O atraso de transferência de dados (Delay Communication) é um dos principais aspectos que diferencia os diversos sistemas de comunicação. Esses atrasos têm impacto direto no desempenho de um SPMS, principalmente para as aplicações de controle em tempo real. A escolha do sistema de comunicação a ser utilizada em SPMSs depende da aplicação de interesse, geralmente aplicações de controle e proteção requerem uma maior rapidez de comunicação em relação às demais.

2.6 – Aplicações da Tecnologia de Medição Fasorial

Conforme já mencionado, para serem obtidos os avanços esperados com as aplicações dos SMFS, os processos envolvidos na operação do SEP devem tratar as novas informações de forma integrada. Neste item, são mostradas as principais aplicações que têm sido propostas e são discutidos os seus impactos na etapa de Planejamento da Operação.

2.6.1 – Estimador de Estado Dinâmico

Nos sistemas elétricos onde não há a presença de SMFS, o estado do SEP tem sido determinado pelo aplicativo Estimador de Estado. Este calcula o estado (módulo e ângulo das tensões) utilizando diversas informações da rede elétrica (medições, topologia da rede, etc.), por meio de uma modelagem estática.

Com o SMFS, a aquisição da grandeza tensão (módulo e fase) de forma rápida, precisa e sincronizada possibilita o conhecimento do comportamento dinâmico do SEP, permitindo o desenvolvimento de inúmeras aplicações para otimização dos processos de operação.

Até o momento, mesmo nos países onde os sistemas de medição fasorial já se encontram instaladas, nem todas as barras do sistema possuem PMU. Sendo assim, a expectativa é que o atual processo de estimação de estado tradicional seja evoluído para que se possa realizar um monitoramento dinâmico do sistema elétrico.

Esta nova perspectiva é vista nos RTDMS (“Real Time Dynamics Monitoring System”), caracterizando a chamada monitoração dinâmica em tempo real. Os principais benefícios citados são:

- Apresentar alarmes de condições deterioradas do SEP, de forma antecipada, permitindo aos operadores a tomada de ações preventivas;
- Limitar o efeito cascata provocado por distúrbios no SEP, através de melhoria da visibilidade fornecida pelos sistemas WAMS (“Wide Area Monitoring Systems”), permitindo ações corretivas mais eficazes;
- Utilizar, de forma mais efetiva, estratégias de controle automático;
- Permitir a aplicação de novas ferramentas para diagnóstico da condição operativa do SEP.

2.6.2 – Predição de Instabilidade

Vários limites operativos impostos ao SEP são baseados nas suas condições de estabilidade eletromecânica e de tensão.

Os estudos tradicionais de estabilidade eletromecânica utilizam métodos de integração das equações dinâmicas do sistema que, além de adotarem várias simplificações, demandam elevado tempo de processamento computacional. As análises de estabilidade de tensão também não são triviais e envolvem cálculo de máxima transferência de potência na rede. Sendo assim, os limites são pré-determinados nas análises off-line de planejamento,

considerando situações previstas. No entanto, na operação em tempo real, o estado do sistema pode diferir daquele planejado.

Conforme já citado, com as medições dos fasores sincronizados torna-se possível a monitoração da dinâmica do SEP. Sendo assim, os estudos de planejamento poderão ser reformulados de tal maneira a gerar instruções operativas mais precisas, pois o comportamento da rede será mais bem conhecido. Um exemplo de aprimoramento seriam os estudos que definem condições do SEP com base na diferença angular. Observa-se que estabilidade eletromecânica possui a diferença angular como importante indicador.

2.6.3 – Sistemas de Controle Especiais

Os Sistemas de Controle Especiais destinam-se a impedir que contingências simples e múltiplas nos principais troncos de transmissão desencadeiem distúrbios de maiores proporções, atuando para manter o equilíbrio do SEP, através de ações como corte de carga ou geração, e separação intencional de partes do sistema.

No sistema brasileiro, esta aplicação poderia ser incorporada aos diversos Esquemas Especiais de Emergência (ECE), Esquemas de Controle de Segurança (ECS) e proteções sistêmicas já conhecidas. As lógicas de controle atuais poderiam ser reavaliadas, considerando o uso dos dados de medição fasorial sincronizados.

2.6.4 – Análise de Perturbações

A análise de perturbação é uma atividade executada após distúrbio e tem o objetivo de definir a sua origem, causas e conseqüências, gerando sugestões para melhoria contínua do desempenho operativo do SEP.

Para está análise, nem sempre os dados necessários sobre a operação do SEP se encontram disponibilizados. Os dados fasoriais provenientes das PMU adicionariam importantes informações para a *Análise de Perturbação de Longa e de Curta Duração* [VALE, 2008].

Atualmente, existem apenas dois tipos de equipamentos digitais para registro de dados relativos a distúrbios no sistema elétrico: os RDP – Registradores Digitais de Perturbação e as Remotas – Registradoras de Sequências de Eventos. Entretanto, esses sistemas não são suficientes para indicar a evolução da dinâmica do sistema, como os SMFS.

A análise de perturbação de longa duração pode ser beneficiada com a coleta de dados provenientes das PMU para realizar as análises de problemas de oscilações eletromecânicas entre áreas, o que permitirá a melhoria da monitoração do desempenho das proteções sistêmicas e dos ECS.

A análise de perturbação de curta duração pode ser beneficiada com a melhoria da exatidão do cálculo de localização de faltas, devido à possibilidade de estimar os parâmetros da linha quando se utilizam dados de medição fasorial sincronizados provenientes de PMU instaladas nos dois terminais da linha de transmissão

2.6.5 – Monitoramento da Temperatura de Linhas de Transmissão

As restrições térmicas, utilizadas para determinar limites de transferência de potência de linhas de transmissão, na etapa de planejamento, são geralmente muito conservativas, pois consideram altas temperaturas do ambiente e ausência de vento.

A capacidade de estimar a temperatura da linha de transmissão pode ser beneficiada com medição de dados provenientes de PMU instaladas em ambas as extremidades da linha,

possibilitando assim a obtenção dos parâmetros. O conhecimento mais exato dos parâmetros da rede possibilita o cálculo mais preciso do limite de carregamento da rede, favorecendo um melhor aproveitamento dos recursos do SEP.

3

ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

3.1 – Considerações Iniciais

A principal função de um SEP é converter as diversas formas de energia presentes na natureza em energia elétrica e transportá-la até os centros consumidores. Uma das vantagens de utilizar a energia elétrica é a possibilidade de transportá-la com relativa facilidade e com alto grau de eficiência e confiabilidade [TAYLOR, 1994].

Um sistema elétrico de potência adequadamente projetado e operado deve ser capaz de satisfazer alguns requisitos básicos, dentre os quais se destacam [GUERRA, 2009]:

- Capacidade de atender as contínuas mudanças na demanda. A eletricidade não pode ser armazenada de maneira conveniente em grandes quantidades, sendo necessário manter e controlar uma adequada reserva de potência girante o tempo todo;
- Prover energia com o menor custo econômico possível e com o mínimo impacto ecológico;
- A qualidade no suprimento de energia deve atender um desempenho mínimo em relação à variação de frequência, à variação de tensão e ao nível de confiabilidade.

Para que o sistema elétrico de potência atenda os requisitos básicos acima descritos foram desenvolvidos diversos dispositivos de controle que atuam em vários níveis. A função dos dispositivos de controle depende do estado de operação em que se encontra o SEP. Em

condições normais, os dispositivos de controle devem manter a tensão e a frequência próxima dos valores nominais da forma mais eficiente e econômica possível. Quando em condições adversas, novos objetivos devem ser alcançados fazendo com que o SEP retorne para sua condição normal de operação [TAYLOR, 1994].

3.2 – Estabilidades de Sistemas de Potência

Estabilidade de um sistema de Potência é a propriedade que o sistema tem de permanecer em um estado de equilíbrio em regime permanente ou atingir um estado de equilíbrio após ser submetido a uma perturbação. A preocupação do estudo de estabilidade é em relação à resposta dinâmica do sistema frente à perturbação.

Para facilitar o estudo e a implementação de métodos de análise de estabilidade, esta é classificada na literatura em dois tipos:

- Estabilidade de Angular: capacidade de manter sincronismo; equilíbrio de torques na máquina síncrona.
- Estabilidade de Tensão: capacidade de manter o perfil da tensão aceitável em regime permanente.

Essa dissertação estuda especificadamente os fenômenos de estabilidade de tensão.

3.2.1 – Estabilidade de Tensão

Há varias definições para a condição de instabilidade de tensão no sistema elétrico. Dentre as definições há a do IEEE, que determina a instabilidade de tensão como sendo o estado de

operação do sistema, onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controles ou dos operadores não impedem tal afundamento.

A possibilidade de ocorrência de problemas ligada à estabilidade de tensão vem se tornando, no passado recente, um assunto de grande preocupação nas empresas de energia elétrica do mundo inteiro. Os fenômenos de estabilidade de tensão estão intrinsecamente ligados ao fluxo de potência reativa sobre a rede, ao comportamento das cargas face a variações de tensão, à ação de dispositivos automáticos de controle de tensão e limitação de sobre-excitação de geradores, dentre outros.

Um sistema de potência entra no estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio, um aumento na demanda ou uma mudança nas condições do sistema provoca um declínio (ou um aumento) progressivo e descontrolado na tensão em algumas barras do sistema. O suporte de potência reativa inadequado também conduz à instabilidade de tensão ou ao colapso de tensão.

As análises em relação ao fenômeno de instabilidade de tensão, em geral, procuram identificar este ponto de máxima transferência de potência, como forma de prever situações de perda de estabilidade.

O principal fator que contribui para instabilidade de tensão é a queda da tensão que ocorre durante o fluxo de potência através das reatâncias indutivas das linhas de transmissão; o que acaba limitando a capacidade da linha de transmissão em transferir a potência. Além disso, a transferência de potência e a manutenção da tensão são limitadas quando os geradores atingem os limites de capacidade de tempo de sobrecarga da corrente de armadura e de campo. A estabilidade de tensão é ameaçada quando um distúrbio aumenta a demanda de

potência reativa além da capacidade sustentável das fontes de potência reativa disponíveis. Embora a forma mais comum da instabilidade tensão é a queda progressiva das tensões dos barramentos, o risco da instabilidade de sobretensão também existe; sendo provocada pelo comportamento capacitivo da rede (linhas de transmissão de extra-alta tensão operando abaixo do *surge impedance loading* – SIL) e também pela atuação dos limitadores de subexcitação, os quais impedem que os geradores e/ou compensadores síncronos absorvam o excesso de potência reativa. Neste caso a instabilidade de tensão está associada com a falta de capacidade de combinar a geração e transmissão, para operar abaixo de determinado nível de carga. Na tentativa de restabelecer a potência da carga, a mudança de taps de transformadores provoca instabilidade de tensão de longo prazo [KUNDUR, 1994].

É importante lembrar que por definição, a instabilidade de tensão é diferente do colapso de tensão. Ocorre um colapso de tensão (parcial ou total) no sistema elétrico se, depois de uma instabilidade de tensão, o ponto de equilíbrio pós-perturbação apresenta níveis de tensão abaixo dos limites aceitáveis.

Cabe ressaltar que o fenômeno do colapso de tensão está relacionado à seqüência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão, causando a queda do perfil de tensão a níveis inaceitáveis em uma determinada região do sistema, enquanto a instabilidade de tensão poderá provocar uma queda ou mesmo uma elevação no perfil da tensão [TAYLOR, 1994].

Como visto na seção anterior, o colapso de tensão pode ser causado por pequenos aumentos graduais de carga ou por grandes perturbações, sendo os sistemas mais sujeitos ao colapso de tensão, aqueles incapazes de equilibrar suas demandas de potência reativa [GUERRA, 2009].

Apesar da grande diversidade de fatores que podem conduzir o sistema ao colapso de tensão, é possível concluir que, estão mais sujeitos ao fenômeno, os sistemas que apresentam grandes distâncias dos geradores aos centros de carga; a existência de transformadores com comutação automática sobre carga durante condições de baixa tensão; cargas com características desfavoráveis; má coordenação entre os sistemas de controle e proteção; alto carregamento etc. [SILVA, 2006].

A estabilidade de tensão pode ser classificada quanto ao tipo de perturbação causador da instabilidade:

- Grandes perturbações: curto-circuito, variação brusca de carga, perda de geradores, perda de linha;
- Pequenas perturbações: variações normais de carga.

A estabilidade pode ser também classificada quanto à janela de tempo a ser analisada:

- Curto Prazo;
- Longo Prazo.

3.2.1.1 – Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações

A estabilidade de tensão a grandes perturbações está ligada com a capacidade que o sistema tem de manter tensões de regime após a ocorrência de um grande distúrbio, como uma falta, perda de geração ou de circuitos. Esta capacidade é determinada pelas características do sistema e da carga, e também pelas interações dos diversos controles (discretos e contínuos) e proteções [KUNDUR, 1994].

A análise da estabilidade de tensão a uma grande perturbação normalmente requer o exame do comportamento dinâmico do sistema em um período de tempo suficiente para a captura das interações e ações de dispositivos como motores, LTCs e limitadores de corrente de campo de geradores. Isto requer uma análise não-linear do sistema em um período de tempo de interesse para o estudo, que pode variar de uns poucos segundos a minutos, e a realização de simulações no domínio do tempo [KUNDUR, 1994].

3.2.1.2 – Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações

A estabilidade de tensão a pequenas perturbações se refere à capacidade do sistema em manter tensões de regime após uma pequena perturbação, como uma pequena variação de carga. Esta forma de estabilidade é influenciada pelas características da carga, controles contínuos e controles discretos em um dado instante de tempo. Este conceito é útil para determinar, num instante qualquer, como a tensão irá responder a uma pequena mudança no sistema, como, por exemplo, a transição entre períodos de carga. Para pequenos distúrbios, as equações do sistema podem ser linearizadas e permitem obter valiosas informações de sensibilidade na identificação de fatores que influenciam a estabilidade de tensão [KUNDUR, 1994].

3.2.1.3 – Estabilidade de Tensão de Curto Prazo

A estabilidade de tensão de curta duração envolve as dinâmicas rápidas de algumas cargas, por exemplo, motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores de sistemas de corrente contínua. O período de interesse de estudo é da ordem de alguns segundos e a análise requer a solução de equações diferenciais representativas do sistema, semelhante à solução do problema de estabilidade transitória. A modelagem dinâmica das cargas é essencial [KUNDUR, 1994].

3.2.1.4 – Estabilidade de Tensão de Longo Prazo

A estabilidade de tensão de longa duração envolve as dinâmicas lentas de determinados equipamentos, por exemplo, LTCs, cargas termo-estáticas e atuações de limitadores de corrente de geradores. O período de interesse pode se estender de alguns a muitos minutos e simulações de longo termo são necessárias para avaliar, o desempenho dinâmico do sistema. A estabilidade é geralmente determinada a partir do estado final, em vez da severidade inicial do distúrbio. Em muitos casos, análises estáticas podem ser usadas para estimar margens de estabilidade, identificar fatores de influência e examinar diferentes condições do sistema e muitos cenários. Naquelas situações onde o tempo de ação dos controles é importante, as análises estáticas podem ser complementadas por simulações no domínio do tempo [KUNDUR, 1994].

As análises de longa duração consideram amortecidas as oscilações da máquina e a frequência constante e uniforme.

3.2.2 – Índices de Estabilidade de Tensão

O objetivo dos índices de estabilidade é medir a proximidade do sistema à instabilidade de tensão de forma a evitar a ocorrência de colapsos de tensão e permitir a execução de medidas com caráter preventivo. Os índices de estabilidade de tensão são índices pré-determinados e têm como objetivo definir um valor escalar que possa ser monitorado à medida que os parâmetros do sistema elétrico variam.

Qualquer índice de tensão, para ser útil e eficiente, deve possuir as seguintes características:

- O índice deve ser relacionado com os parâmetros controláveis através de uma função simples;

- Algumas medidas corretivas podem ser derivadas a partir dos índices.

A idéia principal destes índices é determinar uma magnitude escalar que possa oferecer informações suficientes a respeito da segurança e do estado de operação do sistema elétrico e que possa ser monitorada em tempo real (à medida que os parâmetros do sistema sofram variações). Além disso, devem exigir pouco esforço computacional para que se possam fornecer informações sobre o sistema em tempo real.

A seguir, serão apresentados os principais métodos de análise de estabilidade de tensão, descrevendo suas vantagens e desvantagens.

3.2.2.1 – Determinante da Matriz Jacobiana

Em [Y. Tamura, 1983] foi formulada uma das primeiras propostas de detecção da proximidade do sistema ao colapso de tensão. O objetivo desse método é detectar o ponto de colapso de tensão para qualquer modelo do sistema, monitorando o valor do determinante da matriz jacobiana, que se torna zero no ponto crítico.

A matriz jacobiana geral é a seguinte:

Seja $F = [f_1 \quad f_2 \quad \dots \quad f_n]$, x_1, x_2, \dots, x_n

$$J_{n \times n} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

Como no ponto crítico, o Jacobiano do sistema é singular e, portanto possui um valor do determinante associado igual a zero, demonstra-se que se os sinais do determinante da matriz

Jacobiana para os pontos iniciais e finais forem diferentes, o ponto final de funcionamento é instável, supondo, é claro, que o ponto inicial de funcionamento será estável.

Assim, foi desenvolvido um índice $F(S_k)$ tal que:

- Se $F(S_k) = F(S_0)$ implica que o sistema é estável
- Se $F(S_k) \neq F(S_0)$ implica que o sistema é instável

Onde $F(S_k)$ equivale ao sinal ($\det J(F(S_k))$) e $F(S_0)$ equivale ao sinal ($\det J(F(S_0))$), Sendo J a matriz Jacobiana do sistema, com S_0 representando o ponto inicial de funcionamento e S_k o ponto de funcionamento em análise.

Como este método é baseado na análise da matriz Jacobiana da rede (portanto é necessário o conhecimento geral ou de uma parte da rede) este método só pode ser utilizado em locais onde exista informação relativa a diversos pontos da rede e/ou se conheça a configuração da rede. Logo este índice é numericamente impraticável e é altamente não linear.

