



INDICADORES DE PROXIMIDADE DE INSTABILIDADE DE TENSÃO
UTILIZANDO MEDIÇÃO FASORIAL EM TEMPO REAL

Leonardo Ney de Araujo Guerra

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro

Março de 2009

INDICADORES DE PROXIMIDADE DE INSTABILIDADE DE TENSÃO
UTILIZANDO MEDIÇÃO FASORIAL EM TEMPO REAL

Leonardo Ney de Araujo Guerra

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph. D.

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2009

Guerra, Leonardo Ney de Araujo

Indicadores de proximidade de instabilidade de tensão utilizando medição fasorial em tempo real / Leonardo Ney de Araujo Guerra. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

X, 67 p. 29,7cm

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2009.

Referências Bibliográficas: p. 66-67.

1. Estabilidade de Tensão. 2. Unidades de Medição Fasorial. 3. Equivalente de Thevenin. I. Taranto, Glauco Nery. II Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, dedico um agradecimento especial à minha família, meus pais Lucia e Carlos e minha irmã Aline, pela paciência, compreensão, apoio e dedicação não somente nesta fase, mas em todos os passos da minha vida.

Não menos importante, dedico agradecimento especial à minha esposa Karla, que muitas vezes foi meu alicerce e motivação para dar continuidade a este trabalho. Sempre ao meu lado ao longo destes três anos, seu amor e apoio foram fundamentais nos momentos mais difíceis.

Ao meu orientador, professor Glauco Nery Taranto, pela transmissão de conhecimentos e pela confiança depositada em mim ao longo do desenvolvimento desta dissertação.

Ao Dr. Sandro Corsi, do CESI, pela ajuda e contribuição importantíssimas na elaboração desse trabalho e nas simulações no sistema italiano.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

INDICADORES DE PROXIMIDADE DE INSTABILIDADE DE TENSÃO
UTILIZANDO MEDIÇÃO FASORIAL EM TEMPO REAL

Leonardo Ney de Araujo Guerra

Março / 2009

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Os sistemas elétricos se tornam a cada dia mais interligados e complexos, atendendo a demandas cada vez maiores, com restrições cada vez mais rígidas, tornando sua operação mais complexa. Várias tecnologias vêm sendo propostas para solucionar esse problema, em particular, a medição fasorial tem recebido grande atenção 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. Esta dissertação tem o objetivo de analisar e comparar o desempenho de diversos indicadores do risco da instabilidade de tensão em tempo real. Esses indicadores são obtidos dos fasores de corrente e tensão nodais de seqüência positiva e se baseiam num novo método de identificação dos parâmetros do equivalente de Thevenin “vistos” das barras de EAT. Em termos de resultados, a dissertação apresentará simulações em sistemas de grande porte, como o sistema real italiano e o sistema interligado nacional brasileiro com foco na área Rio.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

VOLTAGE INSTABILITY PROXIMITY INDICATORS USING REAL TIME
PHASOR MEASUREMENTS

Leonardo Ney de Araujo Guerra

March / 2009

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

The electrical power systems become more interconnected and complex every day, supplying the increasing demands with ever more stringent restrictions, making its operation more complex. Several technologies have been proposed to solve this problem, in particular, the phasor measurement technology has received great attention because of using a source capable of providing data synchronization in several geographically distant sites in the same moment with sufficient accuracy for planning, protection, control and operation of electrical systems in real time. This work aims to analyze and compare the performance of a number of proposed voltage instability risk indicators in real time. These indicators are obtained from current phasors and local voltages of positive sequence and are based on a new method of identifying the Thevenin equivalent parameters "seen" from the EAT bars. In terms of results, the work presents simulations in real systems, such as the Italian network and the Brazilian network with focus in the area Rio.

ÍNDICE

Capítulo 1 Introdução.....	01
Capítulo 2 Sistemas de Medição Fasorial.....	03
2.1 Desenvolvimento do Sistema de Medição Fasorial.....	04
2.2 Fontes de Sincronização.....	05
2.3 O Sistema de Medição Fasorial.....	06
2.4 Aplicações de Sistemas de Medição Fasorial.....	06
2.5 Constituição de um Sistema de Medição Fasorial.....	07
2.5.1 Introdução.....	07
2.5.2 A Unidade de Medição Fasorial.....	08
2.5.2.1 Estrutura Básica.....	08
2.5.2.2 Processo de Medição Fasorial.....	08
2.5.2.3 Formatação das Medidas Fasoriais.....	10
2.5.3 O Concentrador de Dados.....	11
2.5.4 Estrutura Física.....	12
2.5.5 Canais de Comunicação.....	13
Capítulo 3 Estabilidade de Sistemas de Potência.....	15
3.1 Considerações Iniciais: O Sistema de Potência.....	15
3.2 Estabilidade de Sistemas de Potência.....	16
3.2.1 Estabilidade de Tensão a Grande Perturbações.....	18
3.2.2 Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações.....	18
3.2.3 Estabilidade de Tensão de Curto Termo.....	19
3.2.4 Estabilidade de Tensão de Longo Termo.....	19
3.3 Índices de Estabilidade de Tensão.....	20
3.3.1 Fatores de Sensibilidade.....	20
3.3.2 Valores Singulares.....	21
3.3.3 Autovalores.....	22
3.3.4 Margem de Carregamento.....	22
3.3.5 Par de Soluções do Fluxo de Potência.....	23
3.3.6 Fasores de Tensão.....	23
3.3.6.1 Método de Milõsević e Begović.....	24
3.3.6.2 Método de Šmom, Verbič e Gubina.....	24

Capítulo 4 Algoritmo de Identificação e Indicadores Propostos.....	26
4.1 Fundamentos do Método.....	26
4.2 Algoritmo de Identificação.....	28
4.3 Índices Propostos.....	31
Capítulo 5 Resultados.....	34
5.1 Sistema Italiano.....	34
5.2 Desempenho com Aumento de Carga.....	35
5.3 Desempenho com Grandes Perturbações.....	45
5.4 Sistema Interligado Nacional.....	53
Capítulo 6 Conclusão.....	64
6.1 Conclusão do Trabalho.....	64
6.2 Proposta de Trabalhos Futuros.....	65
Bibliografia.....	66

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Visão geral de um sistema de medição fasorial.....	06
Figura 2.2 – Estrutura básica de uma PMU.....	08
Figura 2.3 – Funções básicas do PDC.....	12
Figura 4.1 - Circuito equivalente de Thevenin.....	27
Figura 4.2 - Diagrama fasorial do circuito equivalente de 2 barras.....	28
Figura 5.1 – Sistema elétrico italiano de 380kV.....	35
Figura 5.2 – Índice I0 na barra de Brugherio.....	36
Figura 5.3 – Índice I1 na barra de Brugherio.....	37
Figura 5.4 – Índice I2 na barra de Brugherio.....	37
Figura 5.5 – Índice I3 na barra de Brugherio.....	38
Figura 5.6 – Índice I4 na barra de Brugherio.....	38
Figura 5.7 – Índice I5 na barra de Brugherio.....	39
Figura 5.8 – Índice I0 na barra de P. a Caiano.....	39
Figura 5.9 – Índice I1 na barra de P. a Caiano.....	40
Figura 5.10 – Índice I2 na barra de P. a Caiano.....	40
Figura 5.11 – Índice I3 na barra de P. a Caiano.....	41
Figura 5.12 – Índice I4 na barra de P. a Caiano.....	41
Figura 5.13 – Índice I5 na barra de P. a Caiano.....	42
Figura 5.14 – Índice I6 na barra de Brugherio.....	43
Figura 5.15 – Índice I6 na barra de P. a Caiano.....	43
Figura 5.16 – Influência do termo derivativo no desempenho do índice I2.....	44
Figura 5.17 – Vista ampliada da Figura 5.16.....	44
Figura 5.18 – Desvio padrão para o índice I3.....	45
Figura 5.19 – Índice I0 com aumento de carga na forma de dente de serra.....	46
Figura 5.20 – Índice I1 com aumento de carga na forma de dente de serra.....	47
Figura 5.21 – Índice I2 com aumento de carga na forma de dente de serra.....	47
Figura 5.22 – Índice I3 com aumento de carga na forma de dente de serra.....	48
Figura 5.23 – Índice I4 com aumento de carga na forma de dente de serra.....	48
Figura 5.24 – Índice I5 com aumento de carga na forma de dente de serra.....	49
Figura 5.25 – Índice I6 com aumento de carga na forma de dente de serra.....	49
Figura 5.26 – Índice I0 com aumento de carga na forma de degrau.....	50
Figura 5.27 – Índice I1 com aumento de carga na forma de degrau.....	50

Figura 5.28 – Índice I2 com aumento de carga na forma de degrau.....	51
Figura 5.29 – Índice I3 com aumento de carga na forma de degrau.....	51
Figura 5.30 – Índice I4 com aumento de carga na forma de degrau.....	52
Figura 5.31 – Índice I5 com aumento de carga na forma de degrau.....	52
Figura 5.32 – Índice I6 com aumento de carga na forma de degrau.....	53
Figura 5.33 – Comparação entre o desempenho do índice I0 em C. Paulista e em Adrianópolis.....	54
Figura 5.34 – Índice I0 em C. Paulista.....	55
Figura 5.35 – Índice I1 em C. Paulista.....	55
Figura 5.36 – Índice I2 em C. Paulista.....	56
Figura 5.37 – Índice I3 em C. Paulista.....	56
Figura 5.38 – Índice I4 em C. Paulista.....	57
Figura 5.39 – Índice I5 em C. Paulista.....	57
Figura 5.40 – Índice I6 em C. Paulista.....	58
Figura 5.41 – Tensão em pu na barra de C. Paulista durante aumento de carga.....	59
Figura 5.42 – Dinâmica das correntes de campo durante aumento de carga.....	59
Figura 5.43 – Índice I0 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.....	60
Figura 5.44 – Índice I1 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.....	61
Figura 5.45 – Índice I2 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.....	61
Figura 5.46 – Índice I3 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.....	62
Figura 5.47 – Índice I4 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.....	62
Figura 5.48 – Índice I5 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.....	63
Figura 5.49 – Índice I6 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.....	63

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas elétricos de potência são os maiores sistemas com características dinâmicas construídos pelo homem na terra, segundo Carson Taylor [1]. Esses sistemas se tornam a cada dia mais interligados e complexos, atendendo a demandas cada vez maiores, com restrições cada vez mais rígidas. À medida que novas tecnologias são incorporadas e menos recursos são utilizados para aumentar a confiabilidade destes sistemas, a sua operação também se torna cada vez mais complexa e insegura.

Este cenário fez com que diversos segmentos do setor elétrico se esforçassem para solucionar os efeitos desses problemas. Dentre as novas tecnologias que vêm sendo propostas, os sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) tem recebido grande atenção de empresas e instituições acadêmicas.

A medição fasorial sincronizada é realizada por meio de uma rede de dispositivos, tendo como elemento principal as unidades de medição fasorial, mais conhecidas pela sigla em inglês PMU (*Phasor Measurement Units*). O que torna essa tecnologia tão atraente é o 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.

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 é causada por variações de demanda ou, mudanças na condição de operação que ocasionam progressivas e incontroláveis quedas de tensão. Deste modo o sistema perde a capacidade de suprir a demanda de potência reativa, o que pode acarretar num efeito cascata, levando o sistema ao colapso, que nada mais é

que um perfil baixo de tensão numa parte do sistema, ocasionando blecaute parcial ou até mesmo geral.

Esta dissertação tem como objetivo analisar e comparar o desempenho de diversos indicadores do risco da instabilidade de tensão em tempo real. Esses indicadores são obtidos dos fasores de corrente e tensão nodais de seqüência positiva e se baseiam num novo método de identificação dos parâmetros do equivalente de Thevenin “vistos” das barras de EAT. Em termos de resultados, a dissertação apresentará simulações em sistemas de grande porte, como o sistema real italiano e o sistema interligado nacional brasileiro com foco na área Rio.

Após uma breve introdução no Capítulo 1, a dissertação segue a seguinte estrutura: o Capítulo 2 descreve o funcionamento dos sistemas de medição fasorial e de seus principais componentes. O Capítulo 3 apresenta os fundamentos básicos para a compreensão da estabilidade de tensão e as principais formas de se prever o ponto de colapso de tensão que são utilizadas. O Capítulo 4 apresenta o novo método de identificação dos parâmetros de Thevenin e os indicadores que serão analisados nos sistemas teste. Os resultados obtidos com as simulações serão apresentados no Capítulo 5 enquanto o Capítulo 6 resume as principais conclusões obtidas.

Capítulo 2

Sistemas de Medição Fasorial

A partir do início da década de 60, a operação dos sistemas elétricos de potência evoluiu no sentido de ser realizada remotamente, através dos centros de controle [16]. Tais centros de controle compreendem as funções de controle automático de geração e do sistema supervisório. O controle automático de geração tem como função a manutenção do equilíbrio entre carga e geração, de modo a manter a frequência nominal de operação do sistema e os intercâmbios programados. O funcionamento otimizado do CAG é elemento fundamental na manutenção da segurança operacional elétrica. O sistema supervisório controla remotamente os disjuntores e reguladores de tensão a fim de melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte.

A partir do sistema supervisório, foi desenvolvido um sistema de monitoração baseado em requisitos de controle de segurança, sustentado pelo grande desenvolvimento das áreas de computação e telecomunicações [16], sendo implementado atualmente pelo sistema SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”). Os sistemas SCADA melhoram a eficiência do processo de monitoração e controle, disponibilizando em tempo útil o estado atual do sistema (sempre com algum atraso em relação ao estado real), através de um conjunto de previsões, gráficos e relatórios, de modo a permitir a tomada de decisões operacionais apropriadas, quer automaticamente, quer por iniciativa do operador. 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 [16]. O Configurador de Redes tem como objetivo determinar a topologia atual da rede supervisionada para posterior utilização pelas demais funções do sistema de análise de redes. Já o Estimador de Estados determina o estado (magnitude de tensões e ângulos) do sistema supervisionado. Isto só é possível se, além da configuração, existirem medidas analógicas de grandezas do sistema supervisionado em número suficiente para sua execução.

Nos últimos anos, uma nova tecnologia surgiu como uma alternativa para a obtenção de medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras de um sistema elétrico de potência, são os chamados Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS). Os SMFS se constituem em uma das mais recentes tecnologias para o aprimoramento da operação dos sistemas elétricos. Basicamente, são constituídos pelas unidades de medição fasorial (PMU, “Phasor Measurement Units”), localizadas em pontos estratégicos do SEP, e pelos concentradores dos dados adquiridos. As PMUs são responsáveis pela aquisição dos fasores de tensão e de corrente, sincronizados no tempo através de um sinal de GPS (“Global Positioning System”), e os concentradores centralizam, tratam e disponibilizam tais grandezas para as diversas e diferentes aplicações de interesse, possibilitando assim o conhecimento real do estado do sistema elétrico.

2.1 Desenvolvimento do Sistema de Medição Fasorial

Atualmente, os sistemas de operação, controle e supervisão baseiam-se em medidas das grandezas associadas às barras do sistema para um funcionamento correto. Tais medidas, necessitam de redundância e rapidez para tentar estimar o real estado do sistema, o que não é alcançado pois o estimador de estados necessita de um determinado tempo de processamento. O conhecimento das grandezas fasoriais em tempo real resolve os inconvenientes citados, pois fornece dados de magnitude e ângulo de tensões e correntes nas barras do sistema elétrico de potência e em tempo real, possibilitando uma visão do estado real do sistema sem necessidade de processamento [16].

As grandezas analógicas (complexas) amostradas devem ser convertidas em sinais digitais para sua transmissão e utilização. Isto é possível através do processamento de Transformadas Discretas de Fourier (DFT) dos sinais analógicos amostrados em um período de tempo, o que, por sua vez, necessita de uma referência temporal comum para medir ângulos de fase das grandezas complexas de diferentes barras [16].

O primeiro obstáculo para a implementação de um sistema de medição fasorial, foi a necessidade de sincronização das grandezas complexas amostradas. Numa mesma subestação, diversos fasores de tensão e corrente podem ser obtidos sem grandes esforços, visto que os pulsos de clock de amostragem podem ser facilmente distribuídos para os vários dispositivos

de medição. Quando as medidas devem ser realizadas em subestações geograficamente distantes entre si, esta tarefa deixa de ser trivial, necessitando de uma fonte de sincronização altamente precisa.

2.2 Fontes de Sincronização

Diferentes meios de comunicação foram testados para a tarefa de sincronização dos instantes de amostragem de um sistema de medição fasorial, entre eles, redes de fibra ótica, sinais AM (“Amplitude-Modulated”), microondas e mesmo sinais via satélite do sistema GOES (“Geostationary Operational Environmental Satellite”). A precisão destes meios de comunicação impossibilitou sua utilização para sincronizar os instantes de tempo das aquisições [16,17]. Este problema foi resolvido com o desenvolvimento do sistema militar Navstar Global Positioning System – conhecido como sistema GPS, composto inicialmente por 24 satélites dispostos em seis órbitas a uma altura de aproximadamente 16.000km. Esse sistema é capaz de transmitir um sinal de pulso a cada segundo com precisão maior que $1\mu\text{s}$ para estações receptoras na Terra [17].

Esta alta precisão faz com que o sistema GPS possa ser utilizado como fonte de sincronização para as medidas fasoriais, pois o erro no pulso de sincronização de $1\mu\text{s}$, acarretaria num erro na ordem de $0,021^\circ$ num sistema elétrico de potência trabalhando com frequência de 60Hz. Este erro satisfaz os requisitos de precisão exigidos pelas aplicações que um sistema de medição fasorial pode exercer.

Segundo [18] a consolidação do sistema INMARSAT (“International Maritime Satellite System”), o tornará uma alternativa ao uso do pulso do sistema GPS como fonte de sincronização, pois o sinal desse sistema também atenderá os requisitos de precisão e confiabilidade exigidos atualmente [18].