3.2.2.2 – Fatores de Sensibilidade

Os fatores de sensibilidade são os mais simples e mais utilizados para o estudo da estabilidade de tensão [Cañizares, 2001]. Sua formulação é a mais simples de todos os índices como definido na equação a seguir:

$$FST_i = \max \left\{ \frac{dV_i}{dQ_i} \right\}$$

onde FST significa Fator de Sensibilidade de Tensão. O valor de FST varia de acordo com a tensão dos geradores. Quanto mais próximo da porção inferior da curva QV, maior será o valor de FST, trocando se o sinal quando uma condição de instabilidade acontece. Assim,

pode-se definir para um sistema o índice Fator de Sensibilidade FS, que pode ser representado pela equação a seguir:

$$FS = \left\| \frac{dz}{d\lambda} \right\|$$

Novamente, quanto maior o valor de FS maior a possibilidade de ocorrência de um colapso de tensão. Quando o sistema está próximo de um valor máximo para o parâmetro

$$\lambda \left(\Delta\lambda \rightarrow 0 \right) \text{ tem-se } \frac{dz_i}{d\lambda} \rightarrow \pm\infty.$$

Os índices FST e FS requerem muito pouco esforço computacional, mas só apresentam bom desempenho em sistemas de potência de pequeno porte, onde são mais sensíveis às variações no sistema. Sendo assim, as informações obtidas com esses índices não são confiáveis com relação à possibilidade de ocorrência do colapso de tensão.

3.2.2.3 – Valores Singulares

Esses índices se baseiam na matriz Jacobiano do sistema. Para cada ponto de operação, considerando o crescimento da carga, são calculados os valores singulares da matriz Jacobiano do sistema. Os valores singulares diminuem à medida que o sistema aproxima-se de um ponto de instabilidade de tensão, tornando-se nulos quando o colapso acontece.

A desvantagem desse método é que ele é bastante dispendioso computacionalmente, pois lida com matrizes de grande porte. Um ponto positivo é o fato de fornecer informações precisas em sistemas de pequeno e grande porte.

3.2.2.4 – Autovalores

Os autovalores se baseiam na matriz Jacobiano do sistema, assim como os valores singulares. A interpretação dos autovalores também é a mesma: os autovalores diminuem à medida que o ponto de colapso de tensão se aproxima, tornando-se nulos quando o atingem.

Os autovalores fornecem informações similares às obtidas com os valores singulares, embora demandem um esforço computacional menor [SILVEIRA, 2003]. Além disso, como ocorre nos com os valores singulares, os autovalores ainda são capazes de fornecer informações sobre quais barras do sistema são mais vulneráveis a variações de tensão ou injeção de potência [KUNDUR, 1994] (o que é possível somente com o estudo dos autovetores associados aos autovalores).

Deve-se observar que, embora, os autovalores indiquem a proximidade do colapso de tensão, eles não são capazes de identificar a área crítica, o que também pode ser contornado com o estudo dos autovetores associados.

Outro fato que deve ser observado em relação aos autovalores e também aos valores singulares é que o significado destes sofre alterações expressivas de acordo com o modelo adotado para o sistema. Por exemplo, valores obtidos a partir de um modelo de fluxo de potência não fornecem informações válidas quanto à dinâmica do problema. Sendo assim, um estudo que utilize valores singulares e autovalores como índice de proximidade do carregamento máximo, para ser válido, deve conter elementos dinâmicos [SILVEIRA, 2003].

3.2.2.5 – Margem de Carregamento

A Margem de Carregamento de um sistema é definida como a quantidade adicional de carga que causaria um colapso de tensão para um ponto de operação particular. A margem de carregamento é o mais básico e amplo índice de colapso de tensão aceito.

A margem de carregamento é um índice que independe do modelo adotado para o estudo e é altamente preciso, pois considera todas as não linearidades do sistema. No entanto, a obtenção desse índice exige um alto esforço computacional.

3.2.2.6 – Par de Soluções do Fluxo de Potência

Estes índices se baseiam em soluções reais para as equações do fluxo de potência, onde são observados dois valores diferentes (soluções de alta e baixa tensão) para a tensão em uma barra. Este par de soluções baseia-se no estudo de múltiplas soluções do fluxo de potência, onde a solução de baixa tensão é estimada utilizando-se a teoria do multiplicador ótimo [SILVEIRA, 2003].

O fato de utilizar soluções do fluxo de potência torna esse índice altamente preciso, mas também altamente dispendioso computacionalmente. Este fato faz com que estes índices possam ser utilizados somente em aplicações que não exijam o conhecimento do ponto de operação atual do sistema.

3.2.2.7 – Fasores de Tensão

Com o avanço da tecnologia de medição fasorial permitiu-se estudos com base nos fasores de tensão, proporcionando um grande número de novos métodos para identificar ou prever o colapso de tensão nos sistema elétrico.

O objetivo principal é que os fasores de corrente e tensão possuem informação suficiente para detectar a margem de instabilidade de tensão diretamente a partir de suas medições.

Alguns métodos utilizando medição fasorial são descritos a seguir.

3.2.2.7.1 - Método de Milõsević e Begović

No artigo [MILOSEVIC, 2003] é apresentado um novo conceito para a detecção e o controle da instabilidade de tensão. Um conjunto de pontos de instabilidade de tensão é determinado a partir de um índice $VSLBI_k$ descrito pela equação a seguir:

$$VSLBI_k = \frac{V_k}{\Delta V_k},$$

onde V_k é a tensão na barra em cada instante k e ΔV_k é a queda de tensão através da impedância da linha de transmissão, que durante condições de máximo carregamento, é igual a tensão da barra. Um valor próximo de 1 indica proximidade do colapso de tensão, atingindo este valor quando a transferência de potência através da impedância de linha se torna instável a ponto de um colapso de tensão. Determinando este índice para cada barra de carga, calcula-se o índice de estabilidade de tensão para todo o sistema de acordo com a equação a seguir:

$$VSI_k = \min_{i \in \alpha PQ} \{VSLBI_{i,k}\},$$

onde i denota o índice da barra de carga e αPQ representa o conjunto das barras de carga do sistema. Adicionalmente, os valores individuais para o índice VSLBI encontrados com a equação $VSLBI_k = \frac{V_k}{\Delta V_k}$, fornecem informações sobre a vulnerabilidade de cada barra, o que pode ser útil na aplicação de ações corretivas.

Este método é mais eficiente quando aplicado em sistemas onde uma grande porção da carga total pode ser descrita como sendo dependente da tensão. Sendo assim, em sistemas onde essa condição não é observada, a observação dos índices determinados pela equação $VSLBI_k = \frac{V_k}{\Delta V_k}$ deve ser acompanhada da informação das reservas de reativo dos geradores.

3.2.2.7.2 - Método de Šmom, Verbič e Gubina

No artigo [SIMON, 2006], apresentado em 2006, um índice de estabilidade de tensão é desenvolvido com base no teorema de Tellegen. Esta abordagem permite determinar os parâmetros de Thevenin do sistema a partir de duas medições fasoriais consecutivas, ao contrário das técnicas mais comuns, baseadas em métodos de identificação recursivos.

O método identifica a impedância de Thèvenin diretamente, calculando os incrementos de tensão e corrente depois que o caso é submetido a um conjunto de perturbações no sistema. A impedância de carga máxima também é determinada simplesmente pela razão entre as medições de tensão e corrente.

O índice compara a razão entre as impedâncias de Thèvenin e da carga para analisar a estabilidade de tensão. O método requer apenas medições de tensão e corrente e simplifica a obtenção dos parâmetros de Thevenin através do teorema de Tellegen. Um ponto fraco deste método é a necessidade de se submeter o sistema a um conjunto de perturbações, previamente ao estudo da estabilidade.

O índice proposto, assim como todos os outros listados nessa dissertação, apresenta vantagens e desvantagens, o que faz com que metas sejam definidas quanto à obtenção de um bom índice:

1. Determinação precisa dos parâmetros;
2. Tempo de processamento computacional baixo para processamentos em tempo real;
3. Bom desempenho para sistemas reais de grande porte para qualquer tipo de carga.

4

ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO

4.1 – Introdução

A instabilidade de tensão em sistemas de transmissão tem sido um fator de grande influência nos grandes blecautes mundiais. A determinação da proximidade do colapso de tensão é vital para permitir intervenções, controle e proteção. Nesse aspecto, tem crescido em todo o mundo, um interesse em definir indicadores de estabilidade de tensão em tempo real baseados em rápidas medições de variáveis elétricas do sistema (uso de unidades de medição fasorial – PMU). Medindo os fasores de tensão e corrente nodais em uma barra de extra-alta tensão, a análise da instabilidade de tensão pode ser identificada considerando o clássico equivalente Thèvenin “visto” da barra. Como é sabida, a instabilidade de tensão é relacionada à condição de igualdade entre os valores absolutos da impedância de carga e a impedância de Thèvenin (máxima transferência de potência).

O método apresentado no artigo {[CORSI, 2008] e [CORSI, 2008_2]} é baseado em medições locais, sendo então, adequado para a aplicação em tempo real em SEE. Vale salientar que, embora o método apresentado seja baseado em medições locais, não fazendo necessária a utilização de PMUs, ele pode ser facilmente adaptado para o caso em que informações de diferentes barras sejam utilizadas para computar um índice, necessitando, neste caso, utilizar a medição fasorial sincronizada.

No fenômeno instabilidade de tensão de médio e longo prazo é determinante a atuação dos transformadores com mudança automática de tapes e dos limitadores de sobre-excitação dos sistemas de regulação de tensão dos grupos geradores. Essas dinâmicas, presentes nos fasores de corrente e tensão nodais, são fundamentais na estimação da margem de carregamento do sistema. O método proposto tem um alto desempenho na rapidez da estimação dos parâmetros quando essas dinâmicas se encontram presentes [GUERRA, 2009].

4.2 – Fundamentos do Método

Considerando o circuito elétrico mostrado na Figura 7, o objetivo é estimar os parâmetros do equivalente de Thèvenin \vec{E}_{Th} e \vec{Z}_{Th} com base nos fasores de tensão e corrente \vec{V}_L e \vec{I}_L medidos na barra de carga.

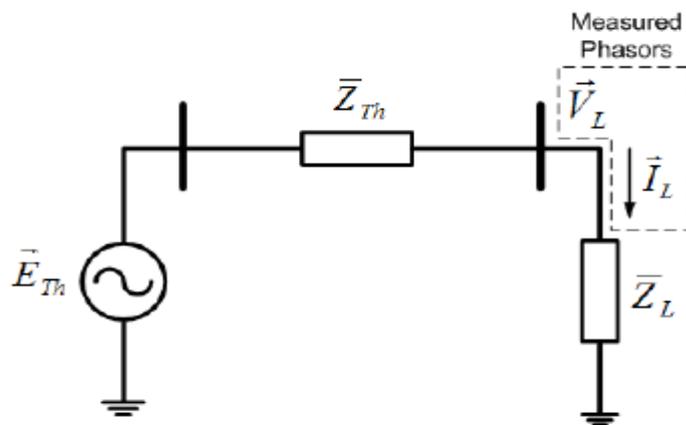


Figura 6. Circuito equivalente Thèvenin com duas barras.

De acordo com a lei de Kirchoff temos:

$$\vec{V}_L = \vec{E}_{Th} - \vec{Z}_{Th}\vec{I}_L \quad \text{onde} \quad \vec{Z}_{Th} = R_{Th} + jX_{Th}$$

A equação $\vec{V}_L = \vec{E}_{Th} - \vec{Z}_{Th}\vec{I}_L$ tem infinitas soluções se forem conhecidos somente os fasores de tensão e corrente. Porém, duas medições subseqüentes dos fasores \vec{V}_L e \vec{I}_L podem ser

usadas para calcular \vec{E}_{Th} e \bar{Z}_{Th} , sob a hipótese que ambos não sofrem alterações no intervalo de tempo entre duas medições subseqüentes. De acordo com esse procedimento, a equação matricial correspondente apresenta uma elevada chance de ser singular, especialmente considerando o necessário curto intervalo de tempo entre medições subseqüentes. Dessa forma, métodos de identificação baseados nesse procedimento apresentam dificuldades numéricas e necessitam de uma janela de observação maior para atingir convergência. Apenas na presença de variações significantes entre o tempo de amostragem, é possível se atingir um resultado aceitável. Isto ocorre quando o sistema está à beira de um colapso, porém esse aumento de confiabilidade na identificação dos parâmetros poderá chegar um pouco tarde, a fim que se possam ativar os controles preventivos e as proteções especiais. Por esse motivo, se desenvolveu um método que acelera o procedimento de identificação dos parâmetros de Thèvenin.

Em condições normais de operação, a impedância da carga \bar{Z}_L é muito maior que \bar{Z}_{Th} , mas diminui à medida que as cargas dos barramentos aumentam. No ponto de instabilidade de tensão, a diferença entre as impedâncias se aproxima de zero. O monitoramento desta diferença permite implementar ações preventivas e/ou ações corretivas, se necessário.

4.3 – Algoritmo de Identificação

A máxima transferência de potência à carga no circuito da Figura 7 ocorre quando:

$$\bar{Z}_{Th} = \bar{Z}_L \text{ (casamento de impedâncias)}$$

onde $\bar{Z}_{Th} = R_{Th} + jX_{Th}$ e $\bar{Z}_L = R_L + jX_L$

Este circuito representa toda a rede “vista” da barra considerada de um ponto equivalente.

De acordo com o diagrama fasorial da Figura 8, podemos escrever as seguintes relações:

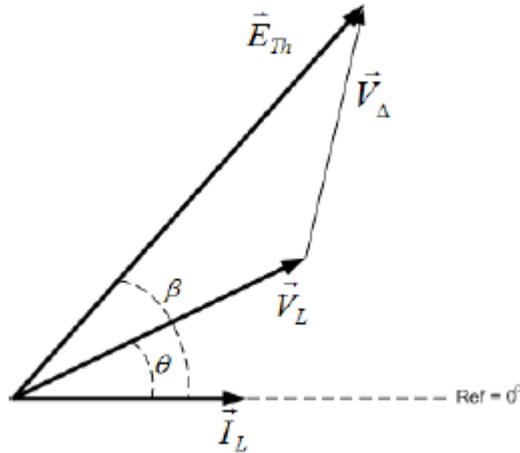


Figura 7. Diagrama fasorial do circuito da Figura 6.

$$\vec{V}_\Delta = \bar{Z}_{Th} \times \vec{I}_L = R_{Th}I_L + jX_{Th}I_L$$

$$\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + \vec{V}_\Delta$$

Separando $\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + \vec{V}_\Delta$ em partes real e imaginária, resulta:

$$E_{Th} \cos \beta = R_{Th}I_L + V_L \cos \theta$$

$$E_{Th} \sin \beta = X_{Th}I_L + V_L \sin \theta$$

Para a impedância equivalente de Thèvenin “vista” de uma barra de extra-alta tensão, tem-se $X_{Th} \gg R_{Th}$, e a suposição de que $R_{Th} = 0$ é bem razoável. Deste modo, uma estimacão inicial para β é dada por:

$$\beta = \cos^{-1} \left(\frac{V_L \cos \theta}{E_{Th}} \right)$$

Como V_L e θ são valores provenientes das PMUs, a estimacão inicial de β ainda depende de E_{Th} . O intervalo admissível de E_{Th} deve concordar com as leis do circuito elétrico, i.e., no ponto de máxima transferência de potência, seu valor mínimo (E_{Th}^{min}) corresponde à tensão na carga (considerando uma carga indutiva), e seu valor máximo (E_{Th}^{max}) corresponde à tensão

quando $Z_L = X_{Th}$ (com $R_{Th} = 0$). Em condições normais de operação a impedância de carga é muito maior do que a impedância equivalente de Thèvenin. Um bom valor de estimação inicial para E_{Th} é a média aritmética dos seus valores extremos mostrado a seguir:

$$E_{Th}^0 = \frac{E_{Th}^{max} - E_{Th}^{min}}{2}$$

onde $E_{Th}^{min} = V_L e^{-\beta}$ e $E_{Th}^{max} = \frac{V_L \cos \theta}{\cos \beta}$, com β obtido de: $\tan \beta = \frac{(Z_L I_L + V_L \sin \theta)}{V_L \cos \theta}$.

Dentro do intervalo possível para E_{Th} e X_{Th} , os seguintes fatos podem ser provados [CORSI, 2008]: no caso de uma sobre estimação de E_{Th} , X_{Th} também será sobre estimado, e aumentando a impedância de carga (i.e., reduzindo o consumo de potência na carga) o valor estimado de X_{Th} também aumenta. No caso de uma sub estimação de E_{Th} , X_{Th} também seria sub estimado, e aumentando a impedância da carga, o valor estimado de X_{Th} diminui. Resultados simétricos são obtidos diminuindo-se a impedância de carga. Então, assumindo que E_{Th} e X_{Th} são constantes num pequeno intervalo e suas identificações, o proposto algoritmo reduzirá E_{Th} quando a variação de X_L e a variação do valor estimado X_{Th} tiverem a mesma direção, caso contrário, diminuirá E_{Th} . Resultados apresentados em [CORSI, 2006] mostraram que a simplificação considerando E_{Th} com um valor fixo durante o crescimento da carga, resultou numa identificação de X_{Th} criticamente dependente do valor fixado para E_{Th} . Considerando que seja conhecido em que direção atualizar E_{Th} , precisa-se estabelecer o valor dessa variação.

Esta quantidade é calculada como segue:

$$\varepsilon_E = \min(\varepsilon_{inf}, \varepsilon_{sup}, \varepsilon_{lim}),$$

onde $\varepsilon_{inf} = |E_{Th}^{i-1} - V_L^i|$, $\varepsilon_{sup} = |E_{Th}^{i-1} - E_{Th}^{mas^i}|$, $\varepsilon_{lim} = |E_{Th}^{i-1} \times k|$

Com k sendo um parâmetro pré-especificado escolhido de modo a restringir o erro de identificação dentro de limites estreitos, e i sendo o correspondente intervalo de tempo. O parâmetro k nas simulações realizadas foi ajustado de modo a garantir um melhor desempenho. Na maioria das vezes ε_{lim} governa o processo de identificação, então a sua especificação tem um impacto maior no processo. As quantidades ε_{lim} e ε_{sup} estão ativas somente quando a estimação de E_{Th} está perto dos limites possíveis.

O algoritmo adaptativo que busca o valor correto de E_{Th} para identificar X_{Th} é dado abaixo:

Algoritmo

Passo 1 – Estimar os valores iniciais de E_{Th}^0 de acordo com a equação $E_{Th}^0 = \frac{E_{Th}^{max} - E_{Th}^{min}}{2}$ e β^0 de acordo com $\beta = \cos^{-1} \left(\frac{V_L \cos \theta}{E_{Th}} \right)$ já considerando E_{Th}^0 .

Passo 2 – Calcular X_{Th}^0 de acordo com a equação $E_{Th} \sin \beta = X_{Th} I_L + V_L \sin \theta$.

Passo 3 – Calcular E_{Th}^i de acordo com as condições:

- Se a variação da impedância de carga for negativa, faça:

$$\text{Se } (X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0 \text{ então } E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} - \varepsilon_E$$

$$\text{Se } (X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0 \text{ então } E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \varepsilon_E$$

- Se a variação da impedância da carga for positiva, faça:

$$\text{Se } (X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0 \text{ então } E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \varepsilon_E$$

$$\text{Se } (X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0 \text{ então } E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \varepsilon_E$$

- Se a impedância de carga é constante:

$$E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1}$$

Passo 4 – Calcular β^i e X_{Th}^i

Passo 5 – Incrementar i e voltar ao passo 3

OBS: X_{Th}^{i*} é um valor intermediário de X_{Th}^i que leva em conta os valores instantâneos dos fasores de tensão e corrente.

Uma possível variação do algoritmo é em relação ao cálculo de E_{Th} . Para o cálculo de β^i e X_{Th}^i no passo 4 ao invés de usar o valor de E_{Th}^i na iteração i , uma média variável de E_{Th} calculada numa janela de tamanho aproximado (n) pode ser utilizada. Essa variante tem a vantagem de filtra às variáveis identificadas em troca de um processo de identificação mais lento.

5

SIMULAÇÕES

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos, através das simulações realizadas com o programa “DigSILENT Power Factory 13.2”, do sistema elétrico mostrado na Figura 8. A característica que distingue esse sistema dos sistemas anteriormente analisados em [CORSI], [GUERRA, 2009], é o fato da região de carga ser alimentada por dois caminhos de alimentação.

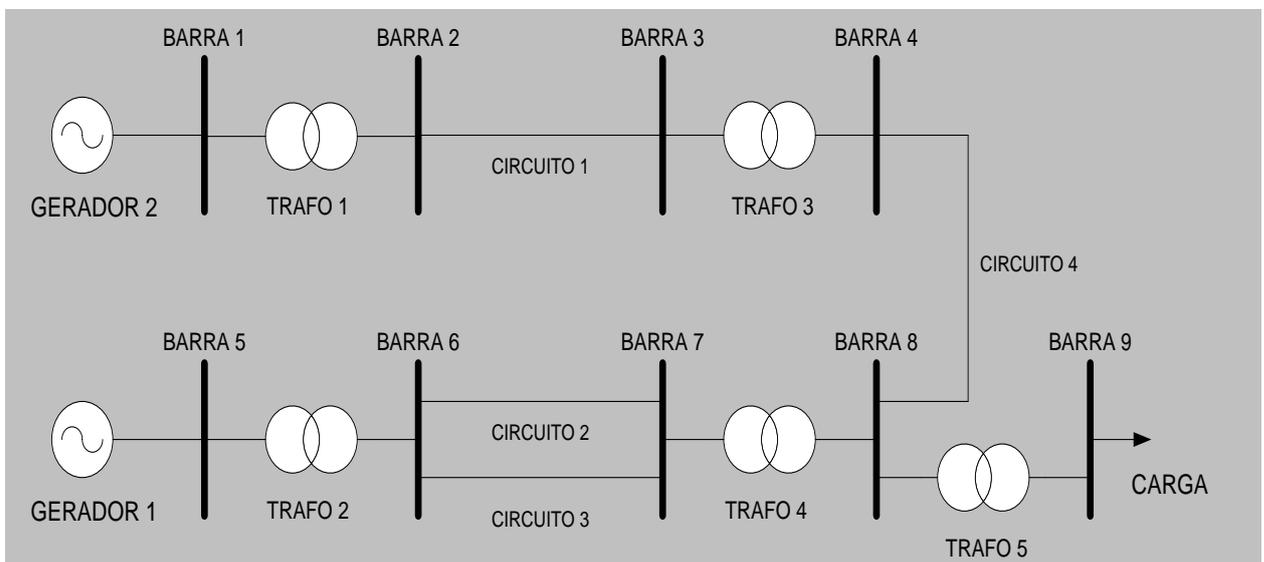


Figura 8. Sistema Elétrico não-radial simulado no “DigSILENT Power Factory 13.2”.

O sistema elétrico hipotético da Figura 8 foi montado no “DigSILENT Power Factory 13.2”, composto por 9 barras, 5 transformadores, 2 geradores e uma carga.

A seguir encontra-se a tabela com os parâmetros do sistema simulado.

DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO NO “DigSILENT Power Factory 13.2”	
Gerador 1	370 MVA
Gerador 2	370 MVA
Transformador 1	380 MVA - 400/20 KV
Transformador 2	380 MVA - 400/20 KV
Transformador 3	460 MVA - 400/132 KV
Transformador 4	460 MVA - 400/132 KV
Transformador 5	64 MVA - 132/20 KV
Circuito 1	10 km - $R_1 = 0.029 \Omega/km$, $X_1 = 0.383 \Omega/km$
Circuito 2	100 km - $R_1 = 0.06 \Omega/km$, $X_1 = 0.42 \Omega/km$
Circuito 3	100 km - $R_1 = 0.029 \Omega/km$, $X_1 = 0.383 \Omega/km$
Circuito 4	0.5 km - $R_1 = 0.6 \frac{\Omega}{km}$, $X_1 = 0.42 \Omega/km$
Carga	100 MW, 10 MVar (Valores Iniciais)

Tabela 1. Parâmetros do Sistema Elétrico hipotético simulado.

Temos como objetivo determinar o ponto de máxima transferência de potência, para então, analisar o momento em que o sistema elétrico da Figura 8 entrará em colapso, para isso a carga vai ser aumentada de forma linear (rampa). Esse procedimento foi utilizado para forçar a instabilidade de tensão ao sistema para que se pudesse observar o instante do colapso de tensão. Para está análise é utilizado método de Thevenin, que tem como premissa assumir o sistema a montante da barra onde são realizadas as medições, podendo ser representado pelo seu equivalente de Thevenin. Com o aumento de carga, sua impedância diminui até o ponto em que se chega sua máxima transferência de potência, ou seja, quando as impedâncias de

Thevenin e da carga são iguais. A partir desse ponto, dependendo do modelo de carga utilizado, pode-se dizer que o sistema está perto de um colapso.

As cargas podem ser representadas por um modelo estático onde suas características variam conforme as equações abaixo:

$$P_L = P_0 \left(\frac{V_L}{V_0} \right)^\alpha, Q_L = Q_0 \left(\frac{V_L}{V_0} \right)^\beta$$

Onde P_L e Q_L são as potências ativa e reativa da carga, P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa na tensão nominal V_0 e V_L é a tensão na carga.

Em função dos expoentes α e β , podem-se classificar a variação de carga de três maneiras:

- P constante – quando o expoente é igual a zero, significando que o aumento de carga não está relacionado à variação de tensão. Neste caso o sistema entra em colapso quando a impedância de Thevenin é igual à impedância da carga.
- I constante – quando o expoente é igual a um, significando que o aumento de carga é proporcional à variação da tensão. Neste caso o sistema não entra em colapso quando as impedâncias de Thevenin e da carga se igualam.
- Z constante – quando o expoente é igual a dois, significando que o aumento de carga é proporcional ao quadrado da variação da tensão. Neste caso o sistema não entra em colapso quando as impedâncias de Thevenin e da carga são iguais.

5.2 – Método para obtenção dos Parâmetros de Thevenin

O método utilizado para obtenção da tensão e impedância de Thevenin encontra-se descrito na dissertação no Capítulo 4 e seu algoritmo é mostrado abaixo:

Com base na seguinte equação: $\vec{V}_L = \vec{E}_{Th} - \bar{Z}_{Th}\vec{I}_L$ onde $\bar{Z}_{Th} = R_{Th} + X_{Th}$

1º Passo: Estima-se o valor inicial de E_{Th}^0 ;

2º Passo: Calcula-se Z_{Th}^0 ;

3º Passo: Calcula-se E_{Th}^i ;

4º Passo: Calcula-se Z_{Th}^i ;

5º Passo: Incrementar i e retorna ao 3º passo.

Serão considerados os modelos dinâmicos dos limites de sobre excitação (Over Excitation Limits – OEL) e do regulador automático de tensão (Automatic Voltage Regulator – AVR) apenas presentes no gerador 1.

O modelo de carga utilizado, quando estas não forem constantes, tem $\alpha = 0.7$, ou seja, a carga ativa é um pouco I constante e P constante e $\beta = 2$, ou seja, a carga reativa é Z constante. Com isso, devido à componente Z constante, o aumento linear da carga fará com que o sistema não entre em colapso quando as impedâncias da carga e de Thevenin forem iguais.

5.3 – Simulações

Foram realizados simulações em três etapas:

5.3.1 – Etapa I

- A Etapa I - constituiu na medição dos valores fasoriais de corrente e tensão nas barras 3 e 7 do sistema elétrico da Figura 8. A partir do sistema elétrico montado variou-se a potência entregue pelo Gerador 2 ao sistema, aumentando gradativamente sua participação no mesmo; com intuito de verificar a influência do Gerador 2 na determinação do instante do colapso de tensão. Com posse dos valores fasoriais coletados de tensão e corrente, foram calculados os parâmetros de Thevenin a partir do método proposto na dissertação. Foi gerado o gráfico das impedâncias a partir de uma rotina criada no Matlab. Também foram verificados os valores de tensão terminal e corrente de campo nos geradores e as tensões nas respectivas barras de acordo com o aumento da carga no sistema.

a) Sem a participação do Gerador 2 no sistema elétrico da Figura 8.

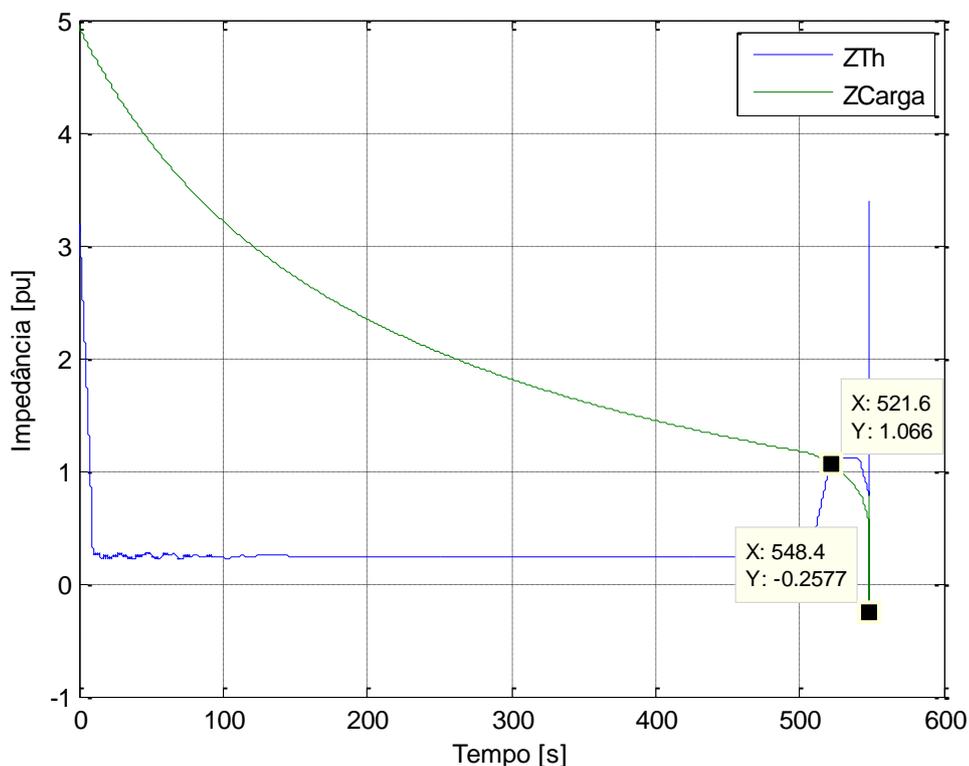


Figura 9. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

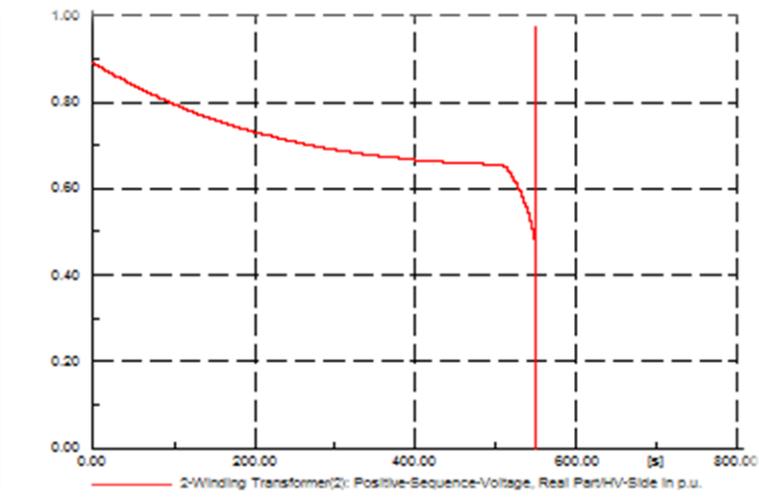


Figura 10. Tensão em pu na barra 7 durante o aumento de carga.

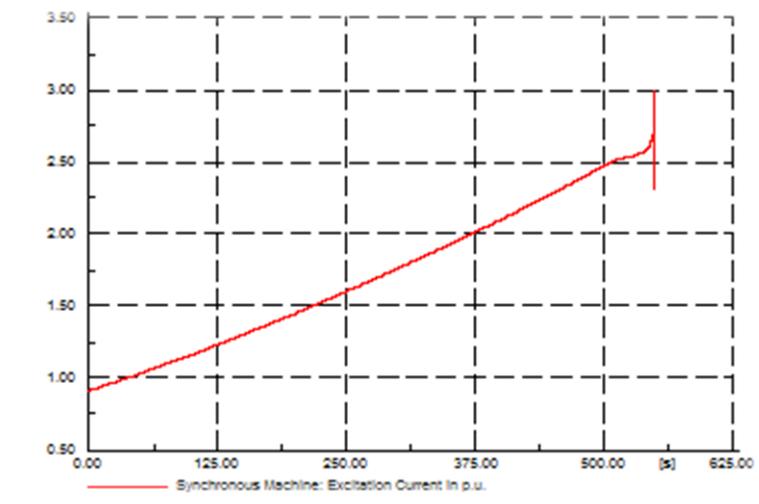


Figura 11. Corrente de campo em pu no Gerador 1.

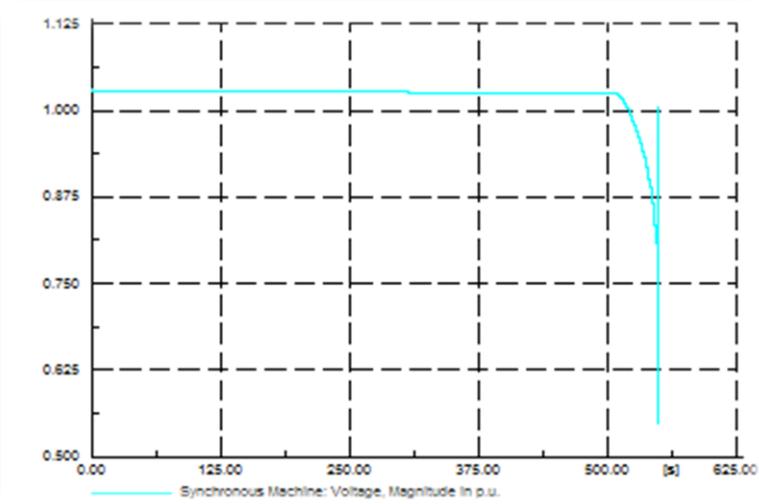


Figura 12. Tensão terminal em pu no Gerador 1.

b) Despacho ajustado para 10MW (Load Flow):

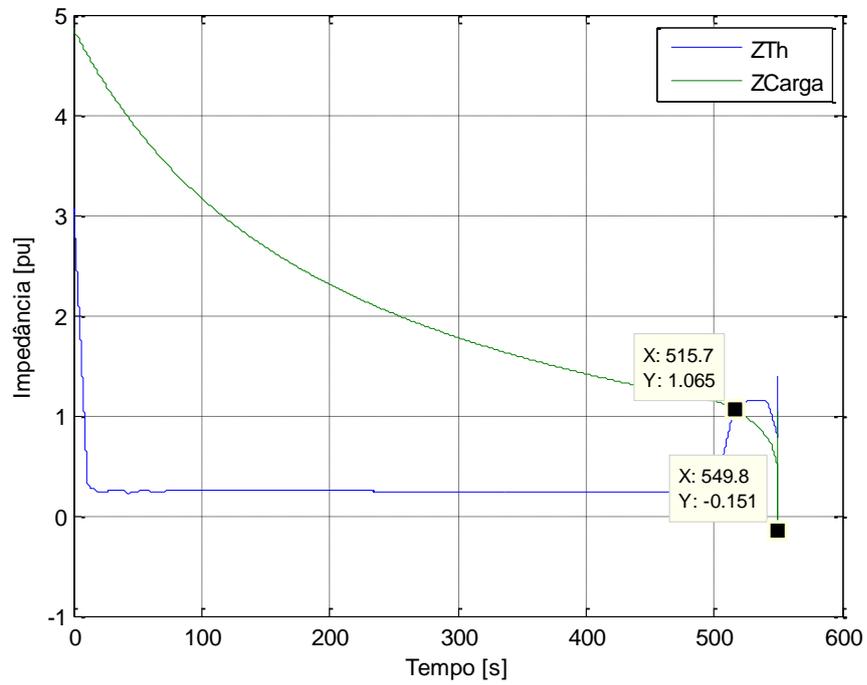


Figura 13. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

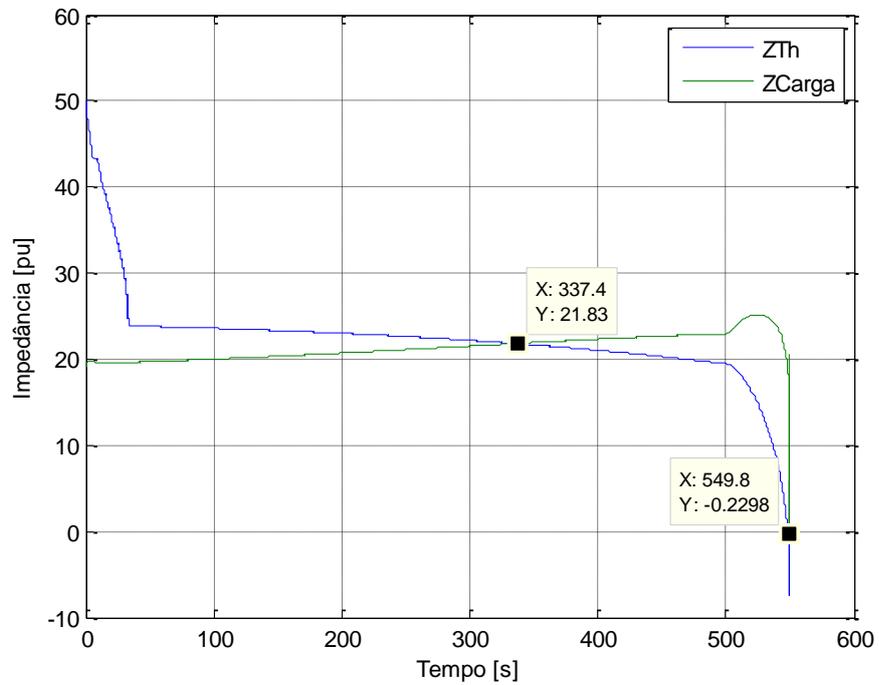


Figura 14. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.