2.3 O Sistema de Medição Fasorial

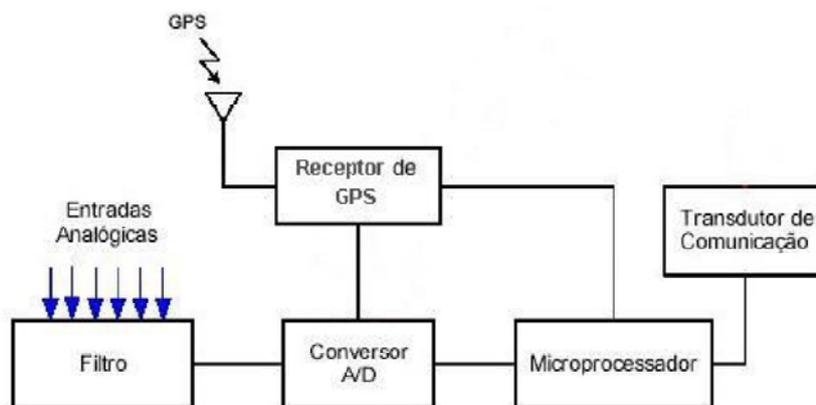


Figura 2.1 – Visão geral de um sistema de medição fasorial [16]

Um sistema de medição fasorial é composto por diversos equipamentos, sendo os principais a PMU, o concentrador de dados e a interface de comunicação entre estes. Além destes, o SMFS também é constituído por estações de recepção do sinal GPS, conversores A/D filtros analógicos e microprocessadores. As seções seguintes descreverão os principais aspectos destes equipamentos. O funcionamento básico de um SMFS pode ser representado pela ilustração da figura 2.1. As medidas analógicas (geralmente tensões e correntes trifásicas) são filtradas e enviadas ao conversor A/D que, por sua vez, entrega ao microprocessador os dados convertidos de acordo com o sinal de pulso enviado pelo receptor GPS. Utilizando-se a DFT, as tensões e correntes complexas de sequência positiva são calculadas e enviadas do microprocessador ao concentrador de dados através do transdutor de comunicação, seguindo o padrão IEEE C37.118 [18].

2.4 Aplicações de Sistemas de Medição Fasorial

Os SMFS trarão mudanças significativas no modo em que é realizado o controle de sistemas elétricos. As aplicações futuras terão a possibilidade de utilizar grandezas de instalações geograficamente distantes para se realimentar, fato que é praticamente impossível sem os SMFS.

O próprio Estimador de Estados deverá sofrer uma grande modificação, visto que não mais necessitará estimar tensões complexas nas barras do sistema através da resolução de um sistema de equações com grande custo computacional. Isto também fará com que as informações sobre o estado real do sistema possa ser obtido num instante mais próximo do atual, sem grandes atrasos, o que possibilitará um melhor desenvolvimento dos instrumentos de análise de segurança em tempo real [16].

2.5 Constituição de um Sistema de Medição Fasorial

2.5.1 Introdução

Um importante fato a ser considerado na descrição de um sistema de medição fasorial é a sua arquitetura. Geralmente, os trabalhos de pesquisa retratam o sistema de medição fasorial como mostrado na Figura 2.1, mas diferentes arquiteturas podem ser utilizadas para constituir um sistema de medição fasorial [16, 19].

Em [19], diferentes arquiteturas foram estudadas considerando requisitos de eficiência, confiabilidade e custo. Foi considerada uma arquitetura descentralizada, na qual cada PMU compartilhava com as demais as medidas realizada, o que se mostrou menos adequada que a arquitetura centralizada descrita anteriormente, na qual cada PMU envia suas medição para o concentrador de dados.

Na Seção 2.5.2, serão detalhados os principais elementos que constituem um sistema de medição fasorial, levando sempre em consideração a arquitetura centralizada descrita no parágrafo anterior.

2.5.2 A Unidade de Medição Fasorial

2.5.2.1 Estrutura Básica

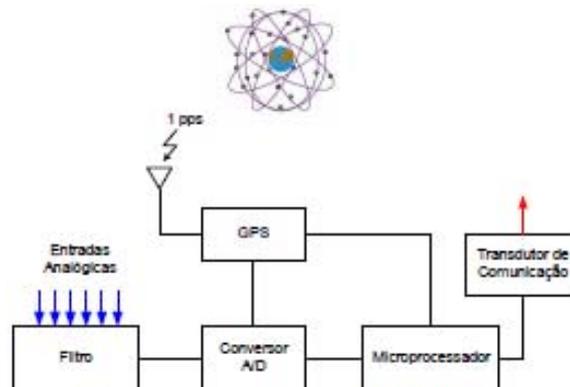


Figura 2.2 – Estrutura básica de uma PMU [16]

O principal elemento de um sistema de medição fasorial é a PMU, elemento responsável por obter as medições dos dados do sistema, processá-los e enviá-los ao concentrador de dados. Uma PMU é composta de um receptor de sinal GPS (responsável por receber o sinal de pulso a cada segundo), um sistema de aquisição (composto por um filtro *anti-aliasing* e um conversor A/D) e um microprocessador. O filtro *anti-aliasing* remove os ruídos provenientes da medição dos sinais analógicos e conversor A/D transforma os sinais analógicos em digitais possibilitando o cálculo dos fasores pelo microprocessador.

2.5.2.2 Processo de Medição Fasorial

O processo de medição fasorial se inicia com o envio, por parte do sistema GPS, de um sinal de um pulso por segundo (PPS) que será a base de tempo para a sincronização das diferentes medidas realizadas em instalações geograficamente distantes. O receptor do sinal de GPS divide esse sinal em intervalos menores para que haja mais amostras das grandezas complexas medidas durante um segundo, possibilitando sua correta identificação pela DFT. Sabe-se que para uma senóide com frequência nominal de 60 Hz, 12 aquisições por ciclo são suficientes para representar com precisão o sinal amostrado.

Assim, a cada sinal de pulso gerado pelo receptor de sinais de GPS, os sinais analógicos são filtrados e sua aquisição é realizada no mesmo instante por todos os equipamentos PMU que compõem o SMFS.

A segunda etapa no processo de medição fasorial se dá no microprocessador. Nele, os dados amostrados são tratados para posterior envio ao concentrador de dados. A ferramenta mais utilizada atualmente para esse tratamento é a DFT, embora haja outras, como a demodulação e o *zero-crossing* [20]. A implementação da DFT para a conversão das medidas fasoriais é realizada pela seguinte expressão:

$$\vec{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (X_C - jX_S), \quad (2.1)$$

onde

$$X_C = \sum_{K=1}^N x_K \cos K\theta, \quad (2.2)$$

$$X_S = \sum_{K=1}^N x_K \sen K\theta \quad e \quad (2.3)$$

$$\theta = \frac{2\pi}{N} = 2\pi f\tau. \quad (2.4)$$

Sendo que x_K é o valor da k -ésima amostra da medida fasorial \vec{X} , com parte real e imaginária respectivamente iguais 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 2.1 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 [20].

Considerando $\vec{X}(r)$ 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 $\vec{X}(r + 1)$ correspondente será obtido a partir da expressão:

$$\vec{X}(r + 1) = \vec{X}(r) + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (x_{N+r} - x_r) \varepsilon^{-jr\theta} \quad (2.5)$$

A próxima etapa no processo de medição fasorial é o cálculo (realizado pelo microprocessador da PMU) das componentes de sequência positiva (ou negativa) das grandezas medidas, fornecendo assim o estado real do sistema elétrico.

2.5.2.3 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 [18] a fim de facilitar a transmissão e o intercâmbio de informações entre os diversos equipamentos do sistema.

Desta forma, o padrão [18] 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 [18] considera que as PMUs podem enviar ao concentrador três tipos de informações 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 frequência 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 [16].

2.5.3 O Concentrador de Dados (PDC)

O PDC (“*Phasor Data Concentrator*”) tem como funcionalidades básicas, receber os sincrofasores coletados pelas PMU, 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 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.

Estas funções podem ser normalmente executadas utilizando-se computadores pessoais e, portanto, cabe ao concentrador direcionar o fluxo de informações para estes terminais.

Para atender a todas estas funcionalidades, o PDC deve apresentar um alto desempenho computacional. Tal requisito decorre da necessidade de continuidade da operação em tempo real, de eficiência para o armazenamento de dados, de alta confiabilidade e disponibilidade, de capacidade de comunicação eficiente, de atendimento a diversos tipos de aplicação e de fácil integração (alta modularidade e interfaces de comunicação padronizadas).

2.5.4 Estrutura Física

Todas as funções anteriormente descritas são realizadas por meio da implementação de rotinas computacionais, atualmente desenvolvidas por universidades conveniadas e pelos laboratórios de pesquisa vinculados as companhias de energia.

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 operam atualmente utilizando as seguintes rotinas:

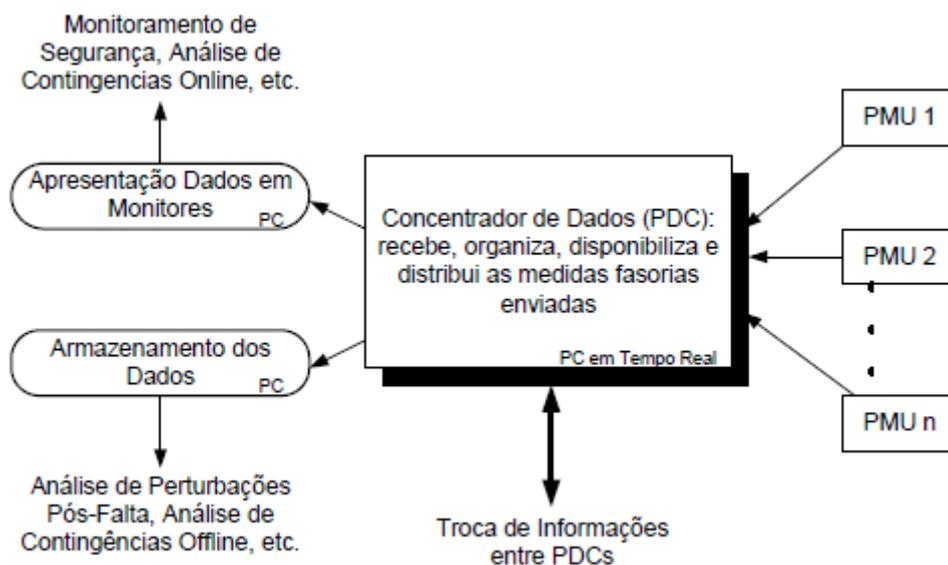


Figura 2.3 – Funções básicas do PDC [16]

- *“PMU Data Acquisition Program”*

Tem como função receber os arquivos de dados enviados pelas PMUs e por outros concentradores e correlacioná-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 detectada 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 com 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 a recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores.

Através da ilustração da Figura 2.3 é possível adquirir uma idéia mais clara de como o concentrador está inserido no sistema de medição fasorial, sua importância e de que forma ocorre a interface com os demais componentes do sistema.

2.5.5 Canais de Comunicação

Para a transmissão dos dados fasoriais sincronizados, é necessário estabelecer uma rede de comunicação. A função básica do sistema de comunicação nos SMFS é interligar seus equipamentos. Ele deve ser capaz de interligar as PMU aos PDC, os PDC entre si, quando necessário, e o próprio SMFS à rede da empresa onde está implantado. Os meios de comunicação atualmente mais utilizados são a internet e as redes privadas das próprias empresas.

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 PMU. Frequentemente, os sistemas de potência não estão totalmente equipados com a comunicação adequada. Porém, deve-se considerar que os benefícios trazidos pelas PMU 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 investimentos, através da redução do número de barras a serem monitoradas.

Os principais requisitos para os sistemas de comunicação são [18]:

- 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.

De acordo com os responsáveis pelo projeto MedFasee [20], não é necessário que os canais sejam dedicados. Consideram a taxa de dados perdidos ou de ocorrências de erro, com a utilização do canal de comunicação pela internet, pouco significativa, não chegando a prejudicar a qualidade da informação transmitida. Diante do alto custo de implantação das redes privadas de comunicação e a experiência deste projeto piloto na região Sul do Brasil, considera-se uma boa opção, pela melhor relação custo/benefício, a utilização dos meios de comunicação dos SMFS pela internet. Entretanto, este é um aspecto que cada empresa deve avaliar individualmente, considerando-se que muitas delas já possuem redes de comunicação privadas.

Capítulo 3

Estabilidade de Sistema de Potência

3.1 Considerações Iniciais: O Sistema de Potência

O sistema elétrico de potência possui pouco mais de 100 anos, entretanto, as propriedades eletromagnéticas da matéria já eram conhecidas na Grécia há mais de 2000 anos [2]. As descobertas e inovações tecnológicas que ocorreram a partir de meados do século XIX e início do século XX permitiram a conversão eletromecânica de energia e a sua transmissão a grandes distâncias. Desde então, a sociedade passou a utilizar cada vez mais energia elétrica, se moldando ao seu consumo e se tornando a cada dia mais dependente dos Sistemas Elétricos de Potência.

A principal função de um SEP é converter as diversas formas de energia presentes na natureza, por exemplo a energia potencial da água ou a energia liberada na queima de combustíveis fósseis, em energia elétrica e transportá-la até os centros consumidores. A energia elétrica raramente é consumida, sendo convertida em calor, luz ou energia mecânica. Uma das vantagens de utilizar a energia elétrica é a possibilidade de transportá-la e controlá-la com relativa facilidade e com alto grau de eficiência e confiabilidade [1].

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

- 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 citados, 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 [1].

3.2 Estabilidade de Sistemas de Potência

A estabilidade de um sistema de potência corresponde à habilidade do sistema de, a partir de uma determinada condição de operação inicial, atingir um outro ponto de equilíbrio após a ocorrência de um distúrbio, com a maioria de suas variáveis dentro de limites estabelecidos, de forma que o sistema permaneça intacto [3]. Para facilitar o estudo e a implementação de métodos de análise de estabilidade, esta é classificada na literatura como sendo de ângulo (rotor), de frequência e de tensão, apesar de que nem sempre é possível fazer uma distinção exata entre os tipos de instabilidades relacionadas [4]. Essa dissertação estuda especificamente os fenômenos da estabilidade de tensão.

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 alguns barramentos. O suporte de potência reativa inadequado também conduz à instabilidade de tensão ou ao colapso de tensão.

A força motriz para a instabilidade de tensão é usualmente a carga; em resposta a um distúrbio, a potência consumida pelas cargas tende a ser restabelecida pela ação dos ajustes do escorregamento dos motores, dos reguladores de tensão da distribuição, das mudanças de tape de transformadores, e termostatos. As cargas restauradas aumentam o estresse sobre a rede de alta tensão, pois aumentam o consumo de potência reativa e provocam, além disso, redução da tensão. Quando as dinâmicas das cargas tentam restaurar o consumo de potência além da capacidade da rede de transmissão e da

geração conectada uma situação de estado precário provocam a instabilidade de tensão [4].

O principal fator que contribui para a instabilidade de tensão é a queda da tensão que ocorre durante o fluxo de potência ativa e reativa através das reatâncias indutivas das linhas de transmissão; que limita a capacidade da linha de transmissão em transferir a potência e em manter a tensão. Além disso, a transferência de potência e a manutenção da tensão são limitados 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 de tensão é a queda progressiva das tensões dos barramentos, o risco da instabilidade de sobre-tensão também existe. É 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 impedindo que os geradores e/ou compensadores síncronos absorvam o excesso de potência reativa. Neste caso, a instabilidade está associada com a falta de capacidade de combinar a geração e o sistema de transmissão para operar abaixo de determinado nível de carga. Na tentativa de restabelecer a potência da carga, a mudança de *tapes* de transformadores provoca instabilidade de tensão de longo prazo [4].

Deve-se ressaltar que, por definição, o colapso de tensão é diferente da instabilidade de tensão. Um sistema elétrico de potência sofre um colapso de tensão (total ou parcial) se, após uma instabilidade de tensão, o ponto de equilíbrio pós-perturbação apresenta níveis de tensão abaixo dos limites aceitáveis.

É importante salientar 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 elevação no perfil da tensão [1].

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.

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 controles e proteção; alto carregamento etc. [5].

A estabilidade de tensão pode ser classificada quanto ao tipo de perturbação causador da instabilidade ou quanto à janela de tempo a ser analisada. Deste modo, estas classificações se dividem em estabilidade de tensão a grandes perturbações, a pequenas perturbações, de curto termo e de longo termo.

3.2.1 Estabilidade de Tensão a Grande 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 [4].

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 [4].

3.2.2 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 [4].

3.2.3 Estabilidade de Tensão de Curto Termo

A estabilidade de tensão de curto termo 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 [4].

3.2.4 Estabilidade de Tensão de Longo Termo

A estabilidade de tensão de longo termo envolve as dinâmicas lentas de determinados equipamentos, por exemplo, LTCs, cargas termo-estáticas e atuações de limitadores de correntes 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 [4].

O foco dessa dissertação será a estabilidade de tensão de longo termo. Quanto ao tipo de perturbação (grande e pequena), ambas serão analisadas separadamente através de simulações em sistemas reais de grande porte.

3.3 Índices de Estabilidade de Tensão

A instabilidade de tensão é um processo dinâmico. Ela acontece essencialmente pelo comportamento dinâmico das cargas, bem como pela ação dos mecanismos de controle de tensão. Desta forma, é intuitivo que uma formulação dinâmica para o sistema seja utilizada na análise do problema. No entanto, muitos aspectos do problema de estabilidade de tensão podem ser analisados através de métodos estáticos.

A obtenção de índices que possam indicar o quão próximo um sistema está de um eventual colapso de tensão é de grande interesse de equipes técnicas na operação de sistemas de potência. Esses índices poderiam ser utilizados em tempo real, auxiliando operadores a tomar decisões em momentos de instabilidade.

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.

Nas seções seguintes, serão apresentadas as principais métodos de análise de estabilidade de tensão, suas vantagens e desvantagens.