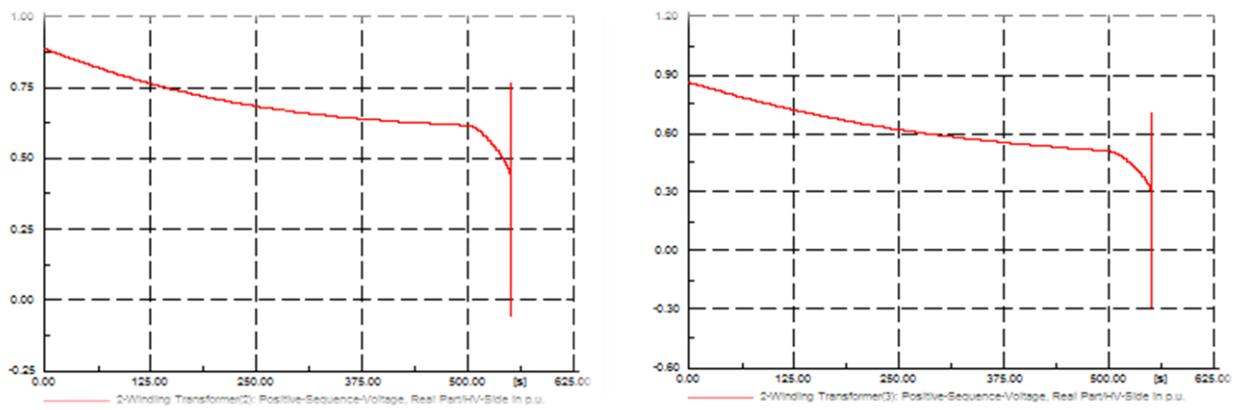


Figura 15. Tensão em pu nas barra 7 e 3 durante o aumento de carga.

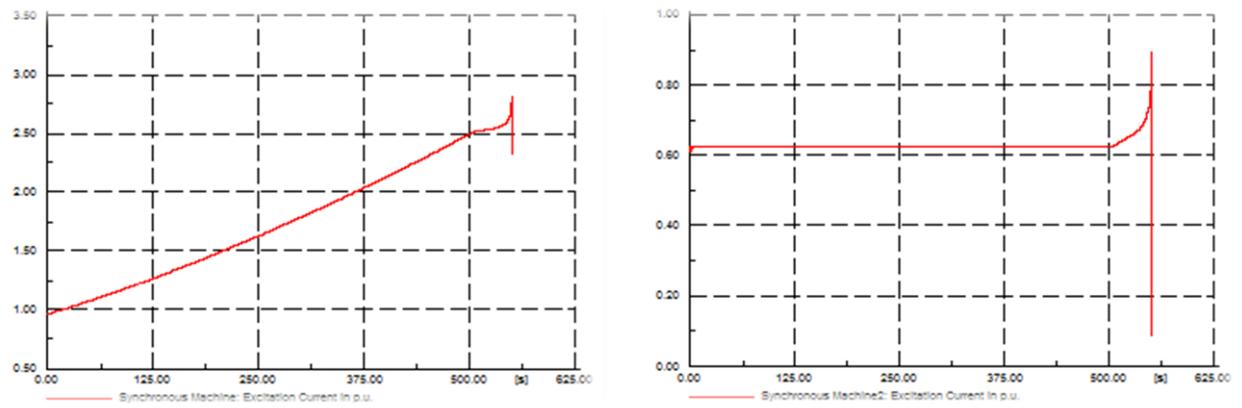


Figura 16. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.

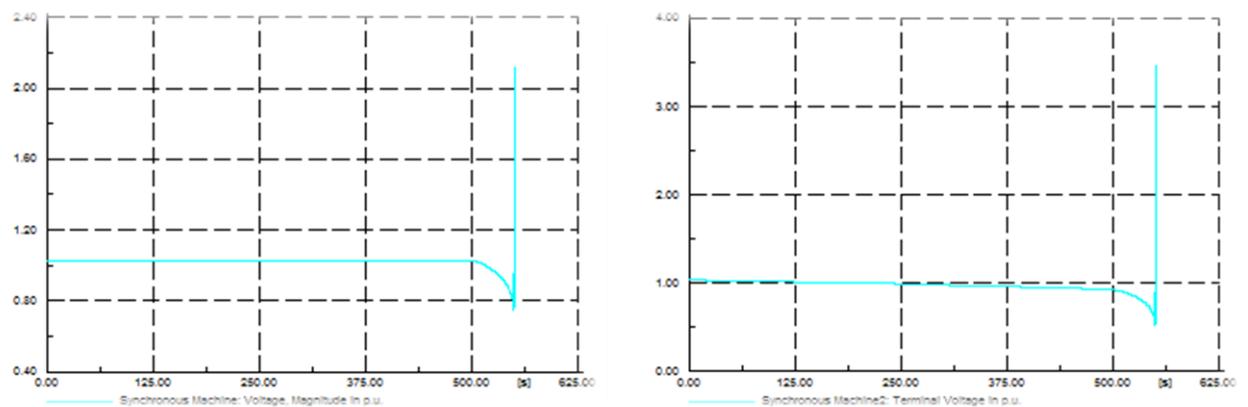


Figura 17. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.

c) Despacho ajustado para 20MW (Load Flow):

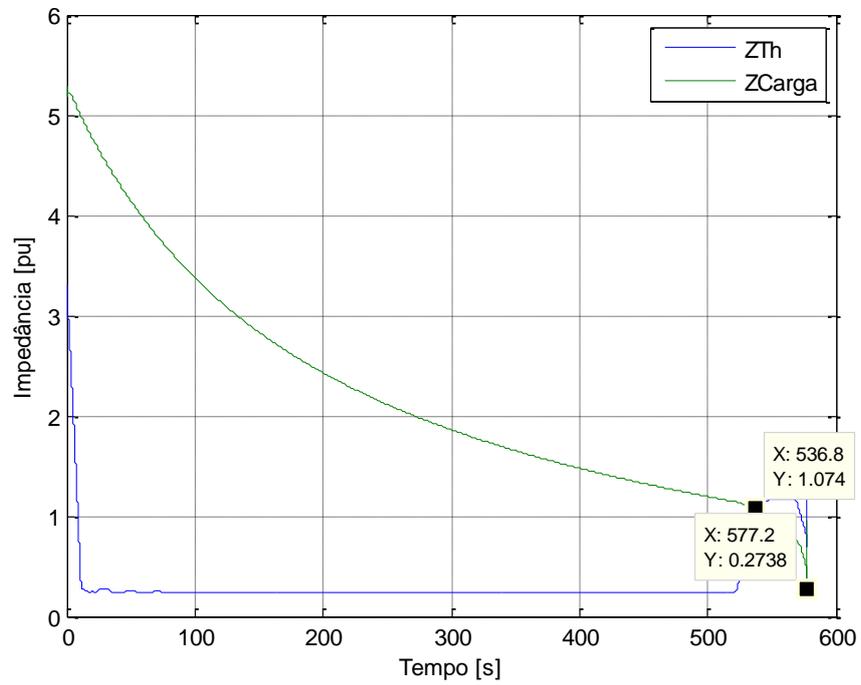


Figura 18. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

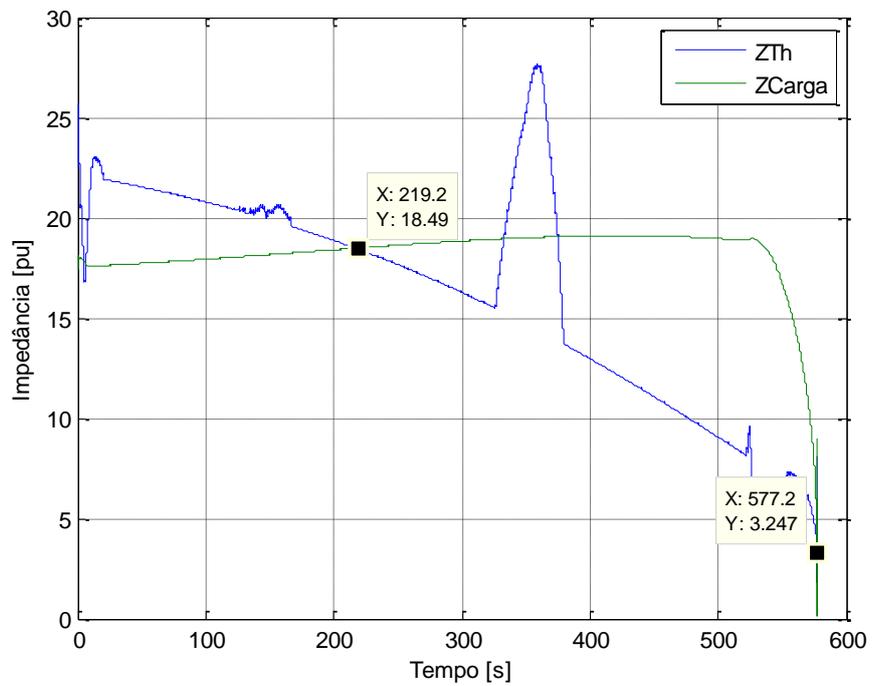


Figura 19. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

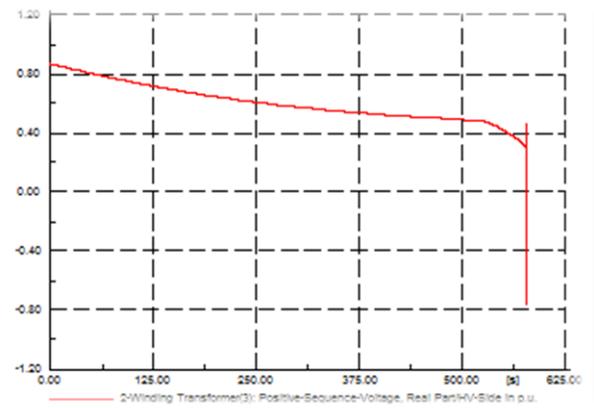
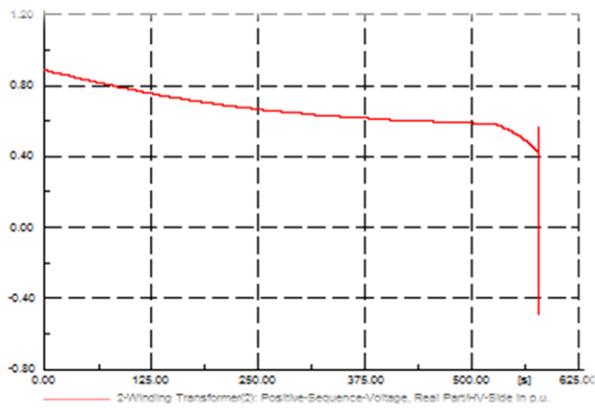


Figura 20. Tensão em pu nas barras 7 e 3 durante o aumento de carga.

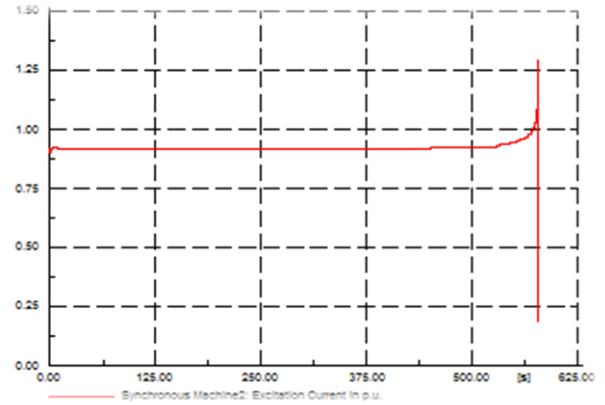
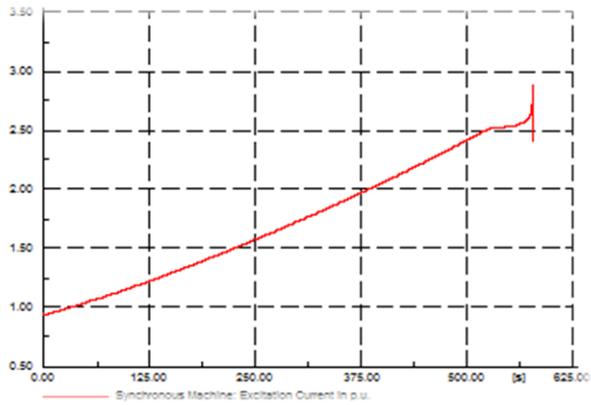


Figura 21. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.

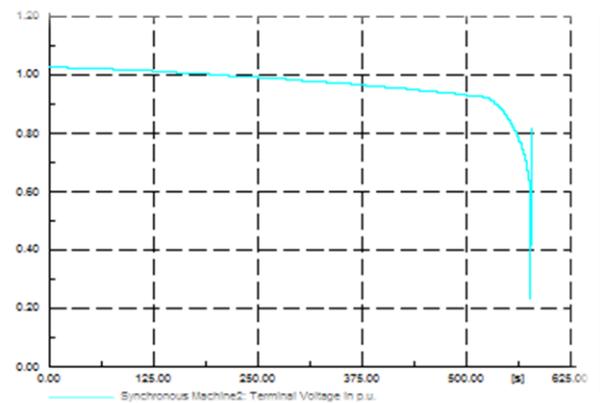
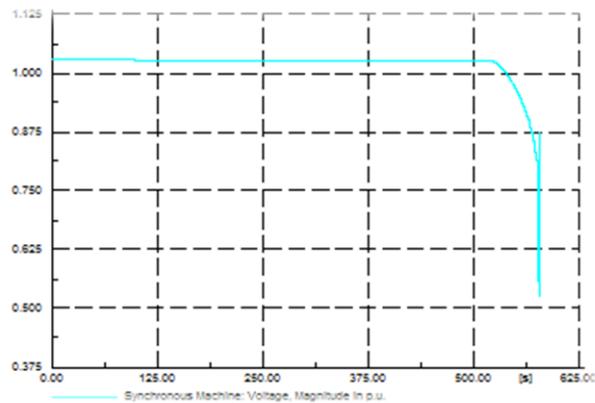


Figura 22. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.

d) Despacho ajustado para 30MW (Load Flow):

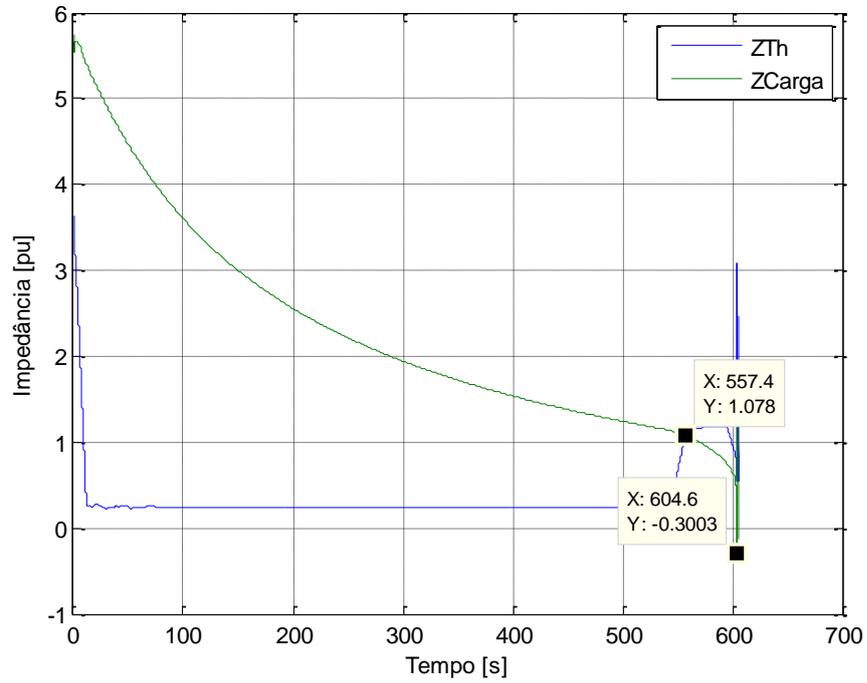


Figura 23. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

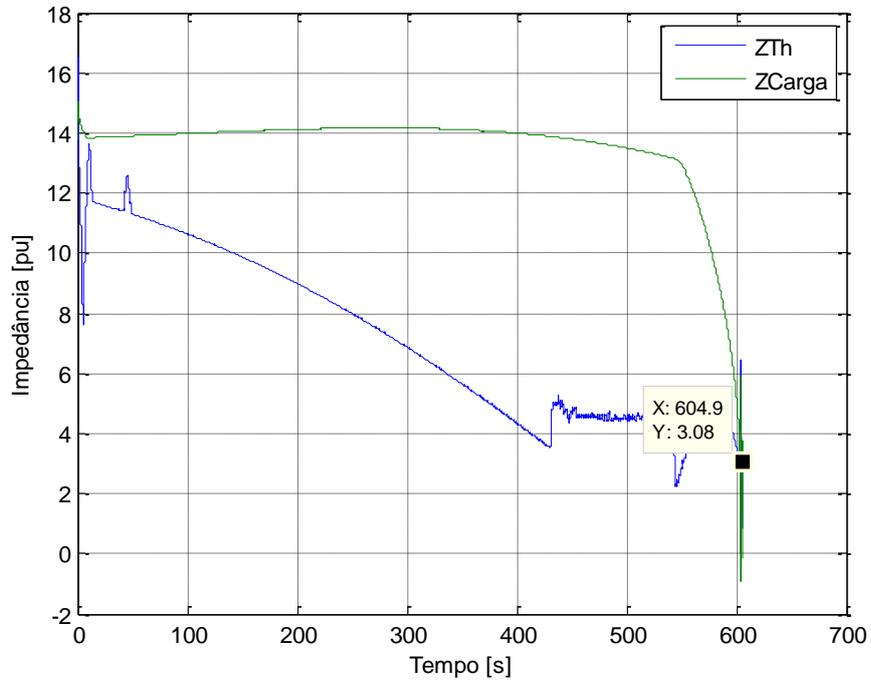


Figura 24. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.