3.3.1 Fatores de Sensibilidade

Os fatores de sensibilidade são os mais simples e mais utilizados para o estudo da estabilidade de tensão [7]. Sua formulação é a mais simples de todos os índices como definido na Equação 3.1:

$$FST_i = \max_i \left\{ \frac{dV_i}{dQ_i} \right\}, \quad (3.1)$$

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 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 3.2:

$$FS = \left\| \frac{dz}{d\lambda} \right\|. \quad (3.2)$$

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 $\lambda (\Delta\lambda \rightarrow 0)$ tem-se $dz_i/dy \rightarrow \pm\infty$.

Os índices FST e FS requerem muito pouco esforço computacional mas só apresentam bom desempenho em sistemas 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.

3.3.2 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.

3.3.3 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 [9]. Além disso, ainda são capazes de fornecer informações sobre quais barras do sistema são mais sensíveis à variações de tensão ou injeções de potência [4] (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 [9].

3.3.4 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.

Existem diversas maneiras para se definir a margem de carregamento. Uma alteração do valor da carga pode ser medida ou pela soma das variações absolutas da potência

aparente da carga, ou pela raiz quadrada da soma dos quadrados das variações da potência aparente da mesma carga [9].

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, pois requer cálculos além do ponto de operação real do sistema.

3.3.5 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 das múltiplas soluções do fluxo de potência, onde a solução de baixa tensão é estimada utilizando-se a teoria do multiplicador ótimo [9].

A 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.

3.3.6 Fasores de Tensão

Nos últimos anos, diversos estudos foram realizados com base nos fasores de tensão. Este novo recurso, que se tornou disponível com o desenvolvimento dos sistemas de medição fasorial, proporciona uma grande variedade de novos métodos para identificar ou prever o colapso de tensão.

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

Desde o final do século XX, importantes trabalhos foram realizados utilizando este novo recurso. A seguir, descrevem-se alguns desses.

3.3.6.1 Método de Milõsević e Begović

O artigo, apresentado em fevereiro de 2003 [10], propõe 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:

$$VSLBI_k = \frac{V_k}{\Delta V_k}, \quad (3.9)$$

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 à 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 3.10 descrita a seguir:

$$VSI_k = \min_{i \in \alpha PQ} \{VSLBI_{i,k}\}, \quad (3.10)$$

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 3.9 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 3.9 deve ser acompanhada da informação das reservas de reativo dos geradores.

3.3.6.2 Método de Šmom, Verbič e Gubina

Neste artigo, apresentado em 2006 [11], um índice de estabilidade de tensão é desenvolvido a partir do teorema de Tellegen. Esta abordagem permite determinar os parâmetros de Thèvenin 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 base é submetido a um conjunto de perturbações no sistema. A impedância de carga 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 Thèvenin 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 vistos neste capítulo, apresentam pontos fortes e fracos, o que faz com que metas sejam estabelecidas quanto à obtenção de um bom índice:

1. Determinação precisa dos parâmetros do sistema;
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.

A obtenção de um índice que satisfaça essas condições foi a base para o desenvolvimento do artigo descrito no próximo capítulo, onde um novo método de obtenção dos parâmetros de Thèvenin, permite reduzir o tempo computacional para que possa ser utilizado em tempo real e sem a necessidade de se submeter o sistema a testes prévios. Vários índices são propostos e verificados em sistemas reais, como o italiano e o SIN.

Capítulo 4

Algoritmo de Identificação e Indicadores Propostos

Este método, apresentado em 2008 [12-13], apresenta um método de avaliação do risco de colapso de tensão em tempo real baseado em medição fasorial. Fasores de corrente e tensão nodais são utilizados para identificar o equivalente de Thèvenin "visto" pela barra considerada. O risco da instabilidade de tensão é então detectado, quando o módulo da impedância de Thèvenin (a montante da barra) se aproxima do módulo da impedância da carga (a jusante da barra).

Contrariamente aos tradicionais métodos de avaliação da segurança de tensão baseados em modelos computacionais desenvolvidos para implantação em sistemas EMS, o método apresentado nesse artigo é baseado apenas em medições locais, sendo então, adequados para a aplicação em tempo real em SEE. Vale salientar que, embora o método apresentado seja baseado em medições locais, não fazendo necessário o 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 da instabilidade de tensão de médio e longo prazos 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 fazem presentes.

4.1 Fundamentos do Método

Considerando o circuito elétrico mostrado na Figura 4.1, 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.

Da lei de Kirchoff:

$$\vec{V}_L = \vec{E}_{Th} - \bar{Z}_{Th}\vec{I}_L, \quad (4.1)$$

onde $\bar{Z}_{Th} = R_{Th} + jX_{Th}$.

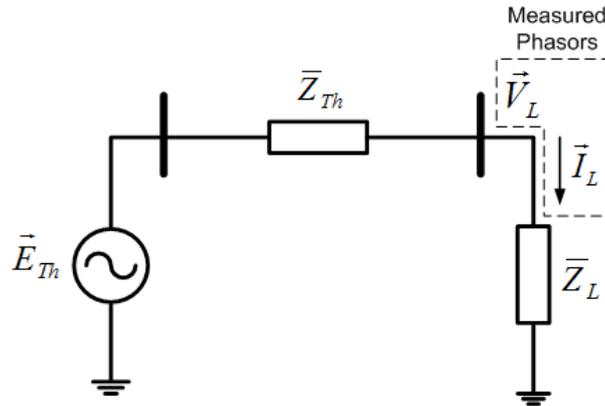


Figura 4.1 - Circuito equivalente de Thévenin

A equação (4.1) tem infinitas soluções se forem conhecidos somente os fasores de tensão e corrente. Entretanto, duas medições subseqüentes dos fasores \vec{V}_L e \vec{I}_L podem ser usadas para se calcular \vec{E}_{Th} e \bar{Z}_{Th} , sob a hipótese que ambos não sofrem alterações no intervalo de tempo entre as 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. Isso acontece 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 Thévenin.

4.2 Algoritmo de Identificação

A máxima transferência de potência para a carga do circuito mostrado na Figura 4.1 ocorre quando:

$$|\bar{Z}_L| = |\bar{Z}_{Th}|, \quad (4.2)$$

com $\bar{Z}_L = \bar{Z}_L \angle \theta = R_L + jX_L$.

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

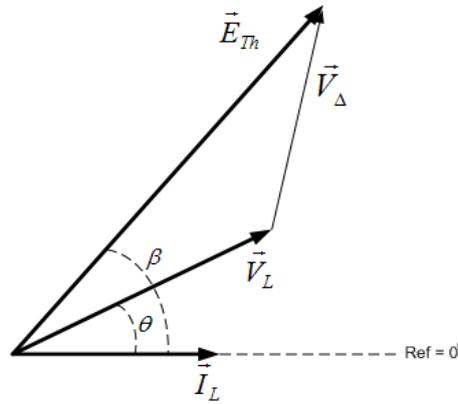


Figura 4.2 - Diagrama fasorial do circuito equivalente de 2 barras

De acordo com o diagrama fasorial da Figura 4.2, as seguintes relações são obtidas:

$$\vec{V}_\Delta = \bar{Z}_{Th} \times \vec{I}_L = R_{Th} I_L + jX_{Th} I_L \quad (4.3)$$

$$\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + \vec{V}_\Delta \quad (4.4)$$

Separando (4.4) em partes real e imaginária, tem-se:

$$E_{Th} \cos \beta = R_{Th} I_L + V_L \cos \theta \quad (4.5)$$

$$E_{Th} \sin \beta = X_{Th} I_L + V_L \sin \theta \quad (4.6)$$

Para a impedância equivalente de Thévenin “vista” de uma barra EAT, tem-se $X_{Th} \gg R_{Th}$, e a suposição de que $R_{Th} \approx 0$ é bem razoável. Deste modo, uma estimativa inicial para β é dada por (4.7):

$$\beta = \cos^{-1}\left(\frac{V_L \cos \theta}{E_{Th}}\right) \quad (4.7)$$

Como V_L e θ são valores provenientes das PMUs, a estimação 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 (4.8).

$$E_{Th}^0 = \frac{E_{Th}^{max} - E_{Th}^{min}}{2}, \quad (4.8)$$

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

Dentro do intervalo possível para E_{Th} e X_{Th} , os seguintes fatos podem ser provados [13]: no caso de uma sobre estimação de E_{Th} , X_{Th} também seria sobre estimado, e aumentando a impedância de carga (i.e., reduzindo o consumo de potência da 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 de 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 de suas identificações, o proposto algoritmo reduzirá E_{Th} quando a variação de X_L e a variação do valor estimado de X_{Th} tiverem a mesma direção, caso contrário, diminuirá E_{Th} . Resultados apresentados em [14] mostraram que a simplificação considerando E_{Th} como 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:

$$\varepsilon_E = \min(\varepsilon_{\text{inf}}, \varepsilon_{\text{sup}}, \varepsilon_{\text{lim}}), \quad (4.9)$$

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

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_{inf} 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 (4.8) e β^0 de acordo com (4.7) já considerando E_{Th}^0

Passo 2 – Calcular X_{Th}^0 (4.6)

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 de 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 com respeito 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 filtrar as variáveis identificadas em troca de um processo de identificação mais lento.

4.3 Índices propostos

O algoritmo de identificação descrito na Seção 4.2 permite o cálculo de vários indicadores em tempo real para serem utilizados na prática, simples e com baixo custo computacional, baseados principalmente na distância entre X_{Th}^i e $|\bar{Z}_L^i|$, ou E_{Th}^i e E_{Th}^{\max} , assim como na variação das variáveis em identificação. Em [15] os autores propõem um índice simples correspondendo à razão entre X_{Th}^i e $|\bar{Z}_L^i|$, nomeado índice I0. I0 indica o instante correto da máxima transferência de potência; portanto será considerado uma referência para os outros índices propostos para aplicações práticas. Analogamente, o indicador que se segue I6 é outra referência para comparação, pois não é baseado no método de identificação proposto, mas simplesmente usa a tensão medida na barra EAT considerada.

Os indicadores propostos, I1, ...I5, para serem úteis na prática, para proteção e controle de sistemas de potência, devem prever em tempo real e com alta confiabilidade, a aproximação da ponta da curva PV na barra considerada. Portanto, a correta identificação do instante de instabilidade de tensão é o objetivo deles. Todos os índices propostos devem ter os limites e os filtros ajustados. O limite é o valor do lado direito da função do índice enquanto o filtro é a média de (m) valores subsequentes relacionados à (m) atualizações consecutivas da identificação. O parâmetro m define o tamanho do filtro “janela móvel” como m vezes o tempo de amostragem. Os resultados no Capítulo 5 se referem a uma taxa de amostragem de 20ms e $m = 4$.

Os índices propostos I0, I1, I2 e I3 estão relacionados à identificação da reatância de Thèvenin, enquanto I4 e I5 estão relacionados à identificação da tensão de Thèvenin.

Índice I0: $|\bar{X}_{Thi}|/|\bar{Z}_{Load}| \geq 1$

Esse índice instantâneo ($m = 1$) é baseado, a cada amostragem, na medição e identificação de Z_{Load} e X_{Th} respectivamente. I0 indica, como referência, o instante de máxima transferência de potência.

Índice I1: $|\bar{X}_{Thi}|/|\bar{Z}_{Load}| \geq 0.98$

O índice I1 difere de I0 simplesmente pelo limite, abaixado de 1 a 0.98, e por um filtro média móvel ($m = 4$) para computar X_{Th} . Obviamente, o índice I1 tem como objetivo disparar o risco de instabilidade de tensão antes de I0.

Índice I2: $\bar{X}_{Thi} + \rho_X \frac{d\bar{X}_{Thi}}{dt} \Delta t > |\bar{Z}_{Load}|$

O índice I2 faz uso do termo derivativo em X_{Th} para antecipar o limite de instabilidade. O ganho ρ_X amplifica a contribuição do termo derivativo calculado considerando um intervalo de tempo Δt de “g” vezes o intervalo de amostragem. Também utiliza um filtro média móvel (m). Nos testes realizados: $\rho_X = 10$; $g = 20$; $m = 4$.

Índice I3: $|\bar{Z}_{Load}| - (\bar{X}_{Thi} + \sigma_{X_i}) \leq K_\sigma \sigma_{X \min}$

O índice I3 faz uso do desvio padrão de X_{Th} para reduzir a diferença com respeito à Z_{Load} . O limite é baseado no desvio padrão mínimo a ser obtido durante a identificação de X_{Th} , amplificado pelo ganho K_σ . Também utiliza um filtro média móvel (m). Nos testes realizados: $\sigma_{X \min} = 0.035$; $K_\sigma = 30$; $m = 4$.

Índice I4: $|\bar{E}_i| + \rho_E \frac{d|\bar{E}_i|}{dt} \Delta t > \bar{E}_{\max}$

O índice I4 se refere à identificação das tensões de Thèvenin E_{Th}^i e E_{\max}^i e utiliza o termo derivativo em E_{Th}^i para antecipar o limite de instabilidade. O ganho ρ_E amplifica a contribuição do termo derivativo calculado considerando um intervalo de tempo Δt de “g” vezes o intervalo de amostragem. O filtro no cálculo do índice utiliza uma janela de “m” passos. Nos testes realizados: $\rho_E = 10$; $g = 20$; $m = 4$.

Índice I5: $|\overline{E}_{\max}| - |\overline{E}_i| < \varepsilon_{E_3} = 0.01|\overline{E}_{\max}|$

O índice I5 se refere à identificação das tensões de Thèvenin E_{Th}^i e E_{\max}^i e faz uso do limite baseado em E_{\max}^i . O filtro no cálculo do índice utiliza uma janela de “m” passos. Nos testes realizados: m = 4.

Índice I6: $|\overline{V}_i| + \rho_V \frac{d|\overline{V}_i|}{dt} \Delta t \leq 0.85$

O índice I6 se refere à identificação da tensão medida V e faz uso de sua derivada para antecipar o limite de instabilidade. O ganho ρ_V amplifica a contribuição do termo derivativo calculado considerando um intervalo de tempo Δt de “g” vezes o intervalo de amostragem. Na prática, o valor mais adequado se mostrou igual a 0.85. O filtro no cálculo do índice utilize uma janela de “m” passos. Nos testes realizados: $\rho_V = 10$; g = 20; m = 4.

Pode-se observar que, com exceção do índice I0, todos os demais apresentam parâmetros a serem ajustados, como m, ρ_x , g etc. Esses parâmetros tem grande influência no desempenho dos índices e devem ser ajustados com cautela. Os valores utilizados nos testes realizados foram obtidos após várias tentativas e se mostraram mais eficazes na identificação do ponto de colapso de tensão.

No Capítulo 5 serão apresentados os resultados obtidos com os índices propostos nos testes realizados.

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos com os testes realizados. Os indicadores propostos no Capítulo 4 foram testados no sistema italiano e no SIN. Na Seção 5.1 serão expostos os resultados dos testes no sistema italiano e na Seção 5.2, os resultados dos testes no SIN.

5.1 Sistema Italiano

Esta seção apresenta o desempenho dos indicadores propostos para a rede elétrica italiana. Os dados coletados na simulação para os fasores de tensão e corrente possuem uma taxa de amostragem de 20ms. O sistema italiano analisado (Figura 5.1) contém as redes de 380kV e 220kV. A configuração do sistema possui 2549 barras, 2258 linhas de transmissão, 134 grupos de geradores térmicos e 191 grupos de geradores hidráulicos. São considerados todos os modelos dinâmicos para os geradores, reguladores automáticos de tensão (AVR), limitadores de sobre excitação (OEL) e os transformadores com comutação de tap sob carga (OLTC). A carga do sistema é de aproximadamente 50GW, representada por um modelo estático com $\alpha = 0,7$ e $\beta = 2,0$, como na Equação (5.1). O sistema apresenta somente controle primário de tensão e frequência.

$$P_L = P_0 \times \left(\frac{V_L}{V_0}\right)^\alpha \quad e \quad Q_L = Q_0 \times \left(\frac{V_L}{V_0}\right)^\beta, \quad (5.1)$$

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.

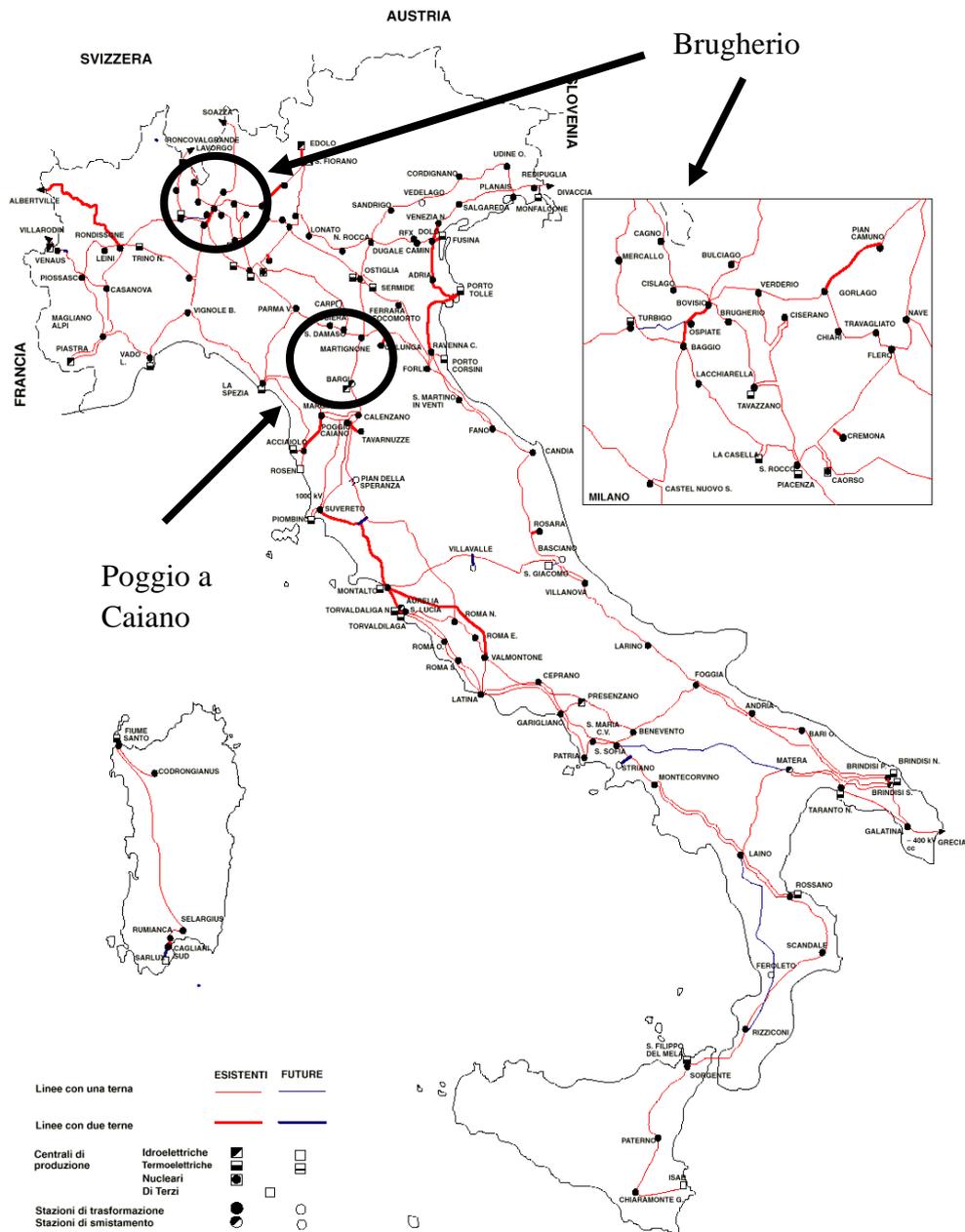


Figura 5.1 – Sistema elétrico italiano de 380kV.