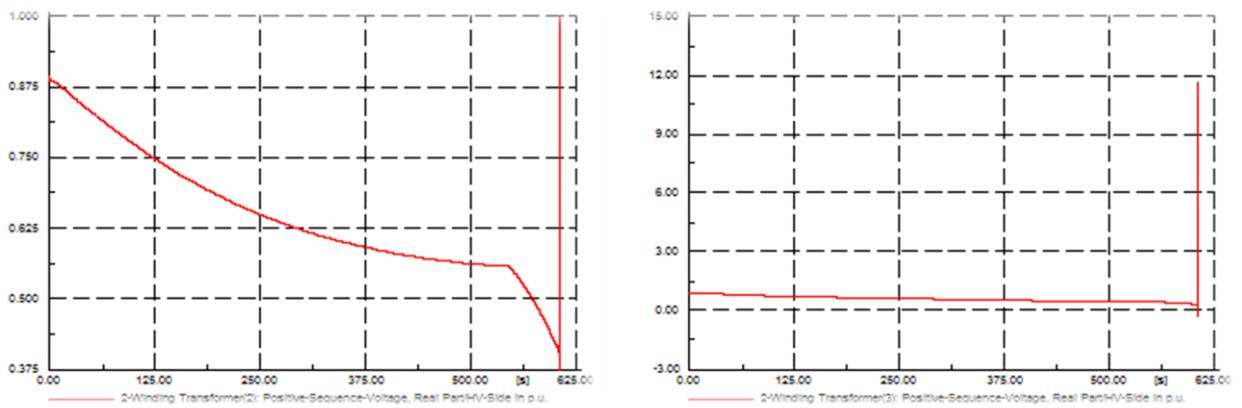


Figura 25. Tensão em pu nas barras 7 e 3 durante o aumento de carga.

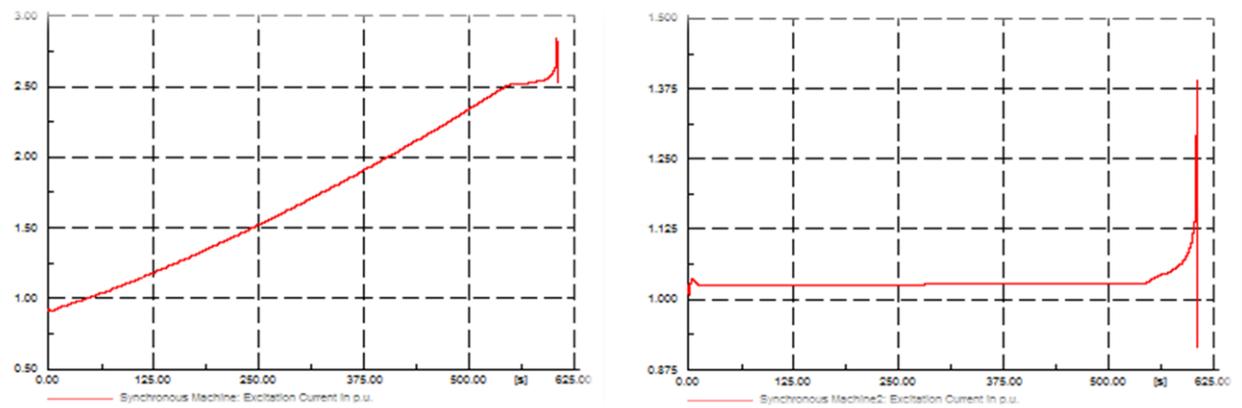


Figura 26. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.

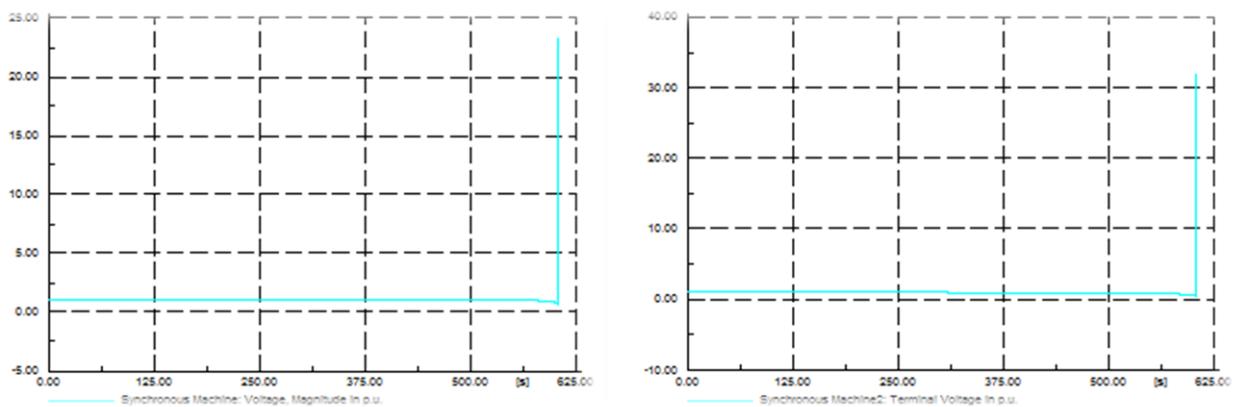


Figura 27. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.

e) Despacho ajustado para 40MW (Load Flow):

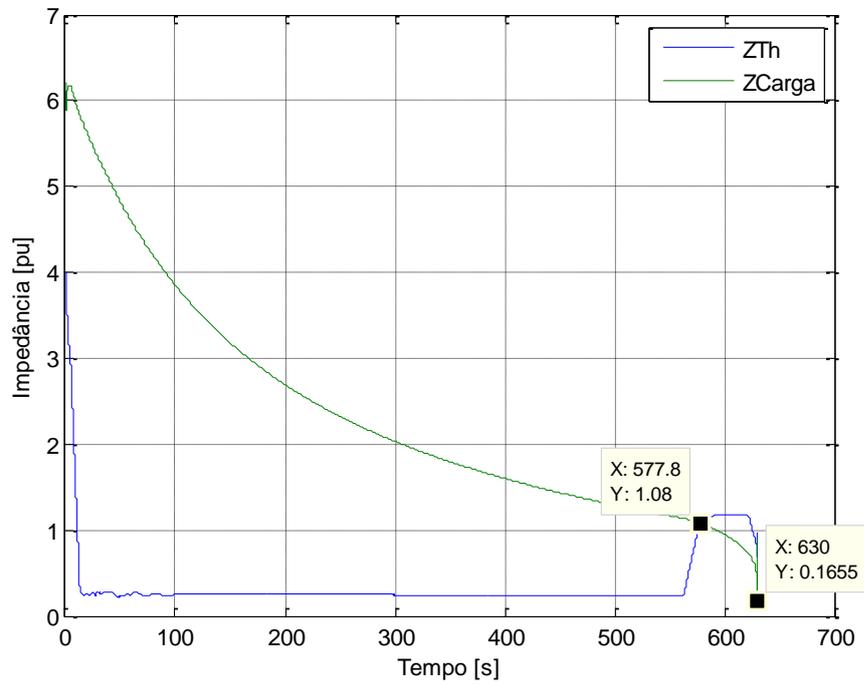


Figura 28. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

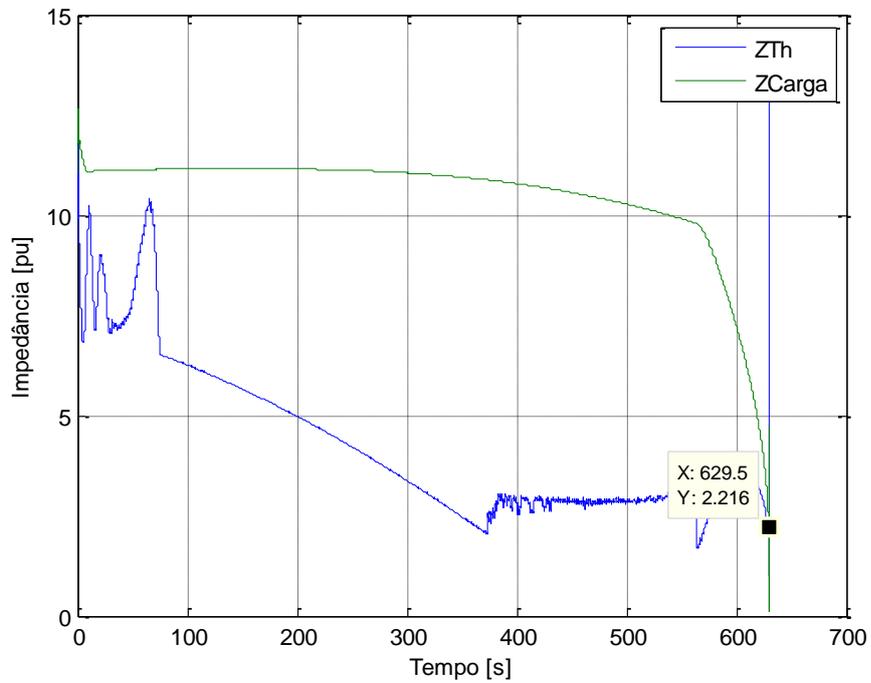


Figura 29. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.

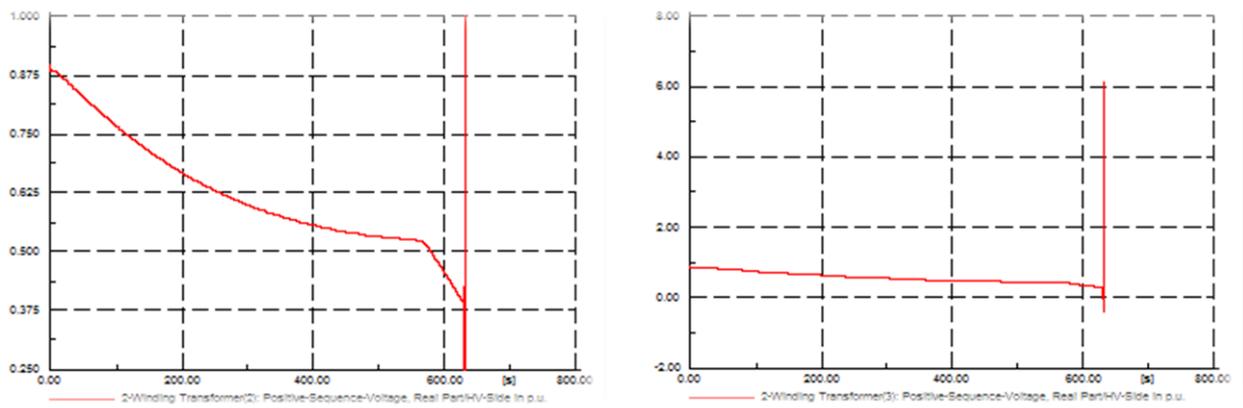


Figura 30. Tensão em pu nas barras 7 e 3 durante o aumento de carga.

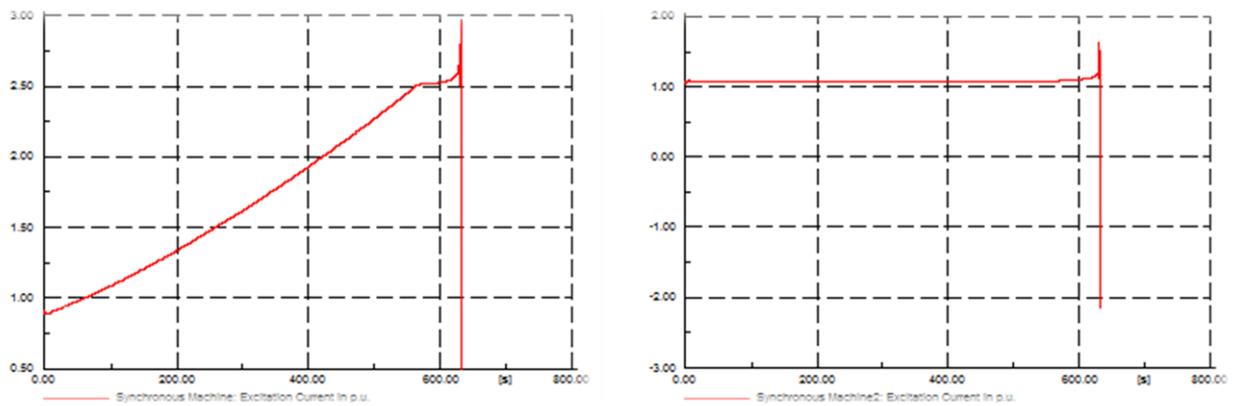


Figura 31. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.

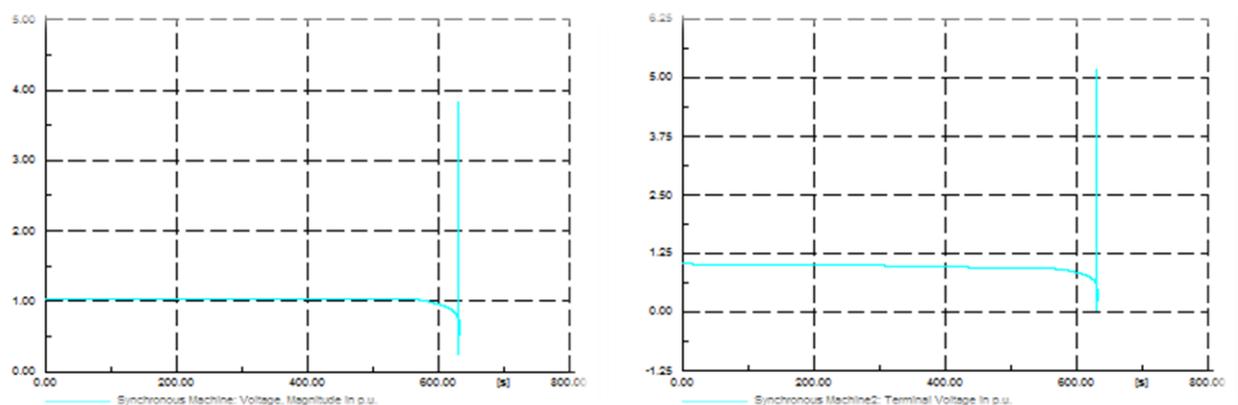


Figura 32. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.

f) Despacho ajustado para 50MW (Load Flow):

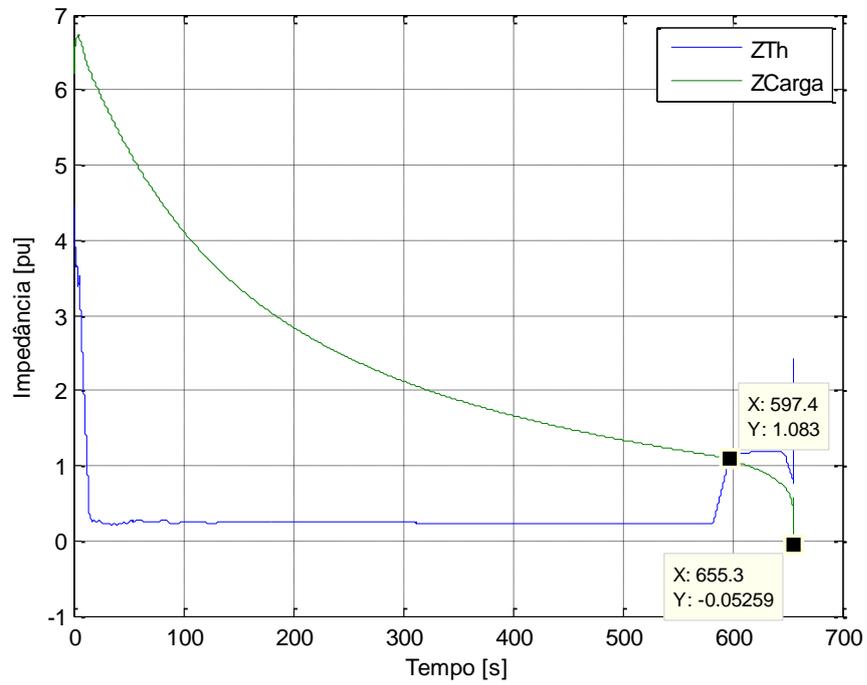


Figura 33. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

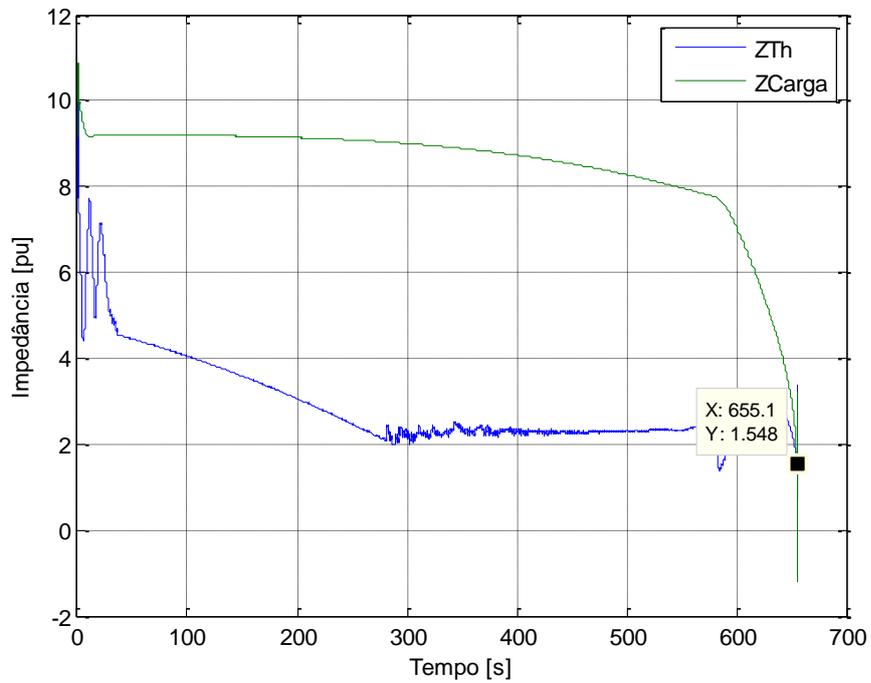


Figura 34. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.