5.2 Desempenho com Aumento de Carga

Dois conjuntos de testes foram realizados, um na barra de 380kV de Brugherio na área de Milão e outro na barra de 380kV de Poggio a Caiano na área de Florença.

Os testes consistiram em aumentar a carga, mantendo o fator de potência constante, nas barras da área em estudo (40%/min) e nas barras das áreas vizinhas com uma taxa mais

baixa (10%/min). Nota-se que a taxa de aumento de carga é muito alta, não sendo observada normalmente num SEP. Este valor foi utilizado para forçar a instabilidade de tensão ao sistema para que se pudesse observar o instante de colapso de tensão.

A Tabela 5.1 resume o desempenho dos índices propostos em função do tempo (em segundos) que levaria para acusar a instabilidade de tensão.

Vale salientar que a instabilidade de tensão, citada no parágrafo anterior, será observada durante os testes quando os simuladores utilizados apresentarem instabilidade numérica, ocasionando a interrupção inesperada da simulação.

Tabela 5.1 – Tempo em segundos para a instabilidade de tensão obtido por cada índice

Barra	I0	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Brugherio	487,0	481,5	473,9	483,3	473,9	481,4	612,5
P. a Caiano	1138,5	1130,5	1117,1	1122,4	1117,1	1130,5	966,2

As Figuras 5.2 a 5.7 expõem os resultados obtidos com os índices para a barra de Brugherio em função do tempo e as Figuras 5.8 a 5.13 para a barra de Poggio a Caiano.

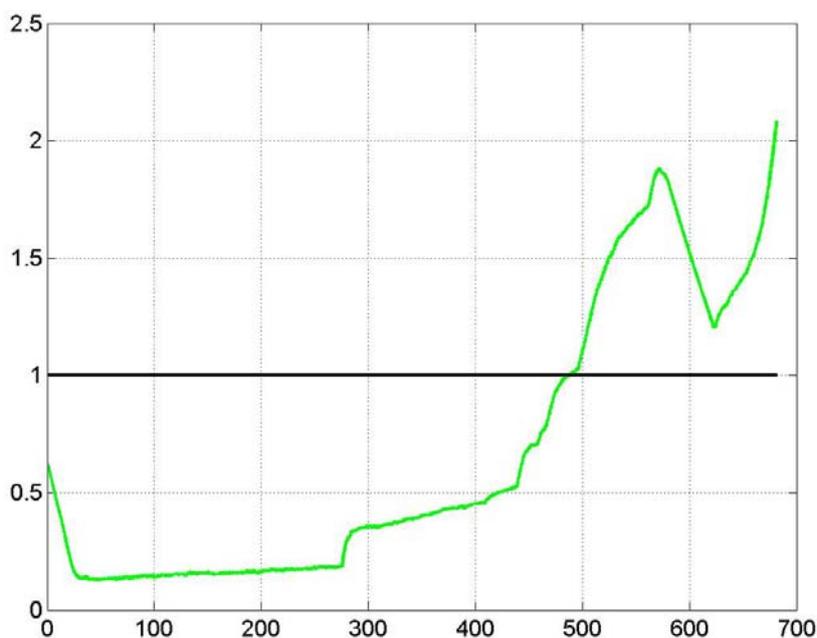


Figura 5.2 – Índice I0 na barra de Brugherio.

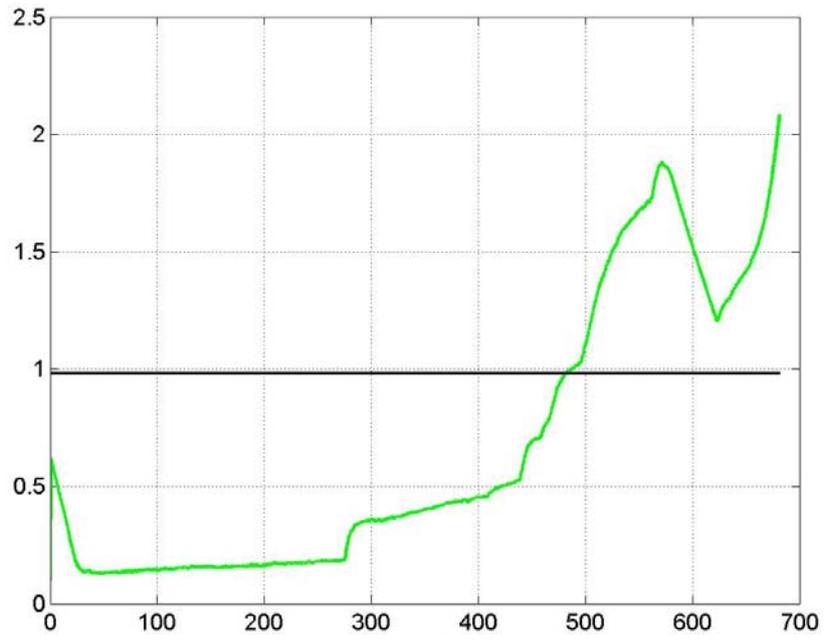


Figura 5.3 – Índice I1 na barra de Brugherio.

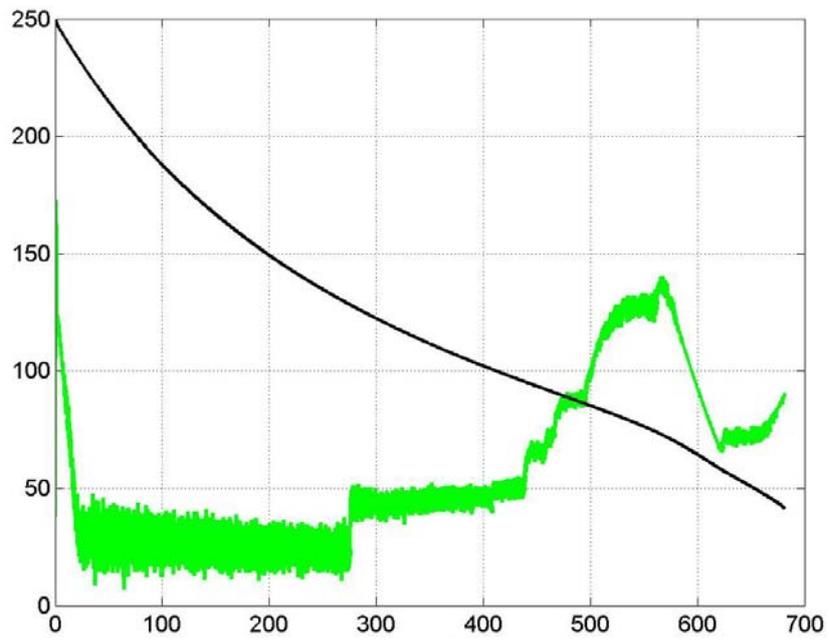


Figura 5.4 – Índice I2 na barra de Brugherio.

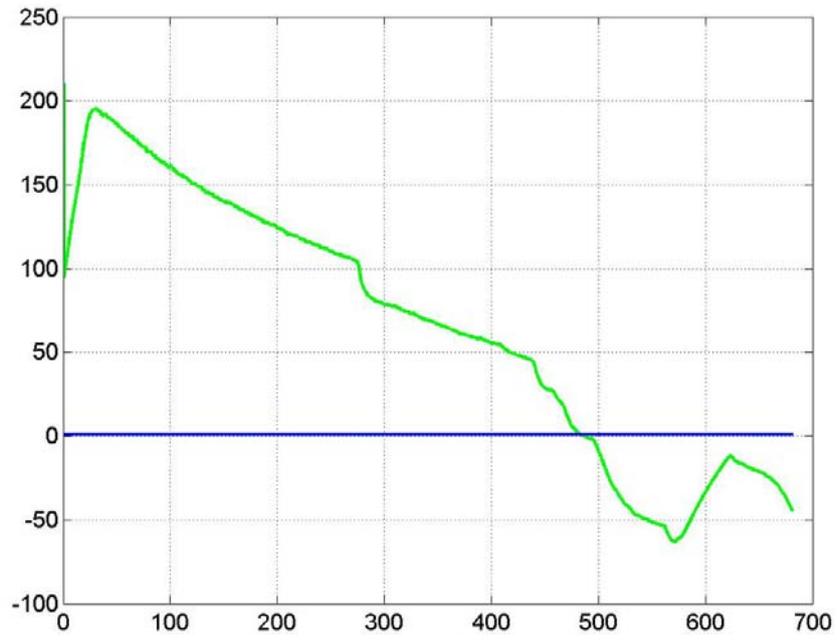


Figura 5.5 – Índice I3 na barra de Brugherio.

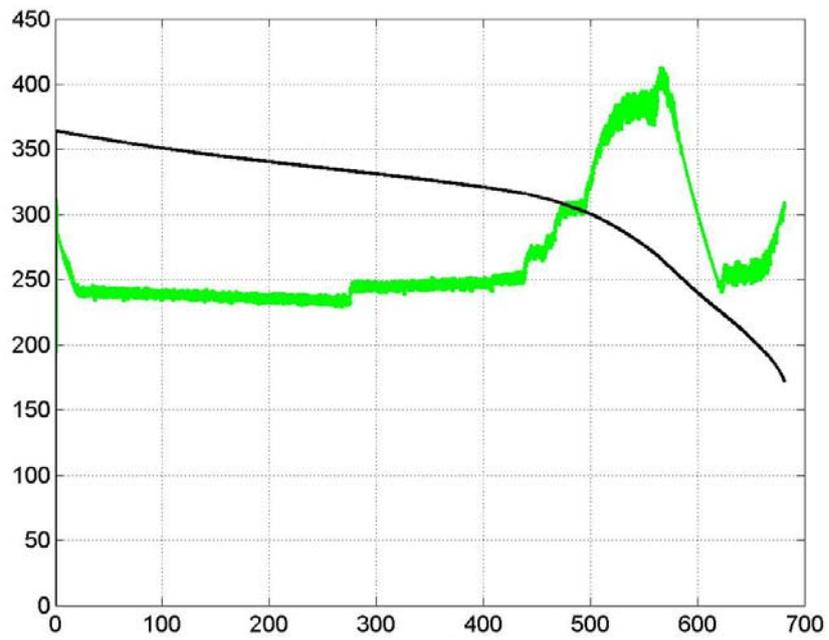


Figura 5.6 – Índice I4 na barra de Brugherio.

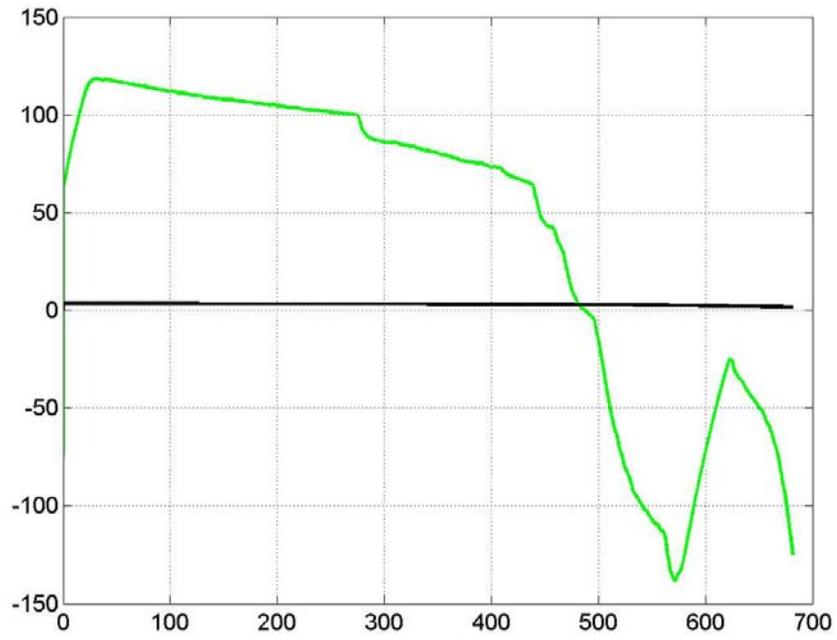


Figura 5.7 – Índice I5 na barra de Brugherio.

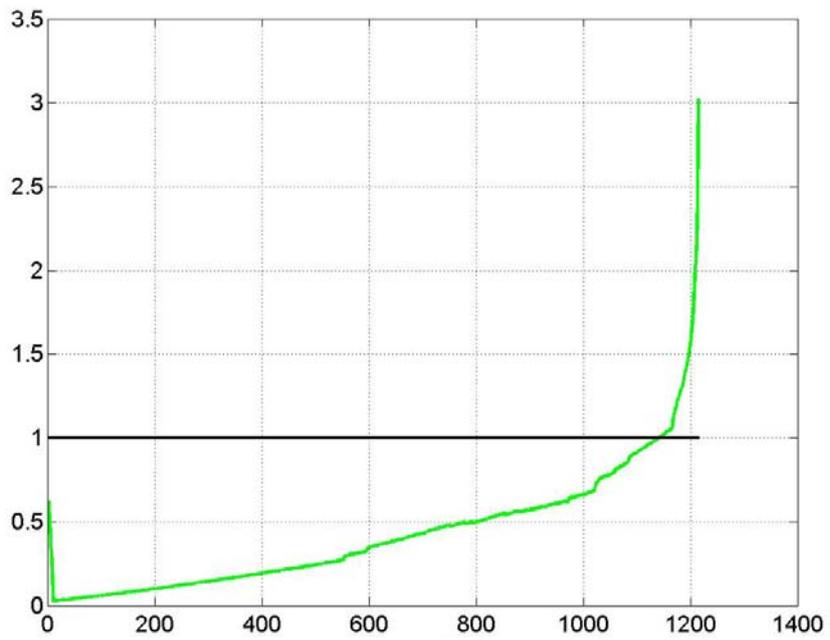


Figura 5.8 – Índice I0 na barra de P. a Caiano.

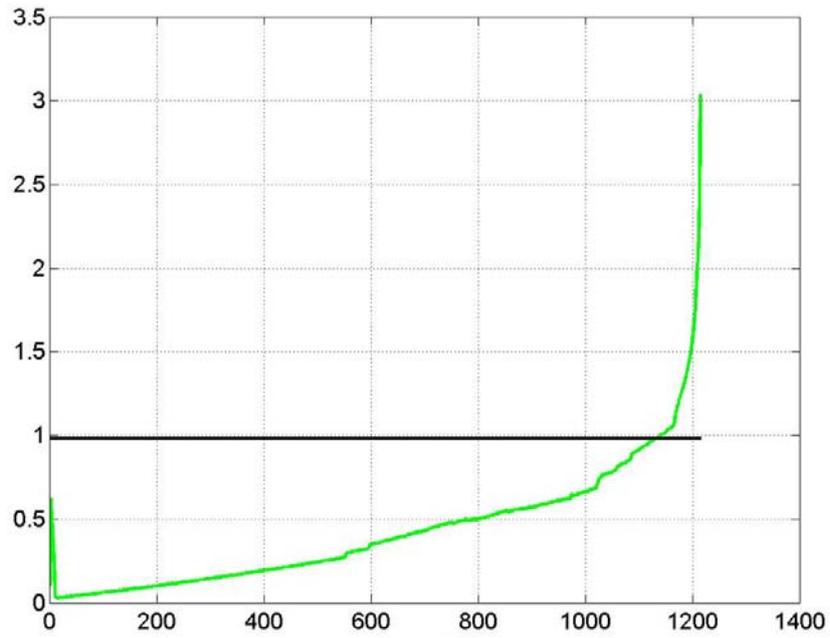


Figura 5.9 – Índice I1 na barra de P. a Caiano.

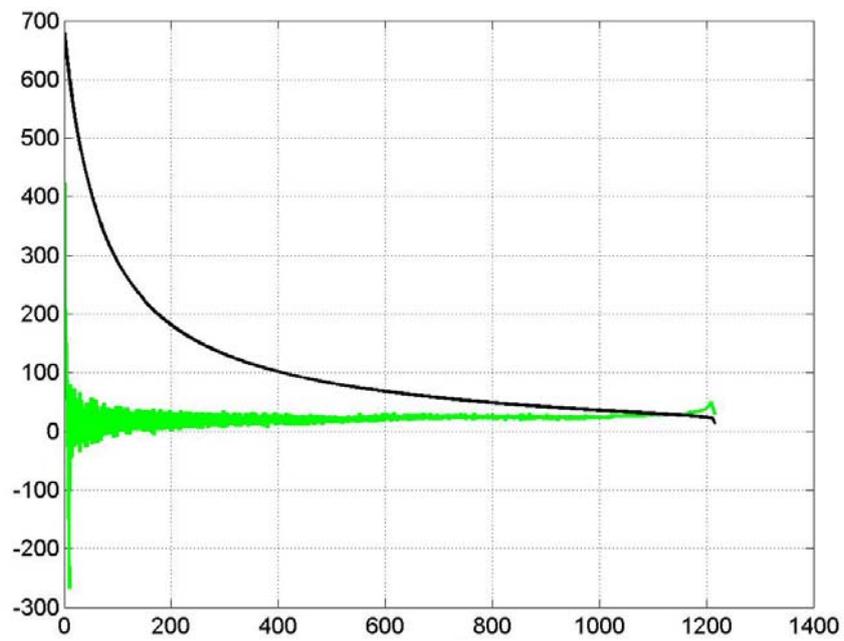


Figura 5.10 – Índice I2 na barra de P. a Caiano.

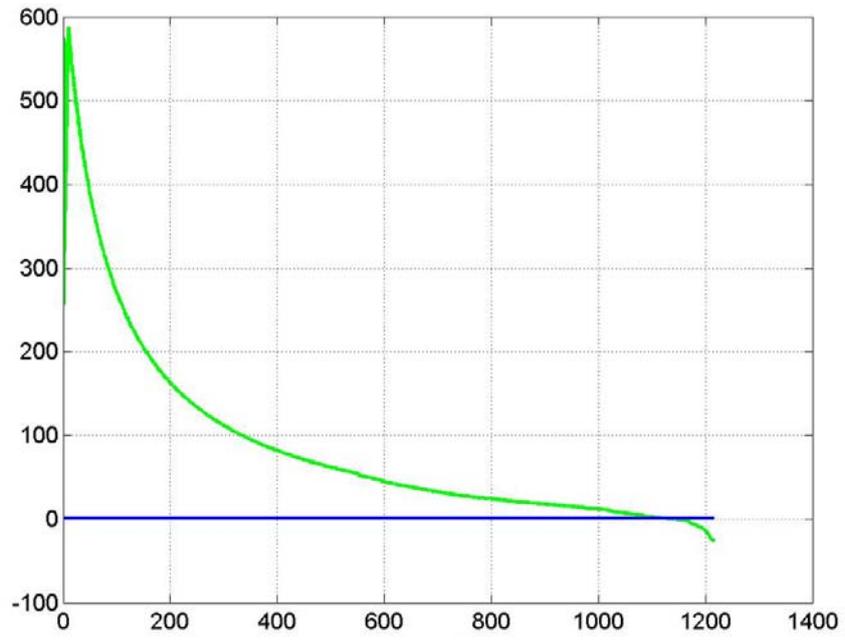


Figura 5.11 – Índice I3 na barra de P. a Caiano.

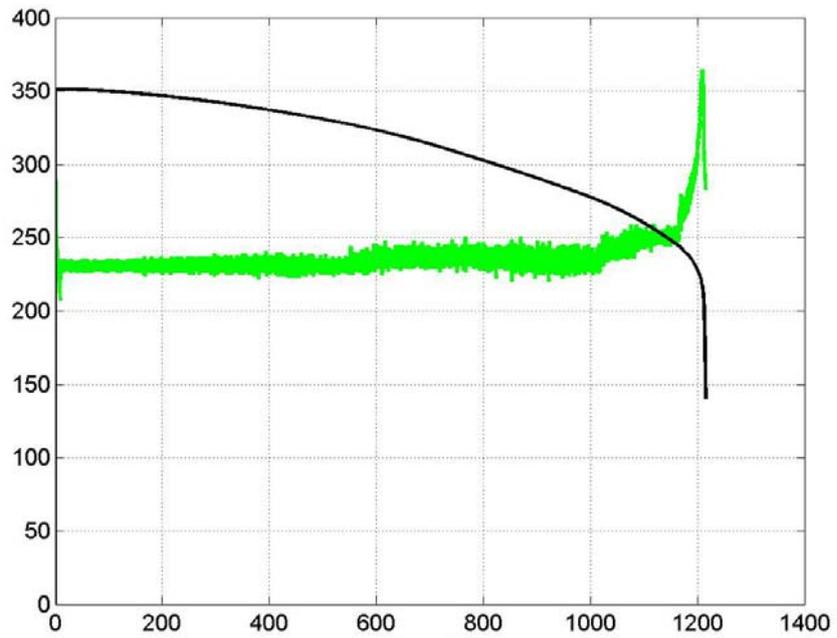


Figura 5.12 – Índice I4 na barra de P. a Caiano.

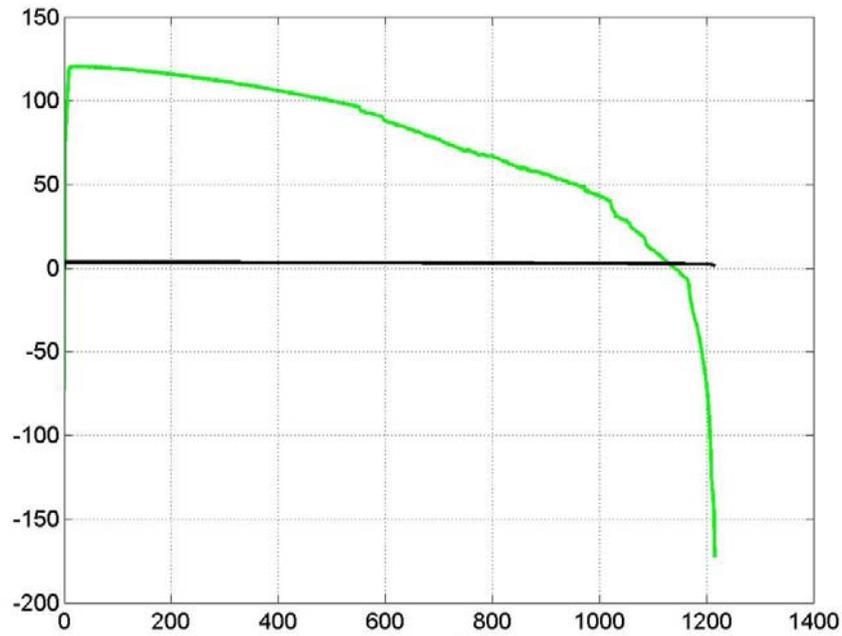


Figura 5.13 – Índice I5 na barra de P. a Caiano.

Os resultados obtidos para as barras de Brugherio e P. a Caiano, indicam um desempenho similar para os índices oriundos dos parâmetros de Thèvenin identificados, isto é, I0 a I5. Um padrão diferente foi observado no índice I6, que é baseado na magnitude da tensão da barra.

As Figuras 5.14 e 5.15 mostram a simulação do índice I6 para as barras de Brugherio e P. a Caiano, respectivamente.

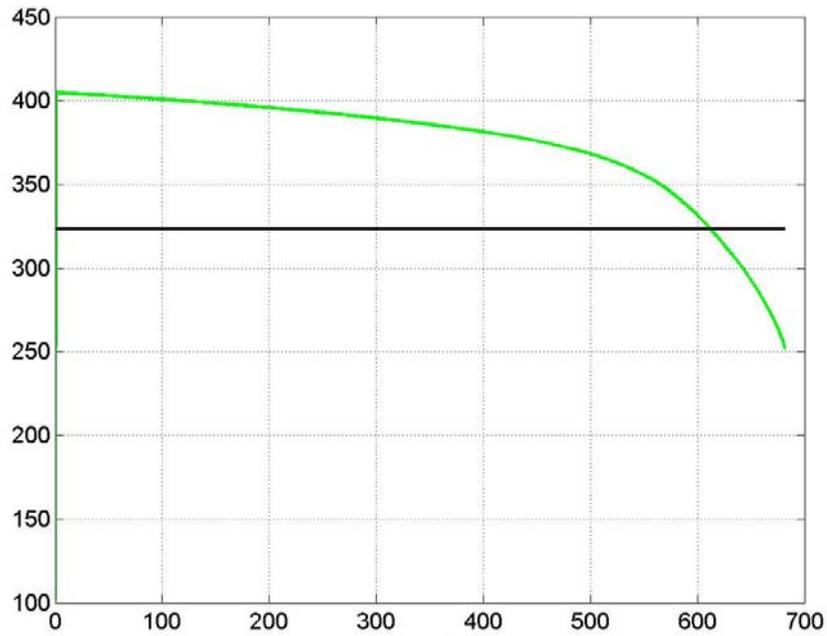


Figura 5.14 – Índice I6 na barra de Brugherio.

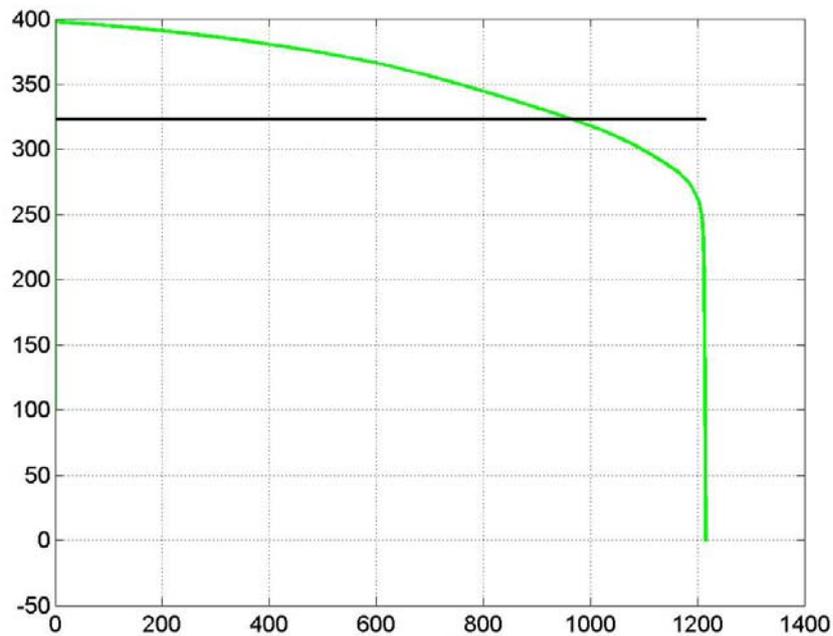


Figura 5.15 – Índice I6 na barra de P. a Caiano.

Observando as Figuras 5.2 a 5.15 e a Tabela 5.1, pode-se notar o melhor desempenho (menor tempo) dos índices que utilizam termos derivativos (índices I2 e I4). Isto impõe

uma grande importância no termo derivativo destes índices. Como um exemplo, a Figura 5.16 mostra a influência do termo derivativo ρ_x no índice I2 para a barra de Brugherio. As curvas foram obtidas para valores de $\rho_x = 1, 10$ e 50 . Quanto maior o valor de ρ_x mais larga é a curva. A Figura 5.17 é uma vista ampliada da Figura 5.16 no ponto de cruzamento entre as curvas. Como esperado, o efeito de antecipação devido ao termo derivativo pode ser claramente notado. O tempo de cruzamento entre as curvas (em segundos) é 485, 474 e 439 para $\rho_x = 1, 10$ e 50 , respectivamente.

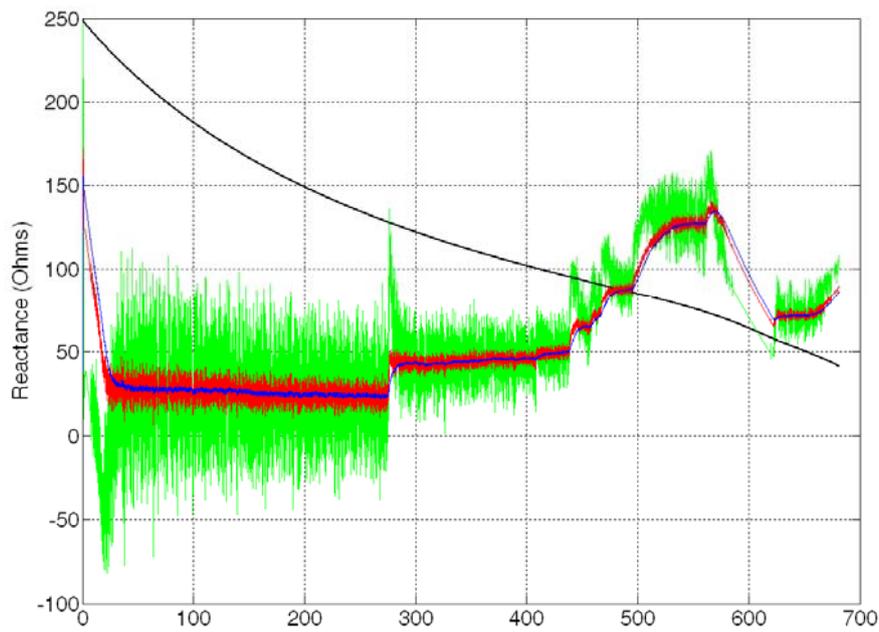


Figura 5.16 – Influência do termo derivativo no desempenho do índice I2.

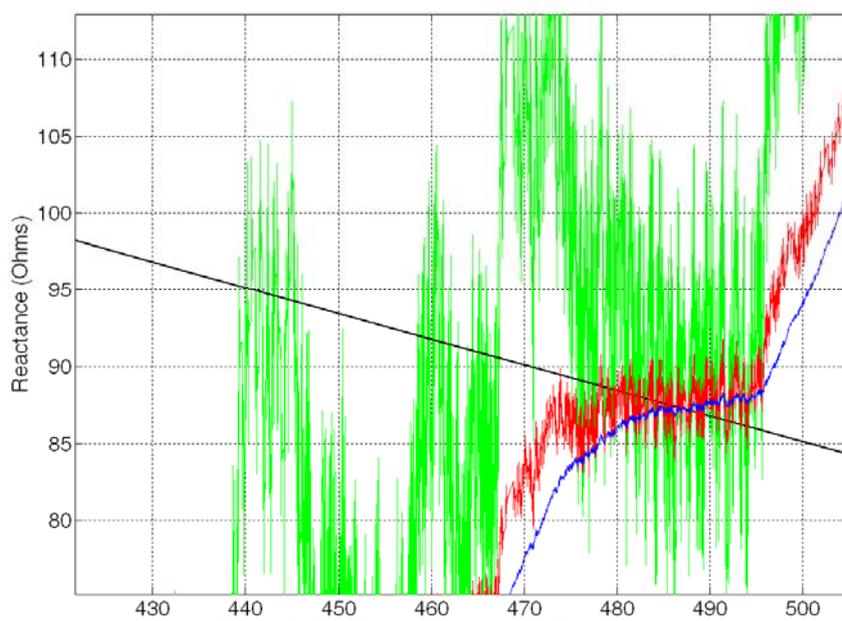


Figura 5.17 – Vista ampliada da Figura 5.16.

Um termo importante para o índice I3 é o desvio padrão, calculado com uma janela móvel da reatância de Thèvenin identificada. A Figura 5.18 mostra o desvio padrão σ_{X_i} utilizado em I3. De gráficos simulados como esse, é possível estabelecer o termo $\sigma_{X_{min}}$ a priori, também utilizado em I3. Vale a pena notar a queda no valor do desvio padrão quando o sistema se aproxima da instabilidade.

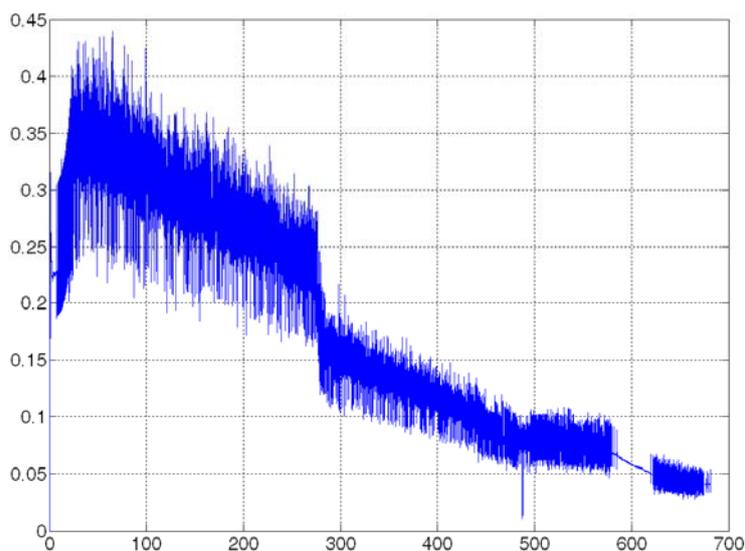


Figura 5.18 – Desvio padrão para o índice I3.

5.3 Desempenho com Grandes Perturbações

Para melhor avaliar a robustez dos índices propostos, simulações foram feitas com grandes perturbações. Novamente, dois conjuntos de testes foram realizados; um considerando uma variação de carga na forma de dente de serra e outro considerando uma variação de carga na forma de um degrau. Os testes foram realizados somente na barra de Poggio a Caiano.

A Tabela 5.2 resume o desempenho dos índices em termos do tempo para indicar a instabilidade de tensão (em segundos).

Tabela 5.2 – Tempo em segundos para indicar a instabilidade de tensão

Variação da Carga	I0	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Dente de serra	1176,3	1173,7	1172,4	1171,4	1172,8	1173,7	848,3
Degrau	900,0	900,0	850,0	900,0	900,0	900,1	*

* Acusa instabilidade desde a primeira variação de carga.

As Figuras 5.19 a 5.25 mostram os resultados para a variação da carga como dente de serra e as Figuras 5.26 a 5.32 mostram os resultados para a variação como degrau.