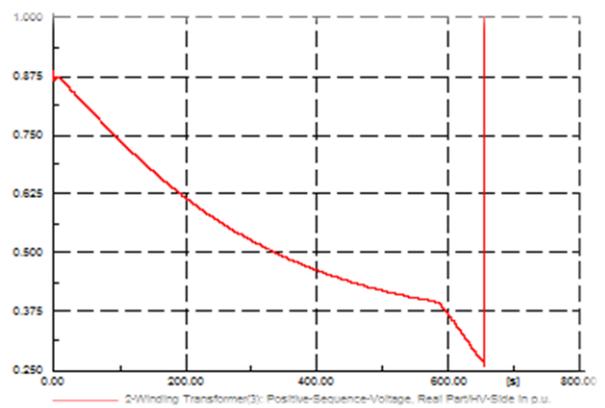
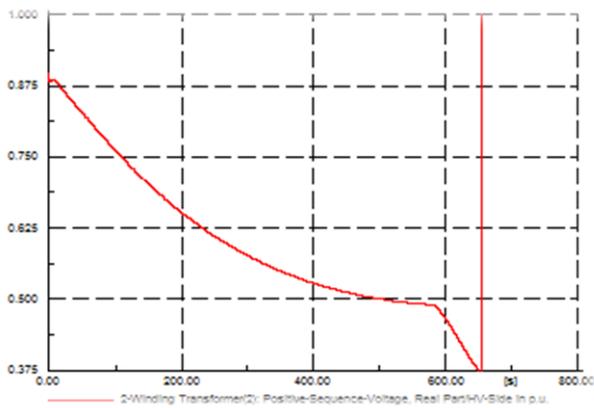


Figura 35. Tensão em pu nas barras 7 e 3 durante o aumento de carga.

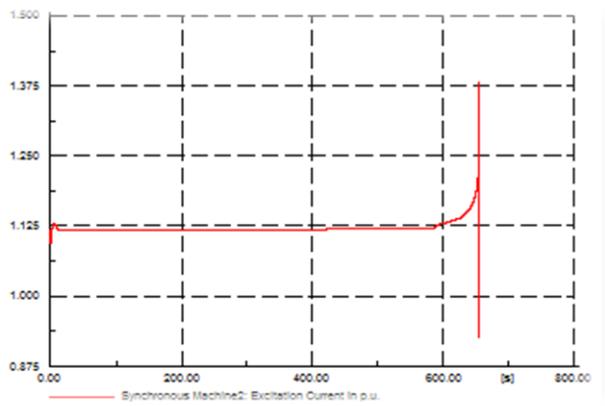
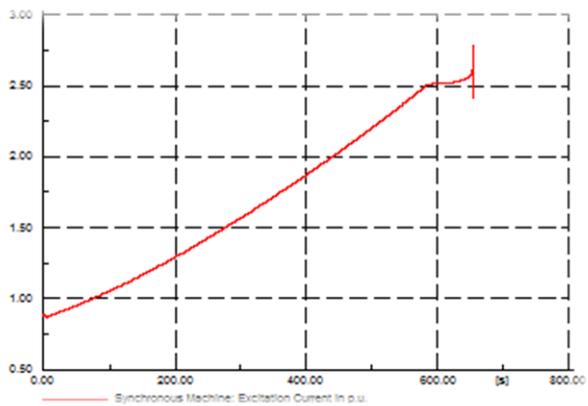


Figura 36. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.

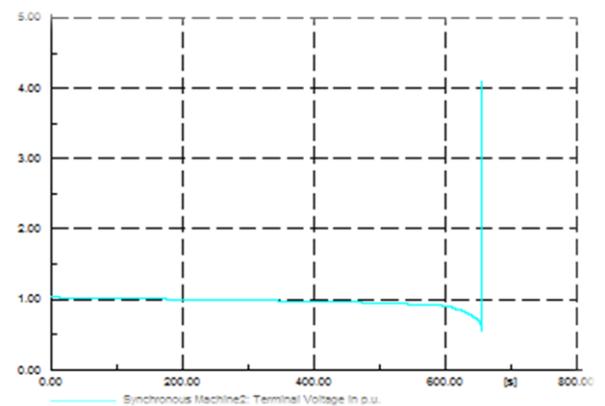
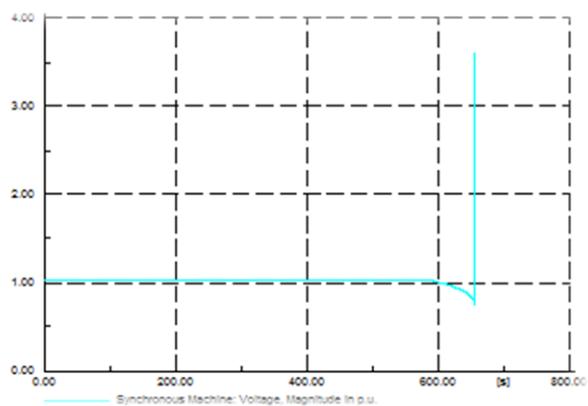


Figura 37. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.

g) Despacho ajustado para 75MW (Load Flow):

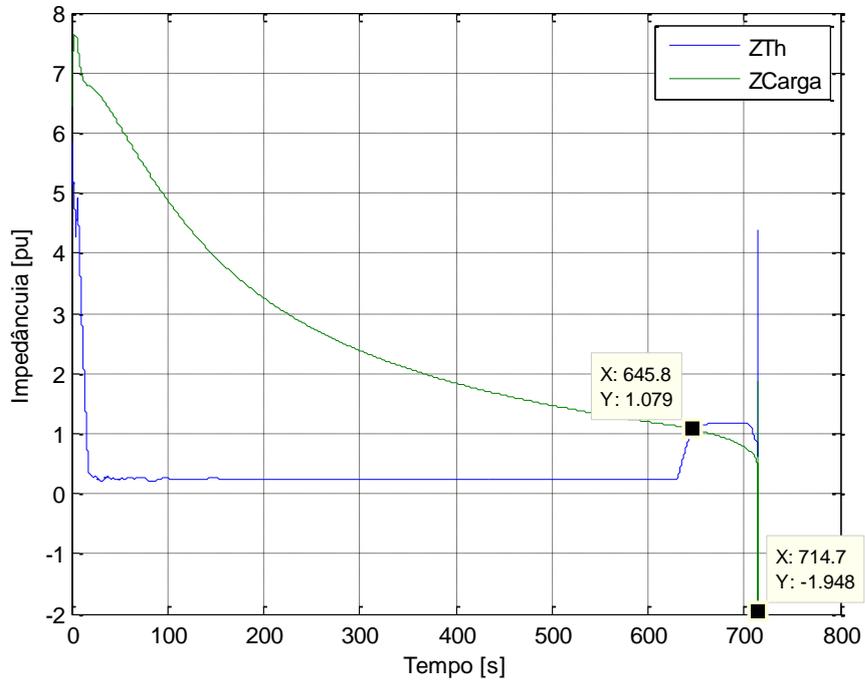


Figura 38. Impedâncias com medições realizadas na barra 7.

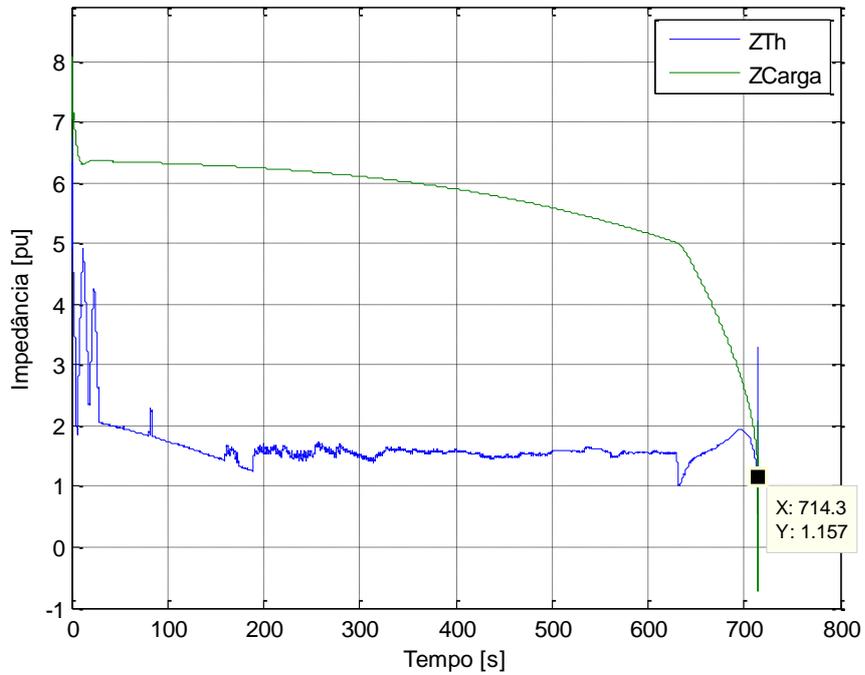


Figura 39. Impedâncias com medições realizadas na barra 3.

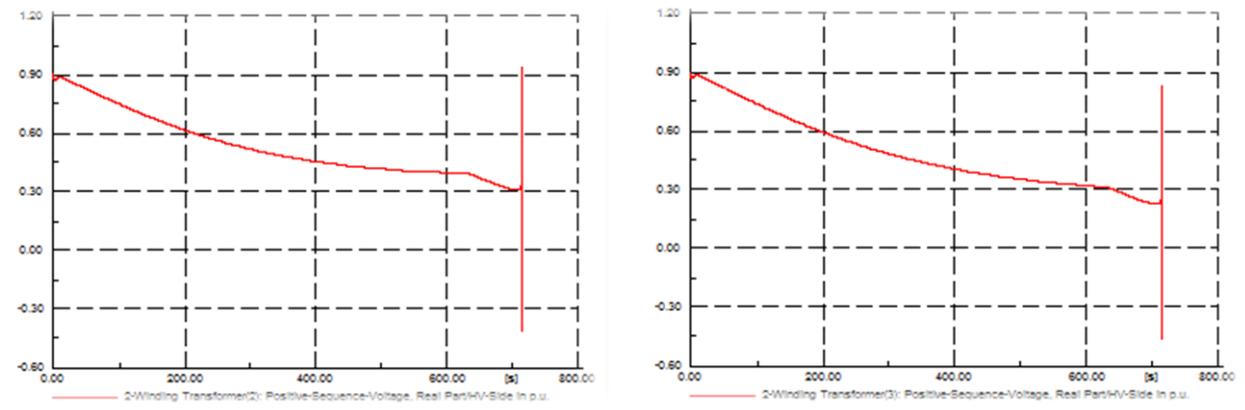


Figura 40. Tensão em pu nas barras 7 e 3 durante o aumento de carga.

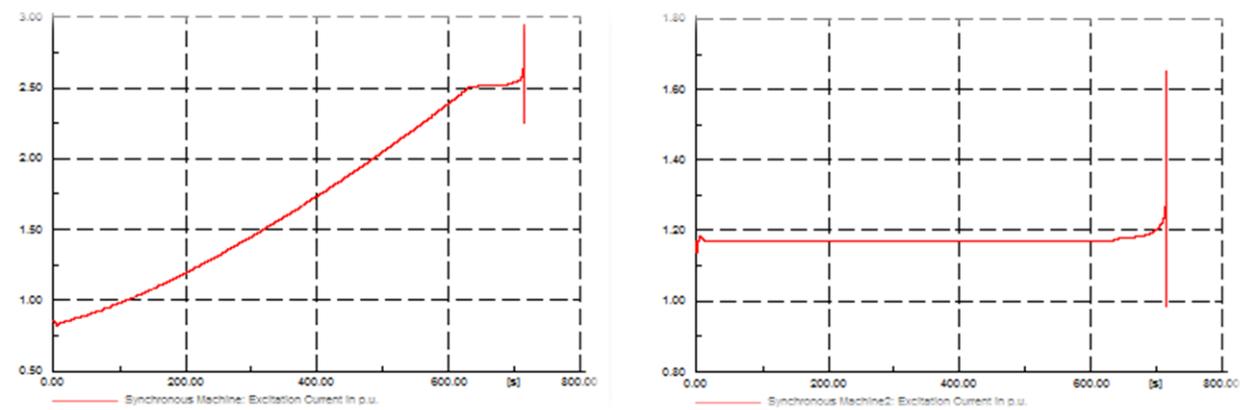


Figura 41. Corrente de campo em pu nos Geradores 1 e 2.

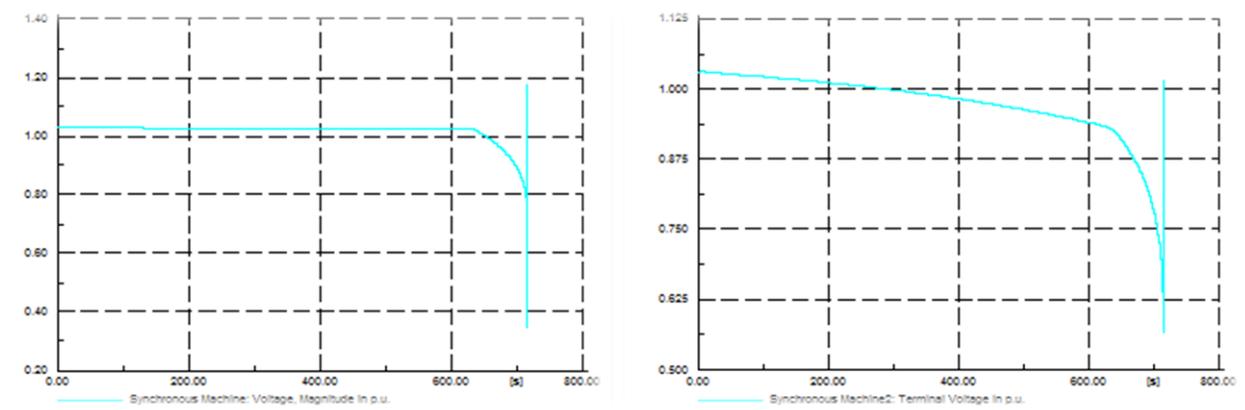


Figura 42. Tensão terminal em pu nos Geradores 1 e 2.

		Dados do Gerador 2	Carga ($Z_{Th} = Z_{Carga}$)	T_M	T_C	$ T_M - T_C $
BARRA 3	Desligado		-	-	-	-
	$P = 10 MW$		$P = 256.73 MW$ $Q = 23.59 MVar$	337.4	549.8	
	$P = 20 MW$		$P = 202.96 MW$ $Q = 19.12 MVar$	219.2	577.2	
	$P = 30 MW$		-	-	604.5	604.5
	$P = 40 MW$		-	-	629.5	629.5
	$P = 50 MW$		-	-	655.1	655.1
	$P = 75 MW$		-	-	714.5	714.5

Tabela 2. Valores referentes às simulações realizadas na barra 3.

		Dados do Gerador 2	Carga ($Z_{Th} = Z_{Carga}$)	T_M	T_C	$ T_M - T_C $
BARRA 7	Desligado		$P = 313.01 MW$ $Q = 24.04 MVar$	521.6	549.8	28.2
	$P = 10 MW$		$P = 313.22 MW$ $Q = 24.24 MVar$	515.7	549.8	34.1
	$P = 20 MW$		$P = 321.78 MW$ $Q = 25.03 MVar$	536.8	577.2	40.4
	$P = 30 MW$		$P = 330.62 MW$ $Q = 25.69 MVar$	557.4	604.6	47.2
	$P = 40 MW$		$P = 338.99 MW$ $Q = 26.27 MVar$	577.8	630.0	52.2
	$P = 50 MW$		$P = 347.14 MW$ $Q = 26.84 MVar$	597.4	655.3	57.9
	$P = 75 MW$		$P = 365.75 MW$ $Q = 27.92 MVar$	645.8	714.7	68.9

Tabela 3. Valores referentes às simulações realizadas na barra 7.

T_M – Momento da máxima transferência de potência.

T_C – Tempo indicativo do momento do colapso de tensão no sistema elétrico.

Nesta primeira etapa, foram gerados os gráficos das impedâncias de Thevenin e da carga, das tensões nas barras, das tensões terminais e correntes de campo dos geradores, referentes às barras 3 e 7 em relação ao tempo. As tabelas 2 e 3 apresentam os valores $|T_M - T_C|$, T_M , T_C e o valor da carga no instante do cruzamento das impedâncias (máxima transferência de potência) para os diversos valores de potência despachada pelo Gerador 2.

A carga do sistema elétrico da Figura 8 foi aumentada de forma linear (rampa) com intenção de forçar uma instabilidade de tensão ao sistema para que se pudesse observar o instante de colapso de tensão. Foram medidos os valores fasoriais de tensão e corrente nas barras 3 e 7, do sistema elétrico hipotético da Figura 8 e aplicado o método proposto, obtendo assim o gráfico das impedância Z_{TH} e Z_{Carga} em relação ao tempo.

De acordo com os gráficos obtidos a partir dos valores fasoriais de tensão e corrente medidos na barra 7, todos apresentaram um mesmo comportamento. A Z_{Carga} inicialmente é muito maior que a Z_{TH} , porém à medida que se aumenta a carga do sistema à Z_{Carga} diminui. Isto se deve ao fato da corrente que passa pela barra 7 está aumentando, pois $Z_{Carga} = \frac{V}{I}$. Já a Z_{TH} é constante a maior parte do tempo, pois a impedância do sistema não está sofrendo alterações, porém quando a corrente de campo do Gerador 1 chega ao seu limite (2,5 pu), a Z_{TH} sofre um aumento; isso acontece porque a partir desse momento, a impedância síncrona do Gerador 1 passa a incorporar o cálculo da Z_{TH} . No instante em que as impedâncias de Thevenin e da carga se cruzam, sinaliza-se a máxima transferência de potência e alguns segundos mais tarde o sistema entra em colapso, as tensões afundam.

No entanto, os gráficos obtidos através das medidas fasoriais de tensão e corrente referentes à barra 3 apresentaram um comportamento diferente. A Z_{carga} se manteve constante durante o aumento de carga, isto ocorreu devido ao Gerador 2 não apresentar reguladores de tensão e velocidade, logo a medida que se aumentava a carga no sistema, a corrente medida na barra 3 se manteve constante, pois a potência despachada pelo Gerador 2 ficou fixada durante a simulação dinâmica. Em alguns casos simulados, o valor da Z_{carga} inicialmente foi menor do que o valor da Z_{TH} e não ocorreu o cruzamento das mesmas antes do sistema colapsar. Com isso, não foi possível medir o ponto de máxima transferência de potência, a partir das medidas coletadas na barra 3 do sistema elétrico da Figura 8.

À medida que o despacho do Gerador 2 foi aumentado, o cruzamento das impedâncias mostrou-se mais “tarde”, conseqüentemente os valores da carga no ponto de máxima transferência de potência aumentou, de acordo com o aumento da participação do Gerador 2 no sistema estudado. Isto deve ao fato de que à medida que aumento a potência despachada pelo Gerador 2, o sistema parte de uma condição inicial (Fluxo de Potência) com um menor carregamento já que a rampa de carga é a mesma para todos os casos, logo o tempo (T_M) que se leva para atingir o carregamento crítico (máxima transferência de potência) é maior.

Para fins complementares, é apresentado o gráfico da tensão nas barras estudadas, durante o aumento da carga. Nota-se a queda contínua da tensão durante o aumento da carga que culmina com o início da instabilidade numérica (caracterizando o colapso de tensão) o que indica a eficácia do método.

É apresentada também através dos gráficos, a dinâmica das correntes de campo e as tensões terminais dos geradores durante as simulações de acordo com o aumento de carga. Do

mesmo modo que o gráfico da tensão na barra, a instabilidade numérica se inicia no mesmo instante.

5.3.2 – Etapa II

- Na Etapa II foram coletados os valores fasoriais de tensão e corrente nas barras 4, 8 e 9 do mesmo sistema elétrico da Etapa I, durante um aumento de carga linear (rampa), obtendo assim os gráficos de impedância a partir do algoritmo proposto, com objetivo de determinar o ponto de máxima transferência de potência.

a) Despacho ajustado para 10MW (Load Flow):

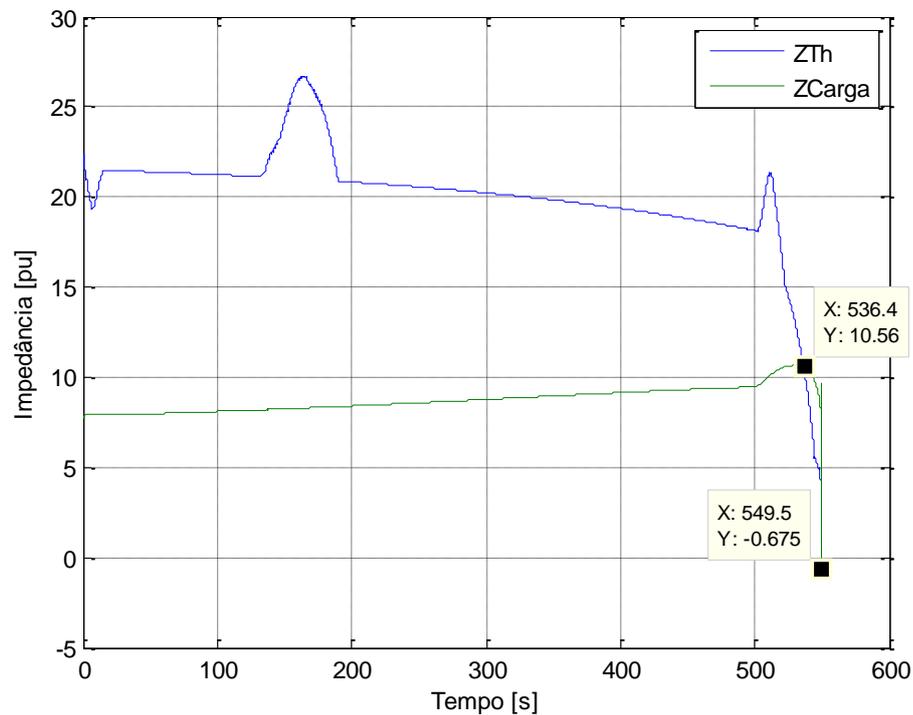


Figura 43. Impedâncias com medições realizadas na barra 4.

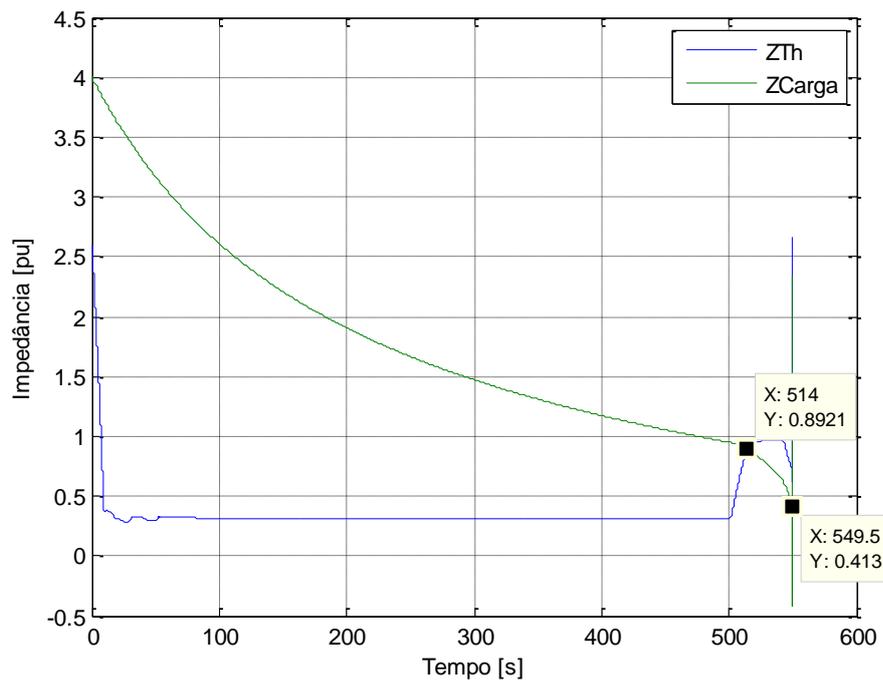


Figura 44. Impedâncias com medições realizadas na barra 8.

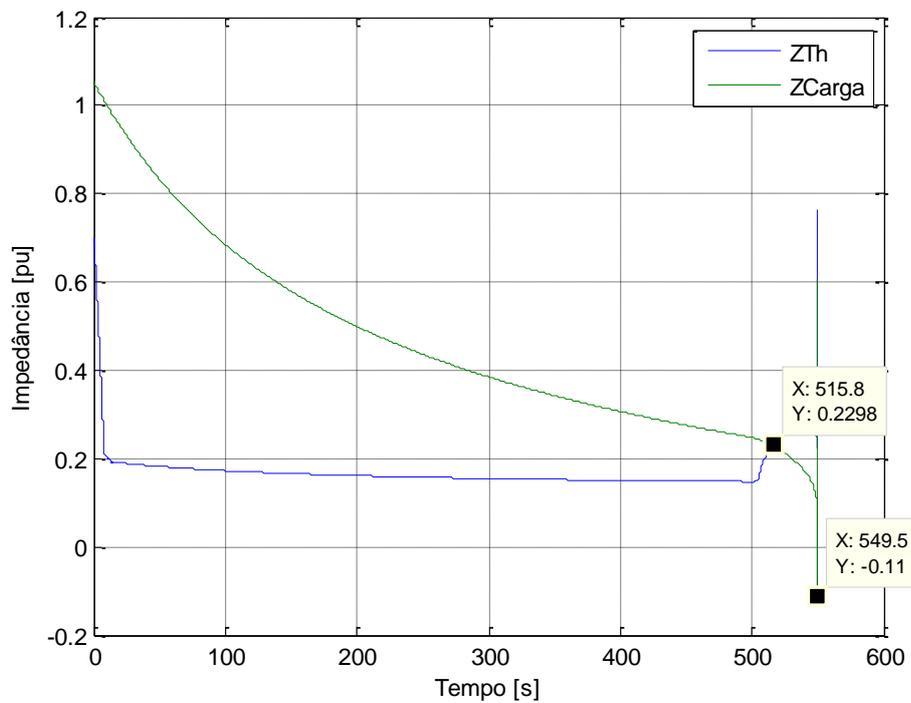


Figura 45. Impedâncias com medições realizadas na barra 9.

b) Despacho ajustado para 30MW (Load Flow):

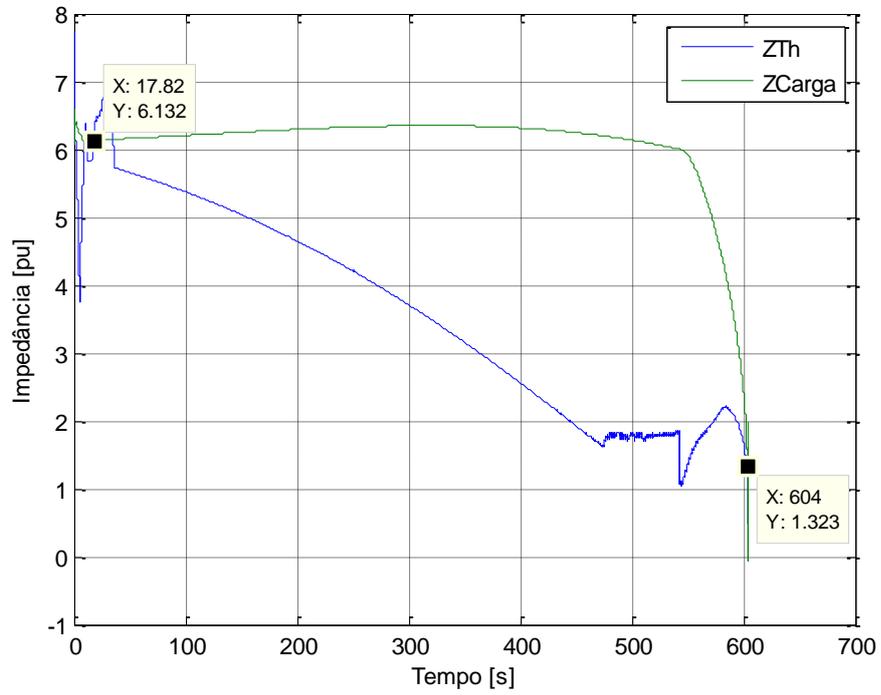


Figura 46. Impedâncias com medições realizadas na barra 4.

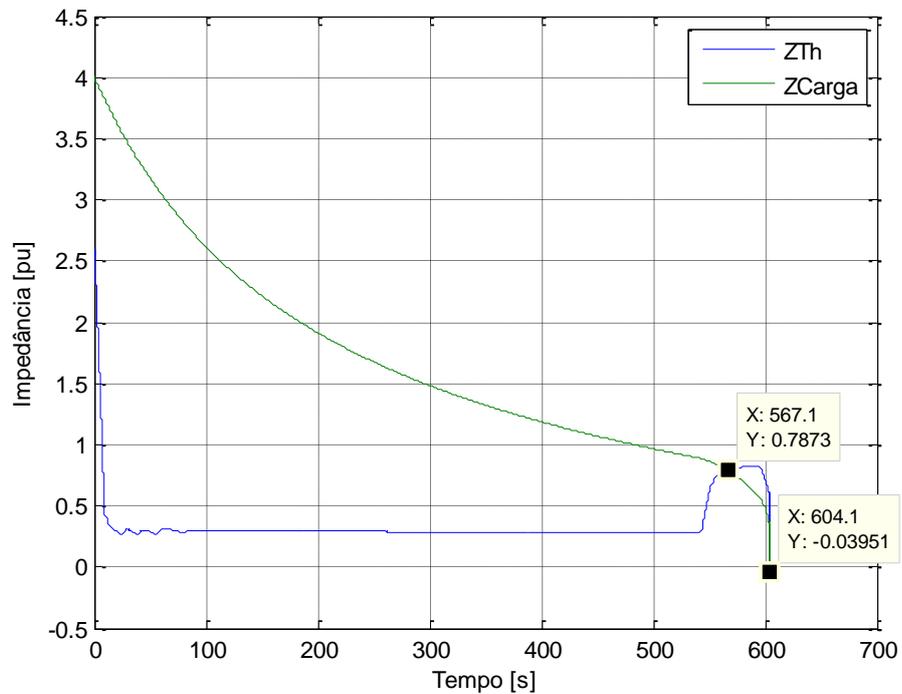


Figura 47. Impedâncias com medições realizadas na barra 8.

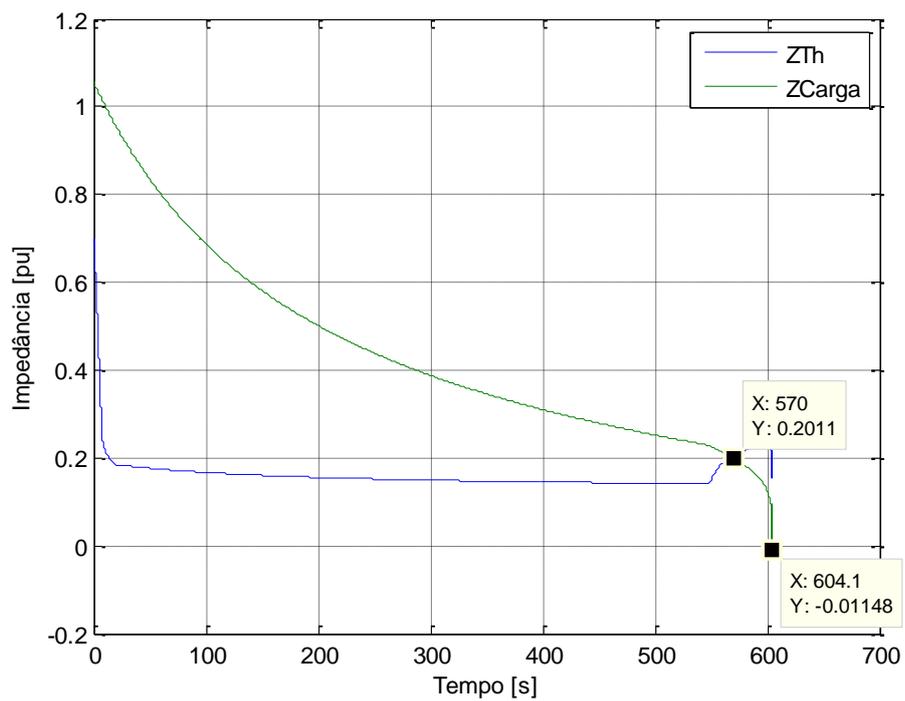


Figura 48. Impedâncias com medições realizadas na barra 9.

c) Despacho ajustado para 75MW (Load Flow):

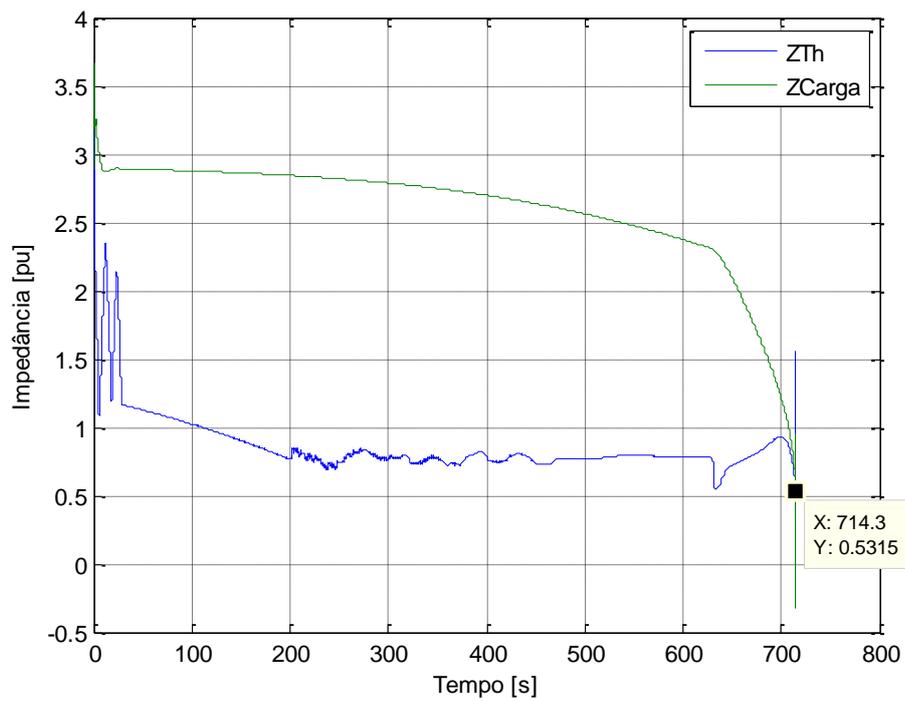


Figura 49. Impedâncias com medições realizadas na barra 4.

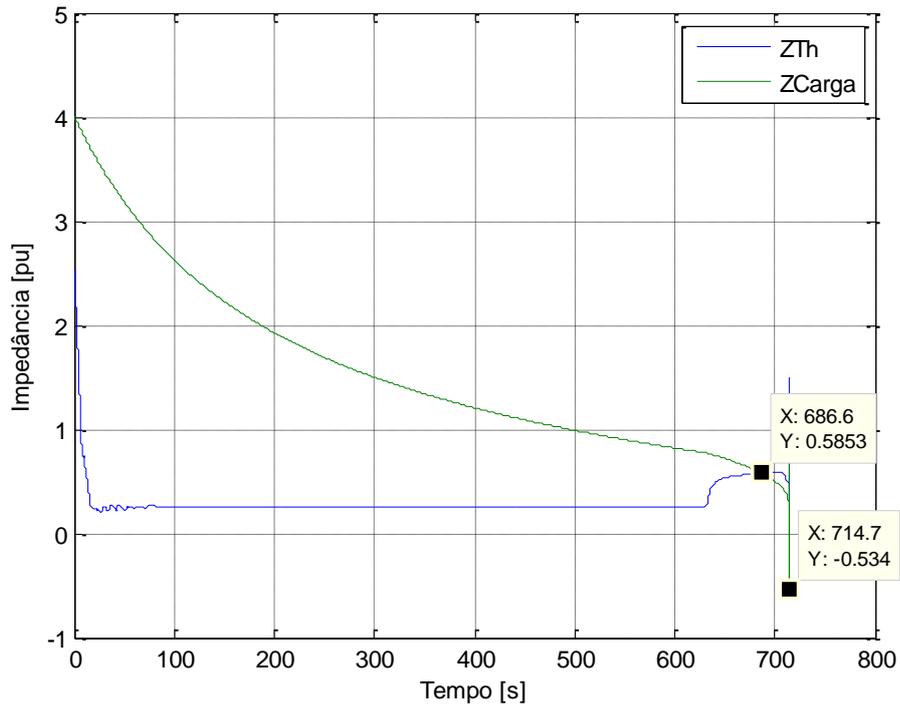


Figura 50. Impedâncias com medições realizadas na barra 8.