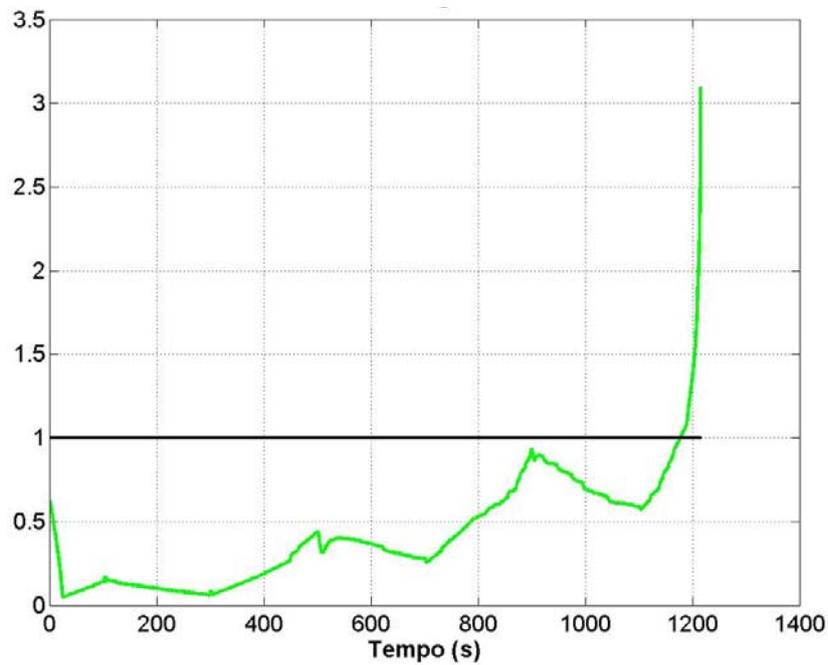


Figura 5.19 – Índice I0 com aumento de carga na forma de dente de serra.

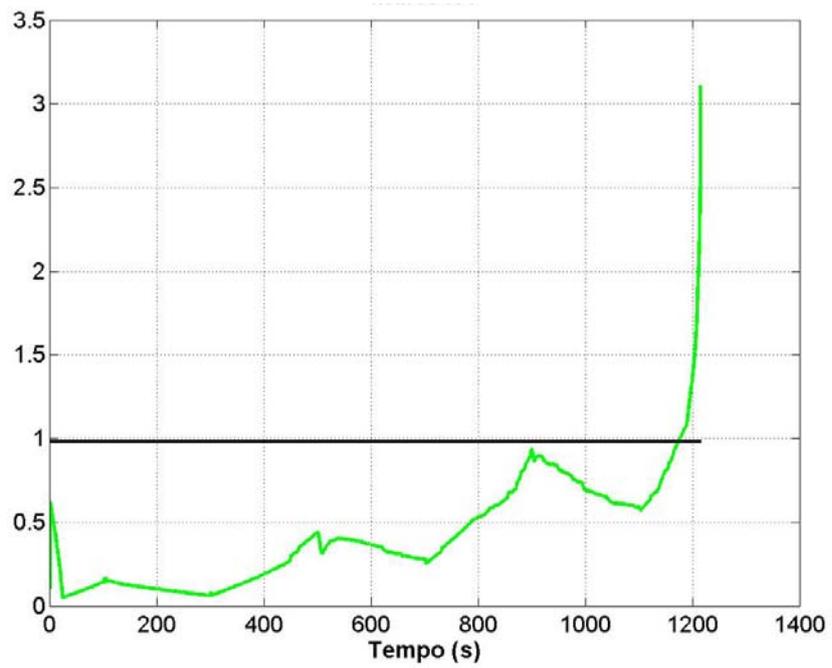


Figura 5.20 – Índice I1 com aumento de carga na forma de dente de serra.

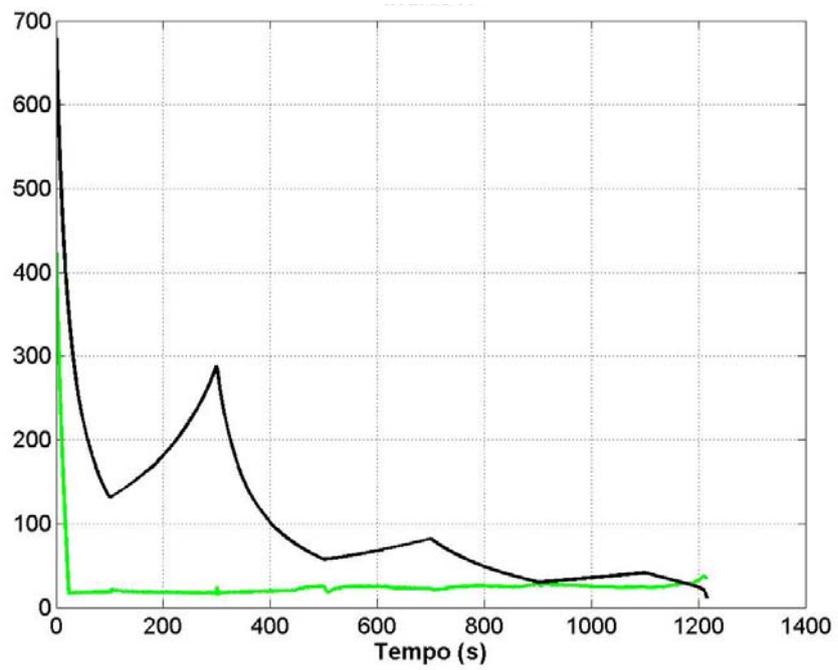


Figura 5.21 – Índice I2 com aumento de carga na forma de dente de serra.

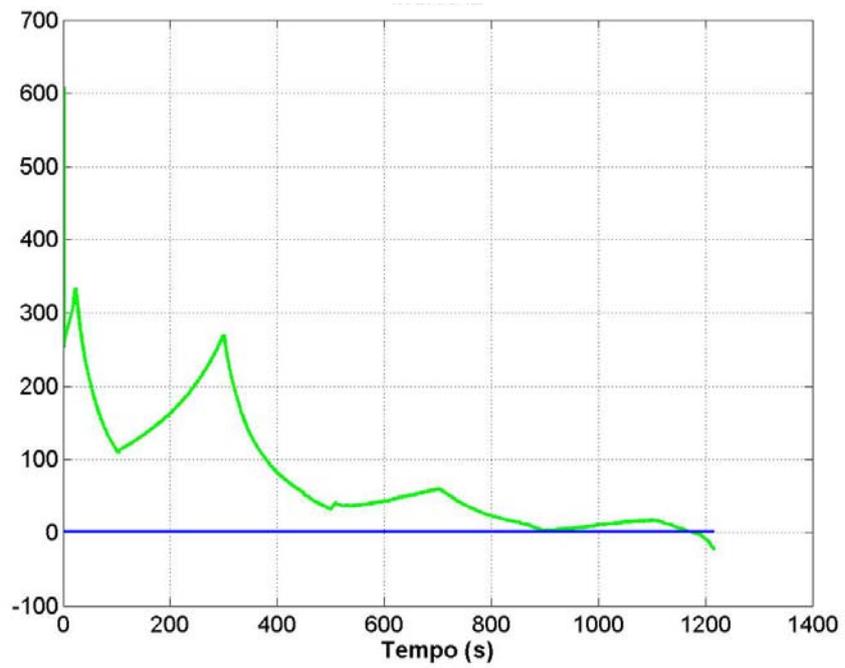


Figura 5.22 – Índice I3 com aumento de carga na forma de dente de serra.

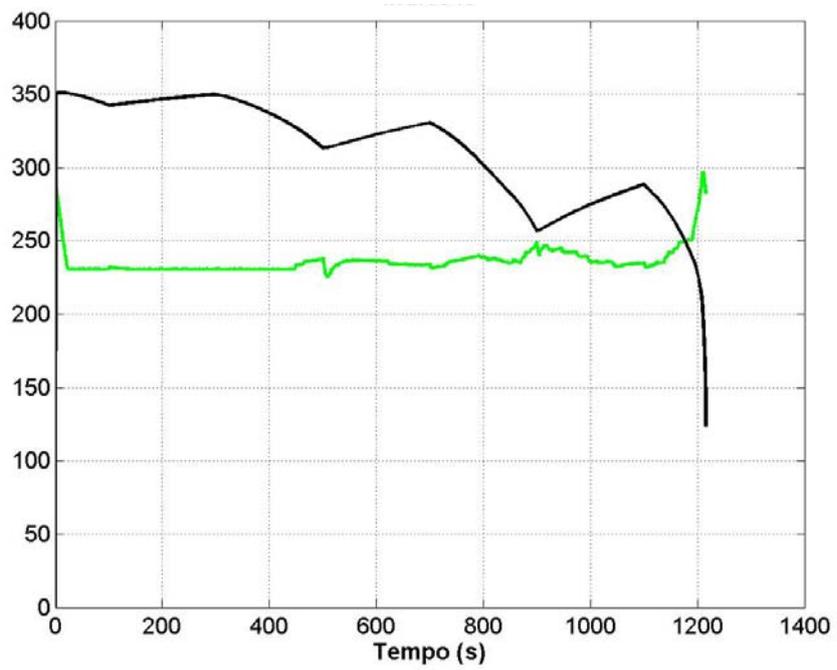


Figura 5.23 – Índice I4 com aumento de carga na forma de dente de serra.

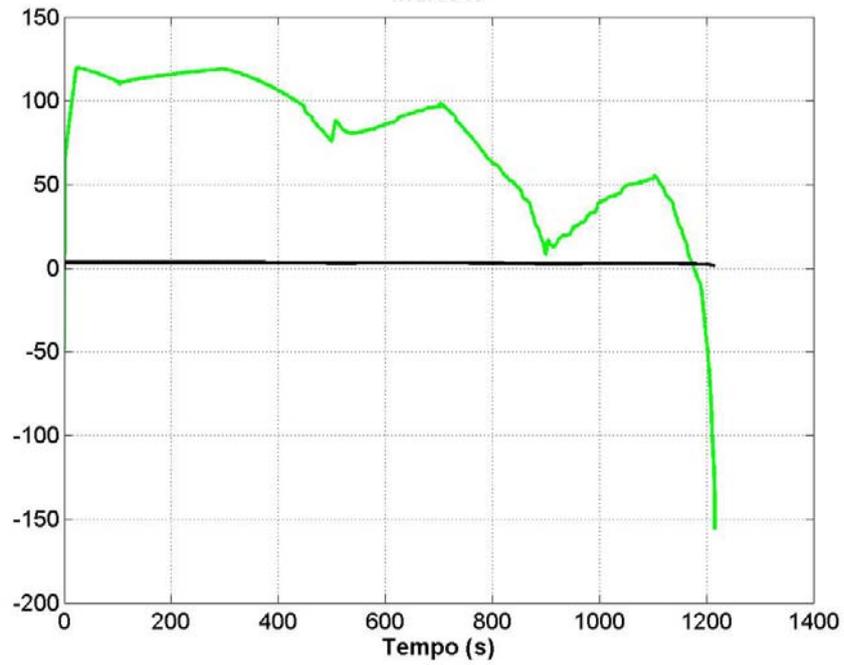


Figura 5.24 – Índice I5 com aumento de carga na forma de dente de serra.

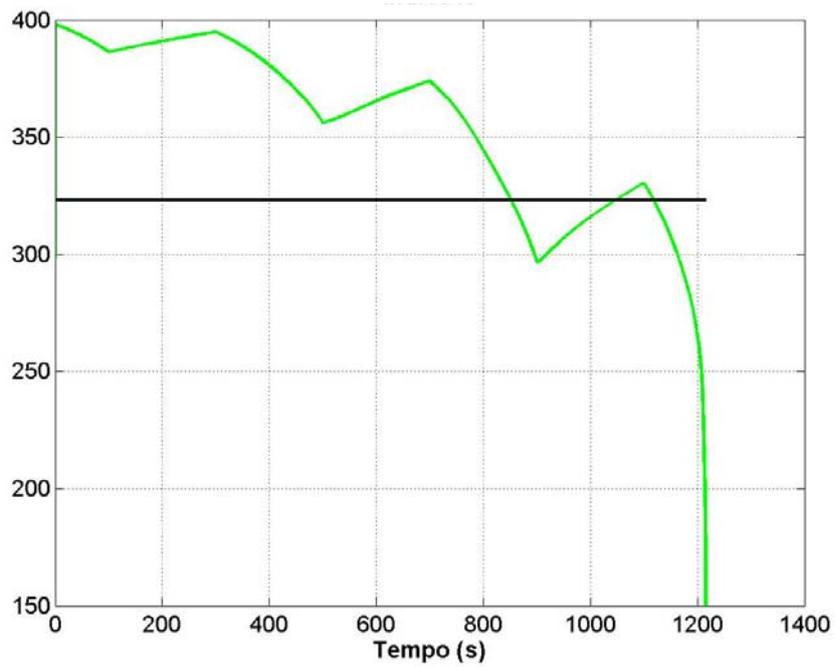


Figura 5.25 – Índice I6 com aumento de carga na forma de dente de serra.

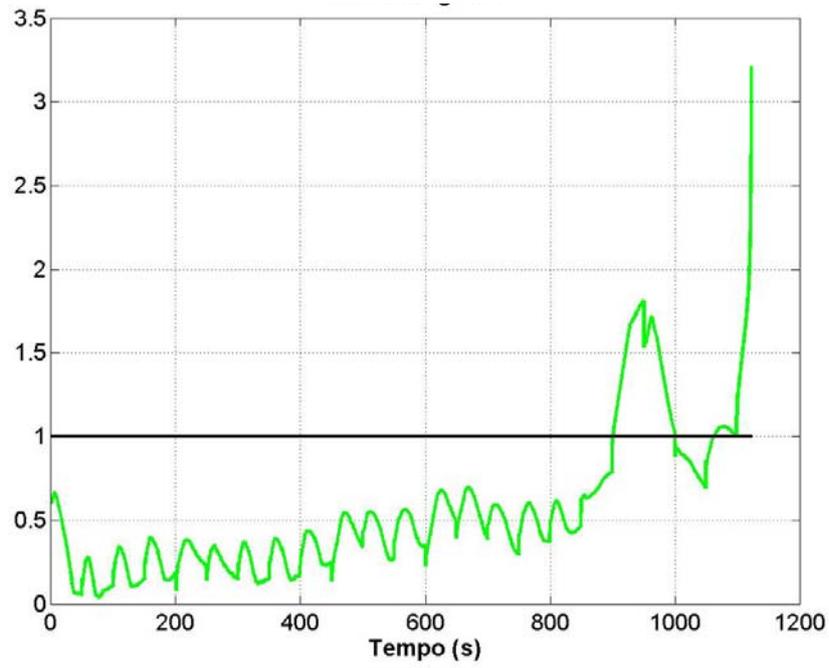


Figura 5.26 – Índice I0 com aumento de carga na forma de degrau.

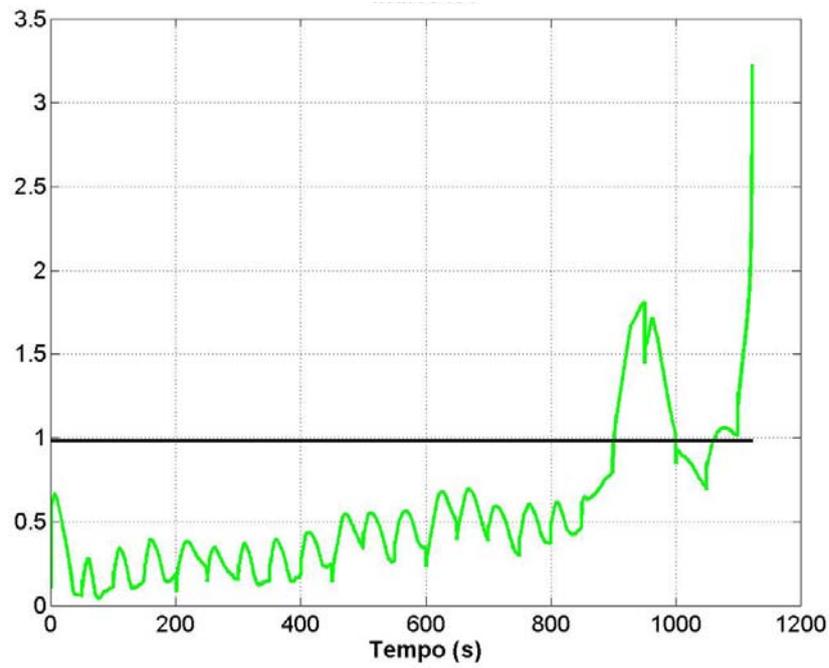


Figura 5.27 – Índice I1 com aumento de carga na forma de degrau.

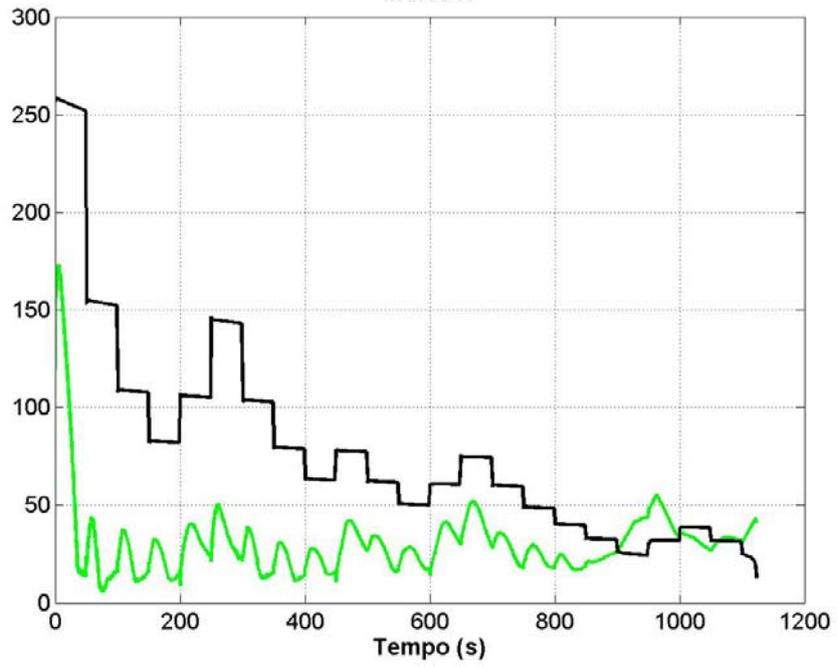


Figura 5.28 – Índice I2 com aumento de carga na forma de degrau.

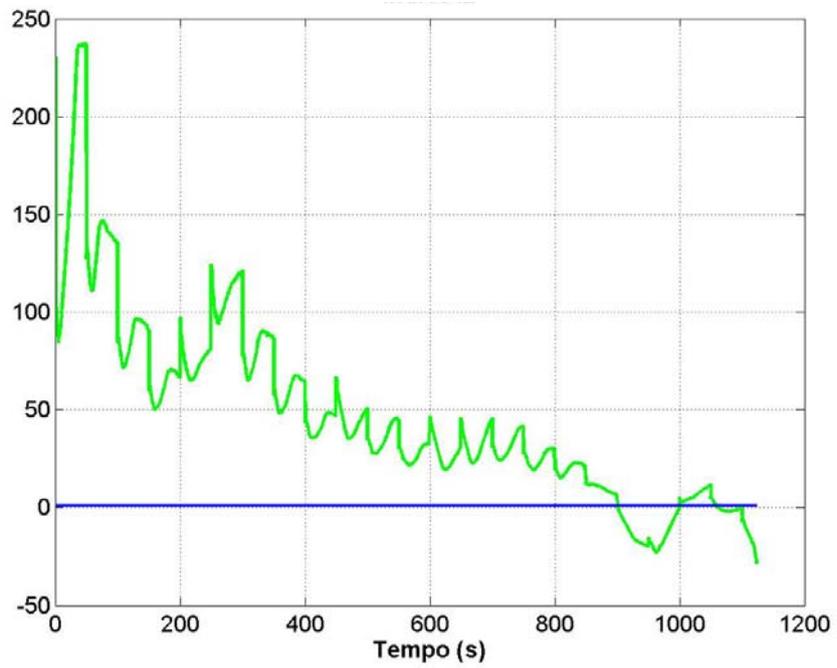


Figura 5.29 – Índice I3 com aumento de carga na forma de degrau.

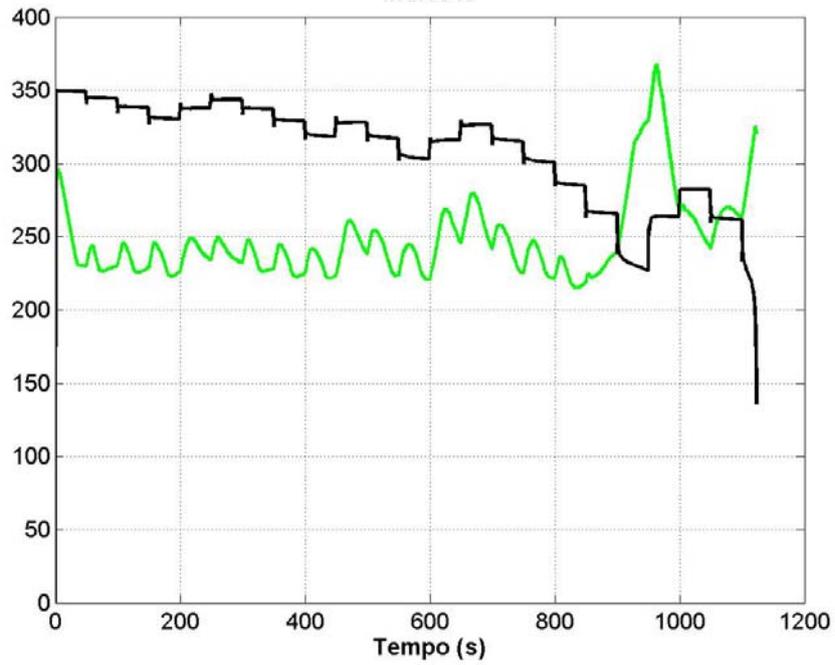


Figura 5.30 – Índice I4 com aumento de carga na forma de degrau.

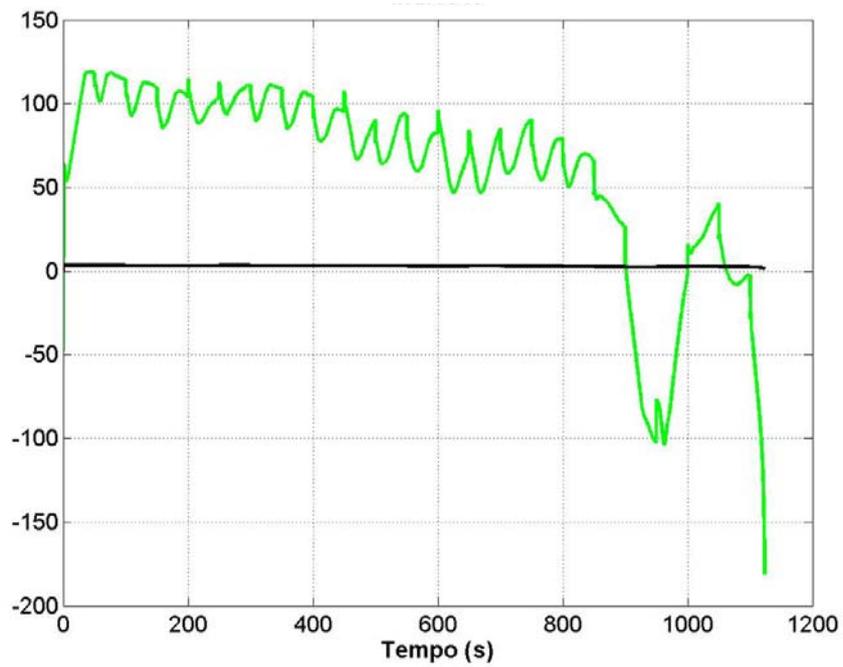


Figura 5.31 – Índice I5 com aumento de carga na forma de degrau.

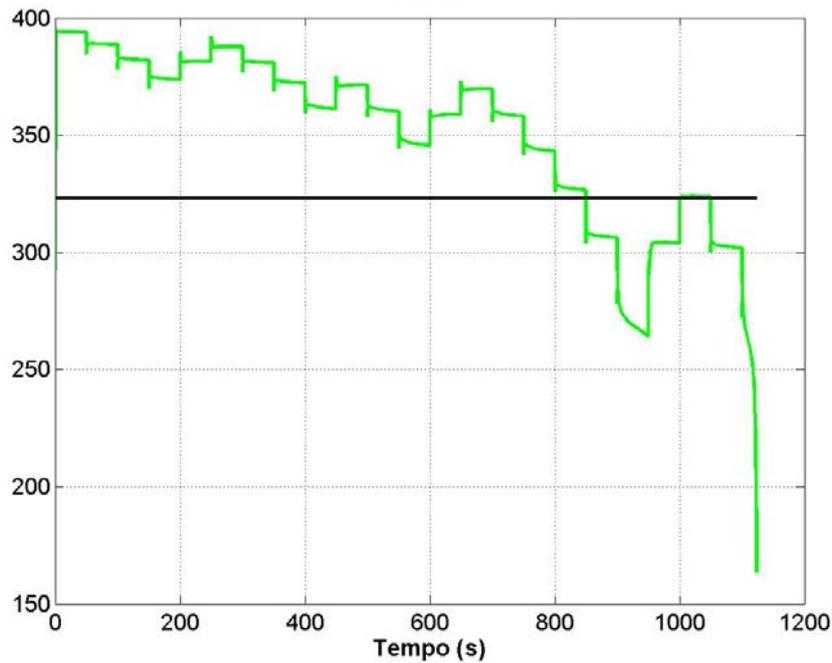


Figura 5.32 – Índice I6 com aumento de carga na forma de degrau.

Novamente, comparando a Tabela 5.2 com as Figuras 5.19 a 5.32, nota-se que os índices que possuem parte derivativa apresentaram os melhores desempenhos. Vale notar que o índice I3 também apresentou um bom desempenho nos testes. O índice I6 também apresentou desempenho semelhante ao obtido nos testes anteriores, fugindo do padrão obtido com os índices derivados a partir da identificação dos parâmetros de Thèvenin.

5.4 Sistema Interligado Nacional

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

O modelo do SIN utilizado nos testes foi disponibilizado pelo ONS para o programa ANATEM. Possui 4293 barras, 6175 linhas de transmissão e 190 geradores. Os controles também são modelados.

Inicialmente, duas barras foram consideradas nos testes, Adrianópolis 345kV no estado do Rio de Janeiro e Cachoeira Paulista 500kV no estado de São Paulo. O primeiro teste realizado consistiu, assim como no sistema italiano, em aumentar a carga nas barras de interesse em 40%/min e 10%/min na vizinhança, sempre mantendo o fator de potência constante. A área escolhida para o teste foi a área Rio, composta das regiões do centro do Rio de Janeiro, Baixada Fluminense e Niterói. O segundo teste consistiu em manter o mesmo crescimento de carga, mas com a adição de um curto-circuito trifásico franco numa das 3 linhas de transmissão de 500kV que ligam as subestações Adrianópolis e Cachoeira Paulista, com remoção do curto-circuito e conseqüente perda da linha de transmissão.

Um teste preliminar foi realizado a fim de determinar qual barra seria mais adequada para o estudo da área Rio. Para fins comparativos, apenas o índice IO foi computado. Nota-se, na Figura 5.33, que o índice IO computado com os dados fasoriais provenientes da barra de Cachoeira Paulista se mostrou mais rápido. Isto se deve ao fato de que parte da carga da área Rio não é suprida pela barra de Adrianópolis e sim pela de Cachoeira Paulista.

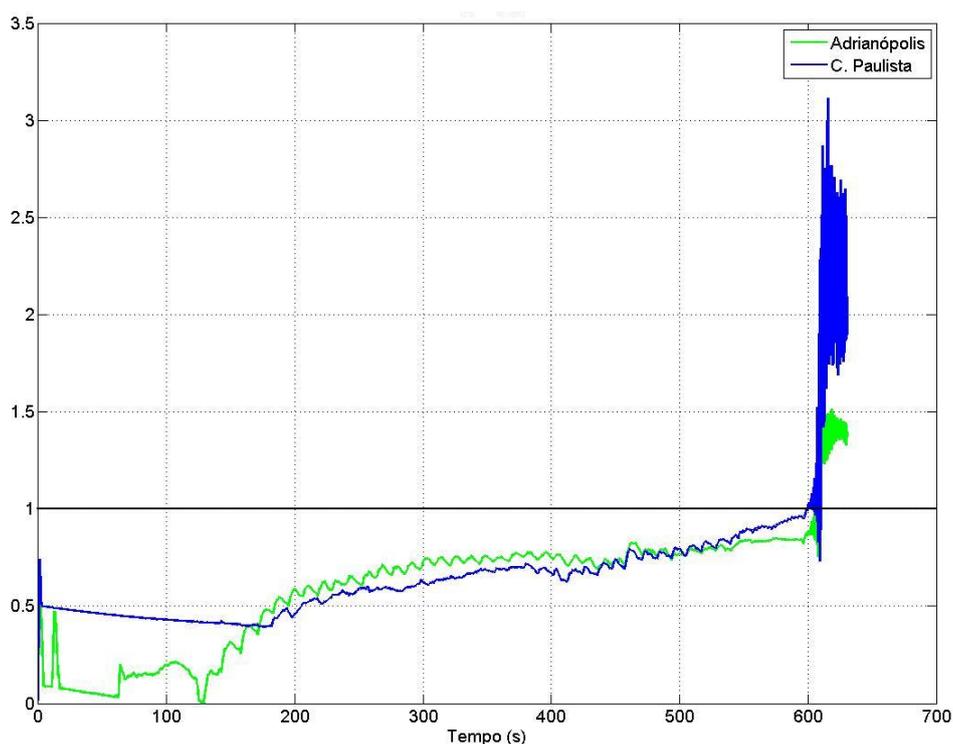


Figura 5.33 – Comparação entre o desempenho do índice I0 em C. Paulista e em Adrianópolis.

A segunda análise levou em consideração todos os indicadores propostos e utilizou as medições de tensão e corrente da barra de C. Paulista. As Figuras 5.34-5.40 mostram os resultados obtidos para cada um dos índices propostos e a Tabela 5.3 resume seus desempenhos em função do tempo.

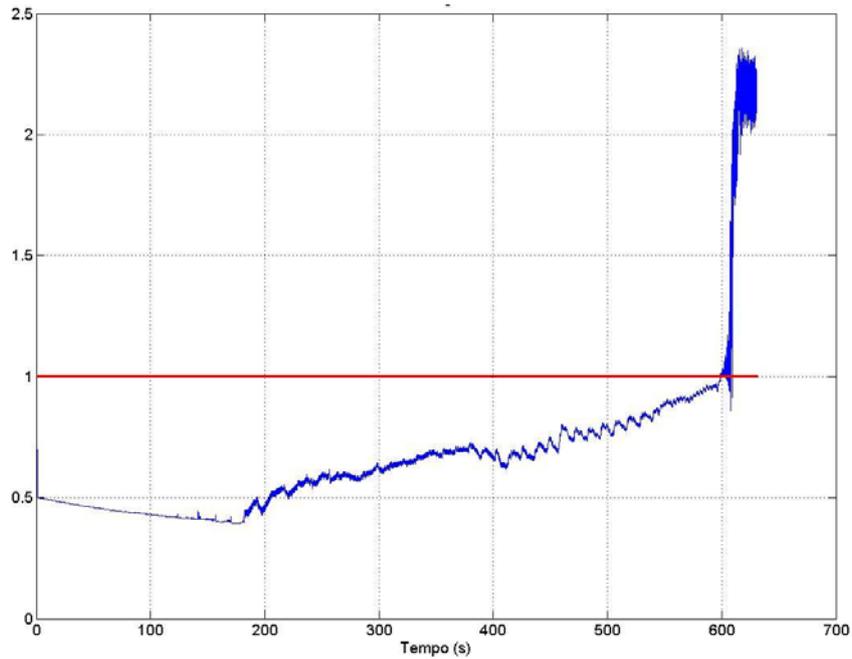


Figura 5.34 – Índice I0 em C. Paulista.

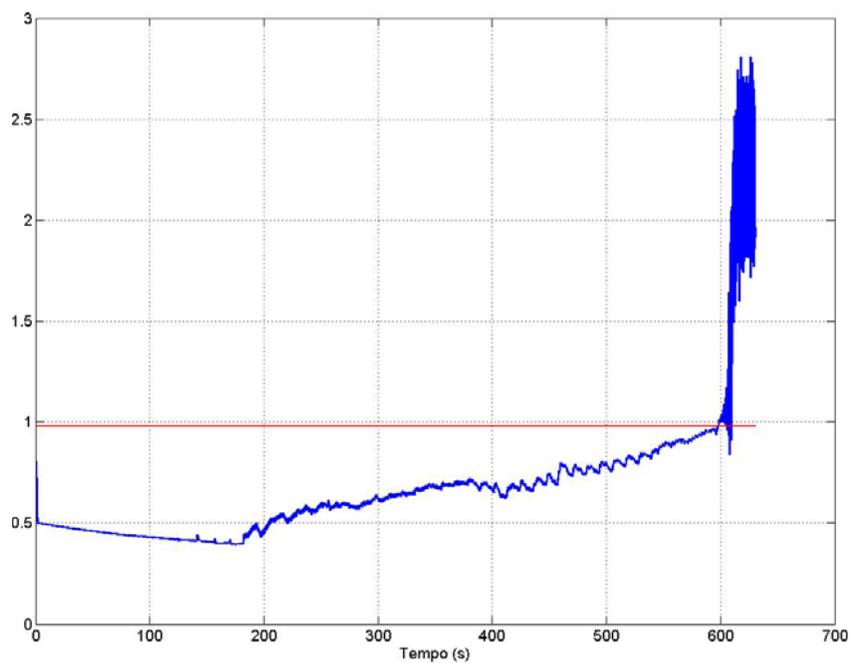


Figura 5.35 – Índice I1 em C. Paulista.

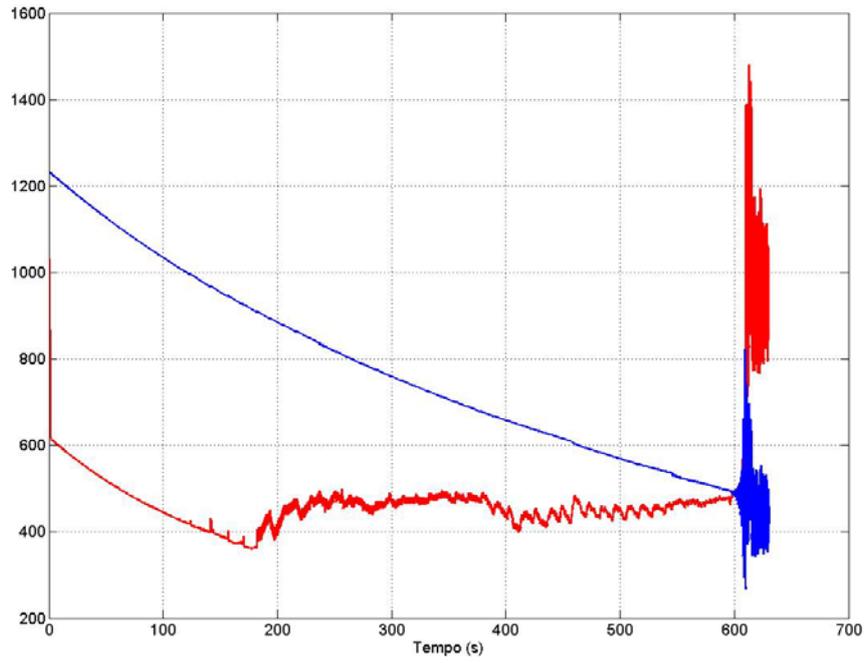


Figura 5.36 – Índice I2 em C. Paulista.