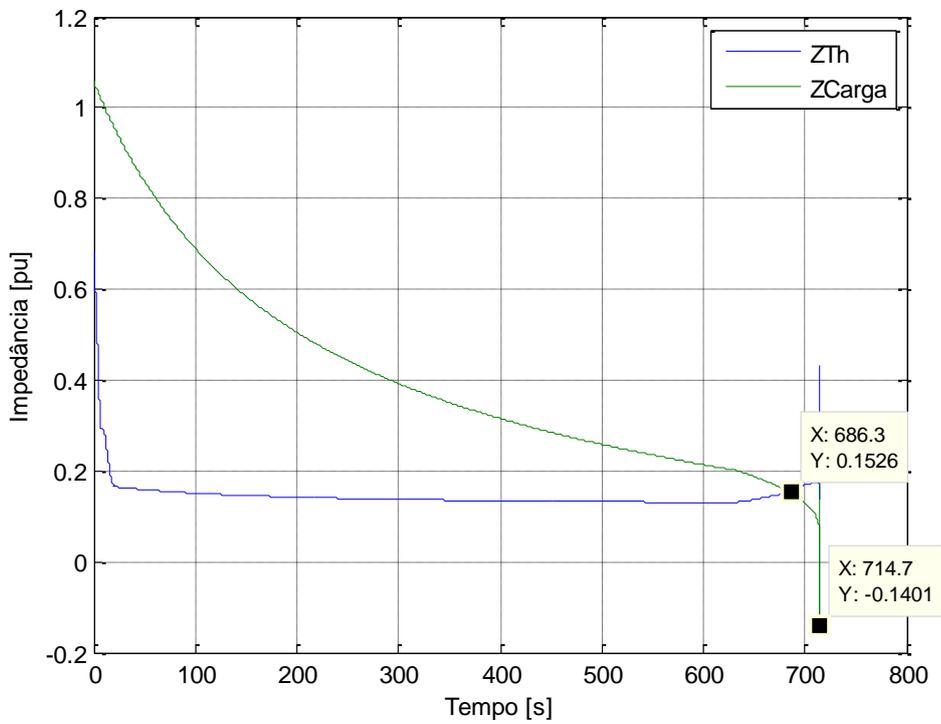


Figura 51. Impedâncias com medições realizadas na barra 9.

BARRA 4	Dados do Gerador 2	T_M	T_C	$ T_M - T_C $
	$P = 10 \text{ MW}$	536.4	549.5	13.1
	$P = 30 \text{ MW}$	17.82	604.0	586.18
	$P = 75 \text{ MW}$	-	714.3	7143

Tabela 4. Valores referentes às simulações realizadas na barra 4.

BARRA 8	Dados do Gerador 2	T_M	T_C	$ T_M - T_C $
	$P = 10 \text{ MW}$	514.0	549.5	35.5
	$P = 30 \text{ MW}$	567.1	604.1	37.0
	$P = 75 \text{ MW}$	686.6	714.7	28.1

Tabela 5. Valores referentes às simulações realizadas na barra 8.

BARRA 9	Dados do Gerador 2	T_M	T_C	$ T_M - T_C $
	$P = 10 \text{ MW}$	515.8	549.5	33.7
	$P = 30 \text{ MW}$	570.0	604.1	34.1
	$P = 75 \text{ MW}$	686.3	714.7	28.4

Tabela 6. Valores referentes às simulações realizadas na barra 9.

DADOS DO GERADOR 2	BARRA 4		BARRA 7		BARRA 8		BARRA 9	
	T_M	T_C	T_M	T_C	T_M	T_C	T_M	T_C
$P = 10 \text{ MW}$	536.4	549.5	515.7	549.8	514.0	549.5	515.8	549.5
$P = 30 \text{ MW}$	17.82	604.0	557.4	604.6	567.1	604.1	570.0	604.1
$P = 75 \text{ MW}$	-	714.3	645.8	714.7	686.6	714.7	686.3	714.7

Tabela 7. Valores de T_I e T_C referentes às barras 4, 7, 8 e 9.

Nesta segunda etapa, foram gerados os gráficos das impedâncias de Thevenin e da carga, referentes às barras 4, 8 e 9 do mesmo sistema elétrico da Figura 8. As tabelas 4, 5 e 6 apresentam os valores $|T_M - T_C|$, T_M , T_C para os valores de potência 10, 30 e 75 MW despachados pelo Gerador 2.

De acordo com os gráficos obtidos a partir dos valores fasoriais de tensão e corrente medidos na barra 8 e 9, todos apresentaram um mesmo comportamento que os obtidos referentes a barra 7 na Etapa 1 do trabalho. Foi identificado o instante da máxima transferência de potência (T_M) e o instante em que ocorre o colapso de tensão no sistema (T_C).

Já os gráficos obtidos através dos dados coletados na barra 4, mostraram-se o mesmo comportamento descrito na Etapa 1, referente a barra 3. Não ocorreu o cruzamento da impedância de Thevenin e da carga logo não foi possível determinar o ponto de máxima transferência de potência.

5.3.3 – Etapa III

- Na Etapa III, com objetivo de avaliar a robustez do método, simulações foram feitas na presença de uma grande perturbação no sistema elétrico hipotético da Figura 8, no caso um curto-circuito. Foi aplicado um curto-circuito trifásico franco no Circuito 2 em 200s, seguido de remoção da LT. Foram coletados os valores de tensão e corrente fasoriais de seqüência positiva na barra 7, obtendo os gráficos das impedâncias (Z_{carga} e Z_{TH}) através do método proposto.

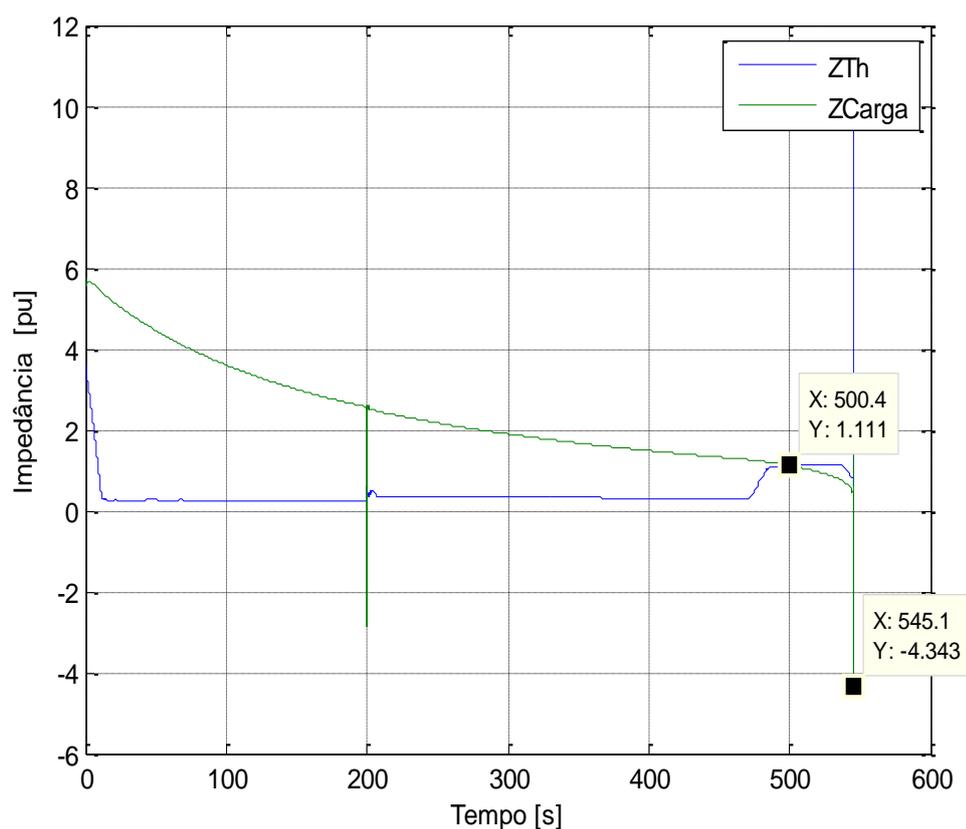


Figura 52. Impedâncias com medições realizadas na barra 7 (Gerador 2 - 30 MW).

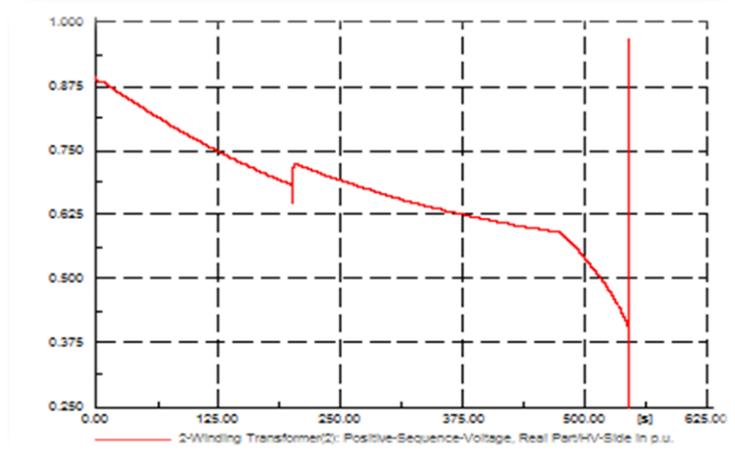


Figura 53. Tensão em pu na barra 7 durante o aumento de carga.

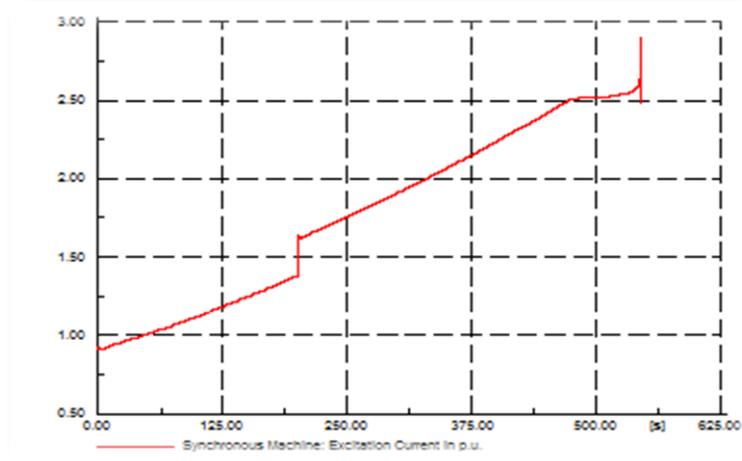


Figura 54. Corrente de campo em pu no Gerador 1.

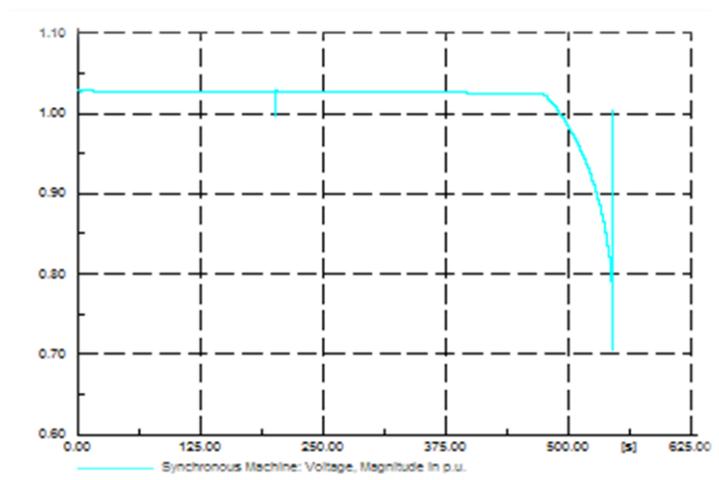


Figura 55. Tensão terminal em pu no Gerador 1.

A Figura 52 mostra os resultados obtidos através das simulações realizadas no “DigSILENT Power Factory 13.2”, quando um curto-circuito trifásico franco é aplicado no Circuito 2, seguido de remoção da Linha de Transmissão. O curto-circuito é aplicado em 200s. De acordo com o gráfico das impedâncias de Thevenin e da carga, o ponto de máxima transferência de potência ocorre em 500,4s, caracterizado pelo cruzamento das Z_{TH} e Z_{Carga} . Já o colapso de tensão ocorre por volta de 545,3 s, que também pode ser observado pelos gráficos de tensão terminal do Gerador 1 (Figura 55) e pelo gráfico da tensão na barra 7 (Figura 53).

Pode-se notar que os resultados gerados pelos gráficos se mostraram confiáveis, mesmo na ocorrência de uma grande perturbação, no caso o curto-circuito no Circuito 2. Com esta análise, foi constatada através a adição de um curto trifásico franco, a robustez do método.

Uma importante observação deve ser feita quanto ao gráfico da Figura 52 durante a aplicação do curto-circuito. O transitório deve ser ignorado, pois embora denuncie um defeito em alguma parte do sistema, acusa erroneamente a instabilidade de tensão. Nos gráficos das Figuras 53, 54 e 55 é constatado um defeito em alguma parte do sistema em 200s.

6

Conclusões

Devido ao atual contexto da operação dos sistemas elétricos de potência, os quais vêm se tornando cada vez mais complexos e interligados, abrangendo maiores áreas e com restrições mais rígidas, a sua operação vem sendo realizada cada vez mais próxima dos limites de estabilidade, tornando-se menos tolerante à ocorrência de perturbações e a saída de equipamentos. Com isso a procura por novas tecnologias para monitoração dos sistemas elétricos de potência vem se intensificado.

O tema Medição Fasorial Sincronizada tem se revelado de grande interesse por parte de diversos grupos de pesquisas, empresas no ramo energético e operadores independentes do sistema elétrico. Essa tecnologia permite que a monitoração do sistema elétrico possa ser feita em tempo real através de uma PMU, ou seja, sem que haja atrasos entre o estado observado e o estado real do sistema. Porém, até o presente momento, poucos são os registros no Brasil acerca deste assunto.

Esta dissertação apresentou um novo algoritmo de estimação dos parâmetros de Thevenin do sistema e tem o objetivo de reconhecer em pouco tempo e de modo confiável, o fenômeno de instabilidade de tensão visto de uma barra de Extra Alta Tensão possuidora de uma PMU.

Através do método proposto, foi possível traçar um gráfico das impedâncias de Thevenin e da carga, identificando o ponto de máxima transferência de potência fornecido no instante em que as impedâncias se cruzam. Já o colapso de tensão (ponto da instabilidade) acontece alguns segundos após o cruzamento, devido ao modelo de carga utilizado não ter sido do tipo P-

constante. Dessa forma, o monitoramento da diferença entre Z_{TH} e Z_{Carga} pode ser utilizado na implementação de ações preventivas e/ou corretivas no sistema.

Os resultados foram claros e precisos mostrando-se a eficácia do algoritmo de identificação utilizado. Porém, a monitoração das barras 3 e 4 revelou-se que não foi possível determinar o ponto de máximo carregamento devido a ausência dos reguladores de tensão e velocidade no Gerador 2.

Os testes realizados referem-se a um aumento contínuo da carga em forma de rampa forçando uma instabilidade de tensão. Na etapa 3, foi aplicado um curto-circuito trifásico franco na Circuito 2 com intuito de checar a robustez do método. Os resultados foram coerentes e a robustez do método utilizado foi confirmada. Entretanto, salienta-se que o comportamento do algoritmo durante o transitório do curto-circuito deve ser utilizado com cautela, uma vez que o cruzamento das impedâncias, nesse caso não significa que o sistema tenha atingido o seu limite de máximo carregamento.

Apesar de todos os benefícios esperado pelo uso das PMU, cabe lembrar que toda transformação e mudança para uma melhoria de qualquer processo deve ser encarada com muita cautela, serenidade e critérios. Nos sistemas elétricos, os riscos estão sempre presentes e é dever dos profissionais do setor elétrico detectá-los e tentar minimizá-los de acordo com critérios técnicos estabelecidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [SIMÕES COSTA, 2002] SIMÕES COSTA, A. J. A.;SALGADO, R.; 2002. *Análise de Segurança em Sistemas Elétricos de Potência*, Apostila. LABPLAN/EEL/UFSC.
- [EHRENSPERGER, 2004] EHRENSPERGER J. G., *Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – Análise do Estado da Arte e Aplicação no Monitoramento de Sistema de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.
- [IEEE, 2000] IEEE, C37.118, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, 2000.
- [IEEE, 2001] *Standard for Synchrophasors for Power Systems* IEEE 1344. New York.
- [PHADKE, 1993] PHADKE, G. *Synchronized Phasor Measurements - A Historical Overview*. Virginia Tech, Blacksburg, Virginia, USA, 1993.
- [PHADKE, 1994] PHADKE A. G., Pickett B., Adamiak M, Et Al., *Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control*, IEEE Transactions on Power Delivery, New York, Vol. 9, N. 1, pp. 442-452, 1994.
- [ANDRADE, 2008] ANDRADE S. R.C., *Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicação para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2008.
- [WILSON, 1994] WILSON, R. E.; 1994. PMU's (Phasor Measurement Units). IEEE Potentials, New York, v.13, n.2 (Apr), p. 26-28.
- [TAYLOR, 1994] Taylor, C., *Power System Voltage stability*. McGraw-Hill, 1994.

- [KUNDUR, 1994] Kundur. P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [SILVA, 2006] Silva L. J., 2006, *Análise da Estabilidade de Tensão e Áreas Críticas da Rede Elétrica do Estado de São Paulo*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas.
- [Y. TAMURA, 1983] Y. Tamura H Mori, S. Iwamoto – *Relationship between Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electrical Power Systems* – IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS – 102, N. 5, 1983.
- [REIS, 2005] Reis Cláudia. S. M. M. – *Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão* – Dissertação de Mestrado – Universidade do Porto, 2005.
- [CAÑIZARES, 2001] Cañizares C. A., *Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides*, IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publications, New York, 2001.
- [CAÑIZARES, 2002] Cañizares C. A., *Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools* – IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, 2002.
- [SILVEIRA, 2003] Silveira C. S., *Estudo de Máximo Carregamento em Sistemas de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado*, Universidade de São Paulo, 2003.
- [MILOSEVIC, 2003] Milosevic B., Begovic M., *Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp. 121-126, 2003.
- [SIMON, 2006] Simon I., Verbic G., Gubina F., Local *Voltage-Stability Index Using Tellegen's Theorem*, IEEE Transactions on power Systems, Vol. 21, No. 3, pp. 1267-1275, 2006.
- [SIMÕES] www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/cap8.pdf.

- [CORSI, 2008] Corsi S., Taranto G. N., *A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements*, IEEE Transaction Power Systems, Vol. 23, No 3, pp. 1271-1278, 2008.
- [CORSI, 2006] Corsi S., Pozzi M., *A Real-Time EHV Bus-Bar Indicator of Local Voltage Instability*, IFAC Symposium on Power Plants and Power Systems Control, Calgary, Canada 2006.
- [CORSI, 2008_2] Corsi S., Taranto G. N., Guerra L. N. A., *New Real-Time Voltage Stability Indicatorrs Based on Phasor Measurements Unit Data*, Cigre, 2008.
- [Borges, 2005] Borges L. T, Carmen., *Apostila – Análise de Sistemas de Potência*, 2005.