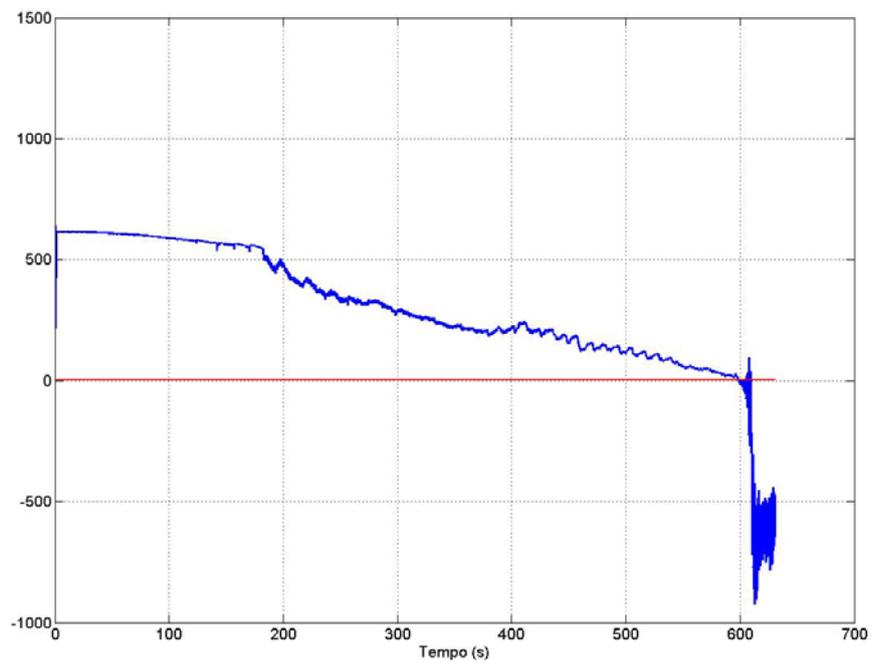


Figura 5.37 – Índice I3 em C. Paulista.

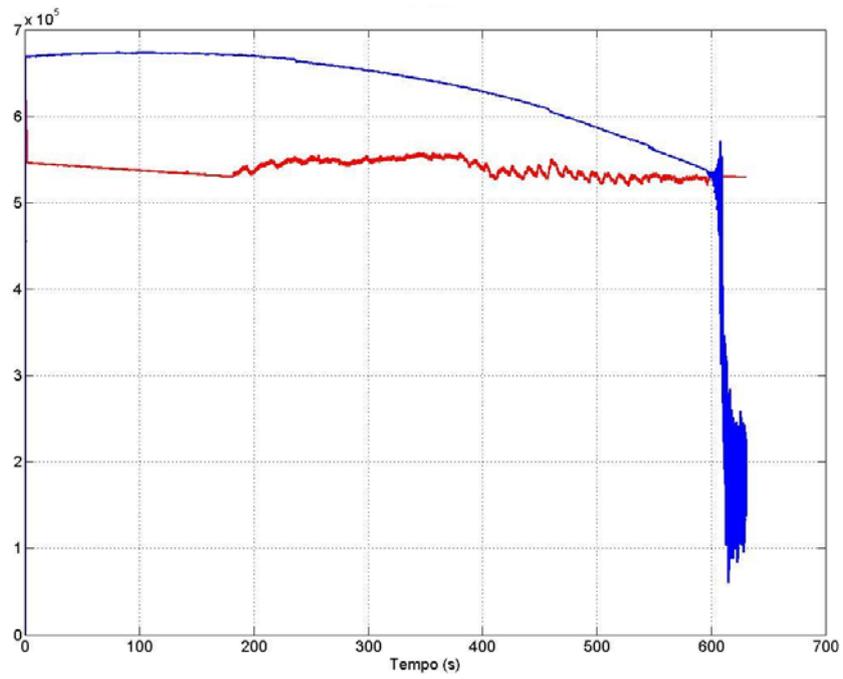


Figura 5.38 – Índice I4 em C. Paulista.

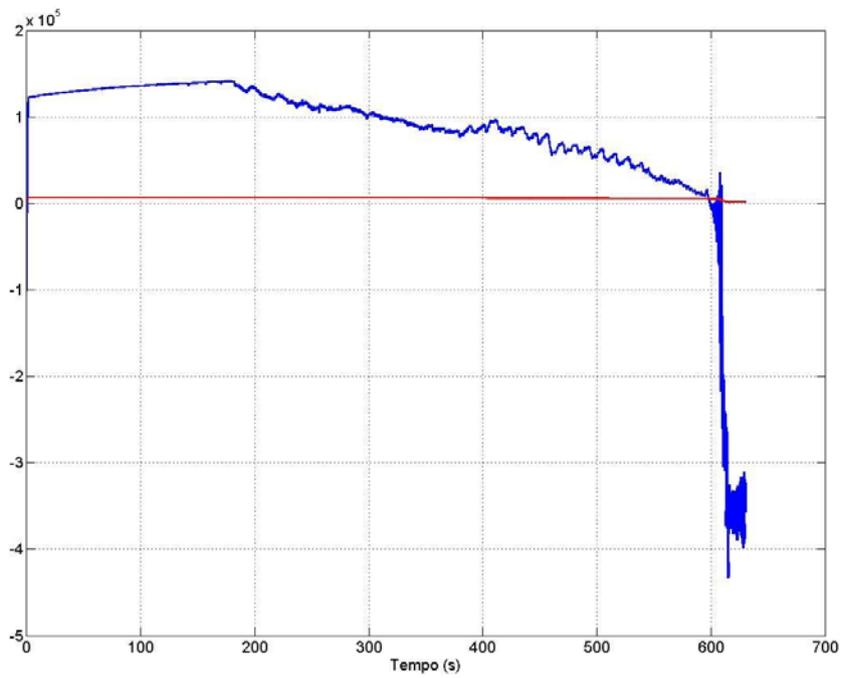


Figura 5.39 – Índice I5 em C. Paulista.

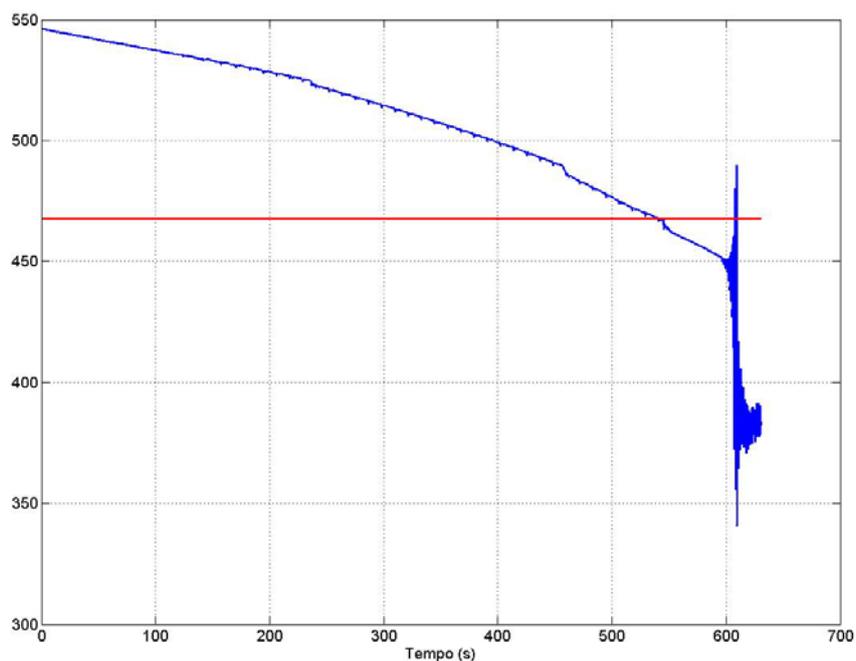


Figura 5.40 – Índice I6 em C. Paulista.

Tabela 5.3 – Tempo em segundos para a instabilidade de tensão para a barra de C. Paulista.

I0	I1	I2	I3	I4	I5	I6
598,8	597,7	590,8	598,7	590,8	597,7	540,3

Assim como no caso italiano, nota-se que os índices I2 e I4 (índices que utilizam termo derivativo) possuem resultados melhores que os demais. Nota-se também que o índice I6, que não é baseado na identificação dos parâmetros de Thévenin, apresentou resultado não condizente com o esperado, acusando instabilidade de tensão muito antes dos outros índices, o que indica um mal desempenho na identificação da instabilidade de tensão.

Para fins complementares, na Figura 5.41 é apresentado o gráfico de tensão na barra de C. Paulista durante o aumento de carga. Nota-se a queda contínua da tensão durante o aumento de carga que culmina com o início da instabilidade numérica em torno de 698 segundos (caracterizando o colapso de tensão), o que corrobora a eficácia dos indicadores.

Na Figura 5.42, pode-se observar a dinâmica das correntes de campo dos geradores de Angra, Furnas, Marimondo e Grajaú durante a simulação de aumento de carga realizada. Do mesmo modo que o gráfico da tensão, a instabilidade numérica se inicia em torno de 698 segundos. Pode-se notar também uma pequena oscilação em todas as

curvas, o que deve ser provocado pelo fato do simulador utilizado (ANATEM) ter sido desenvolvido para estudos de curto prazo.

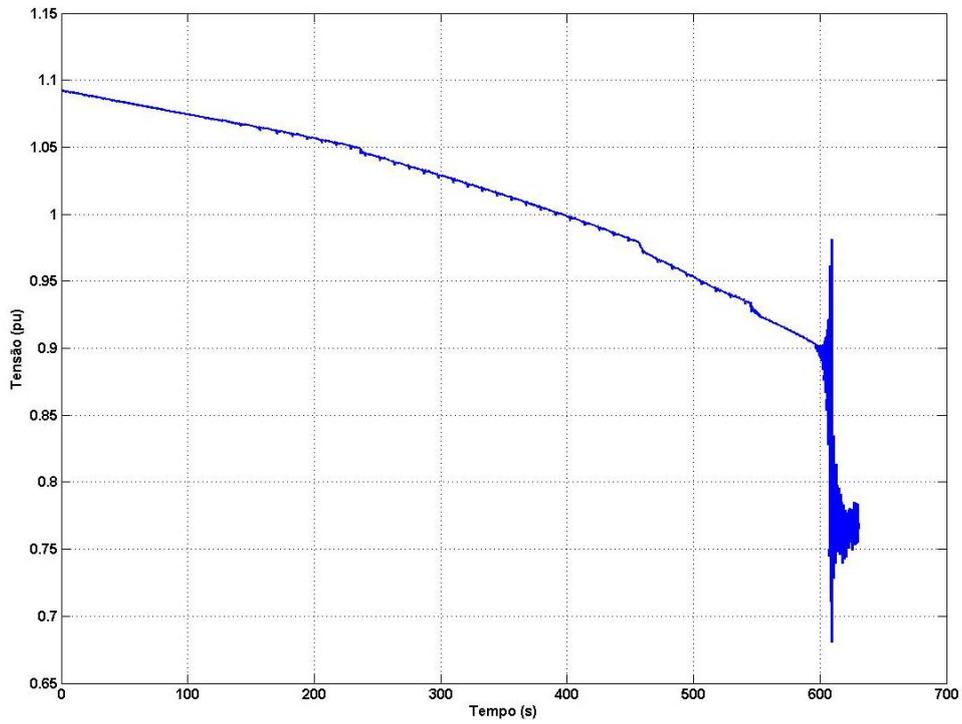


Figura 5.41 – Tensão em pu na barra de C. Paulista durante aumento de carga.

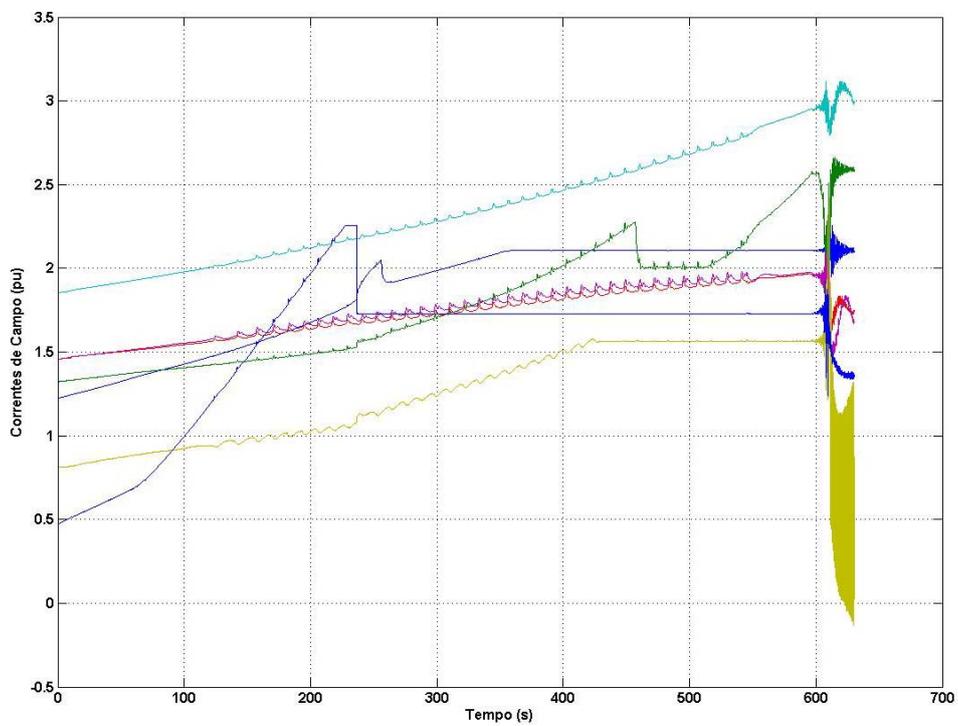


Figura 5.42 – Dinâmica das correntes de campo durante aumento de carga.

As Fig. 5.43 a 5.49 mostram os resultados obtidos para cada um dos índices propostos quando o curto-circuito trifásico franco é aplicado, seguido da remoção da LT. Pode-se notar que os índices se mostraram confiáveis, mesmo com a aplicação do curto-circuito. Nota-se também, que os índices que utilizam o termo derivativo (colunas em cinza) novamente apresentaram desempenho superior aos demais. A Tabela 5.4 resume os desempenhos dos indicadores em função do tempo.

Uma importante observação deve ser feita quanto ao comportamento dos índices durante a aplicação do curto-circuito. Nesse pequeno intervalo de tempo, os índices apresentam um transitório que deve ser ignorado, pois embora denuncie um defeito em alguma parte do sistema, acusa erroneamente a instabilidade de tensão.

Tabela 5.4 – Tempo em segundos para a instabilidade de tensão para a barra de C. Paulista com aplicação do curto-circuito.

I0	I1	I2	I3	I4	I5	I6
554,1	547,0	540,1	554,0	540,1	547,0	474,2

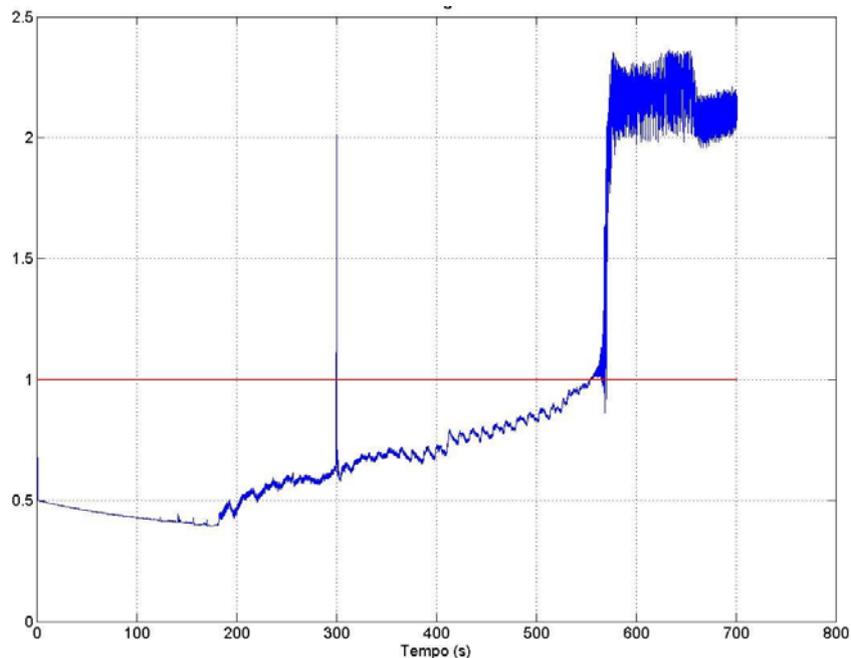


Figura 5.43 – Índice I0 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.

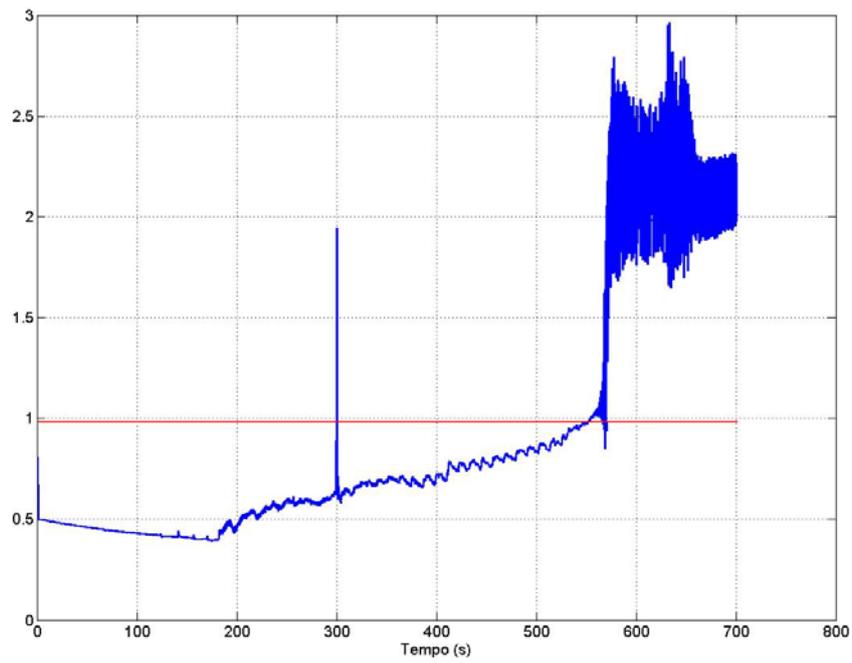


Figura 5.44 – Índice I1 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.

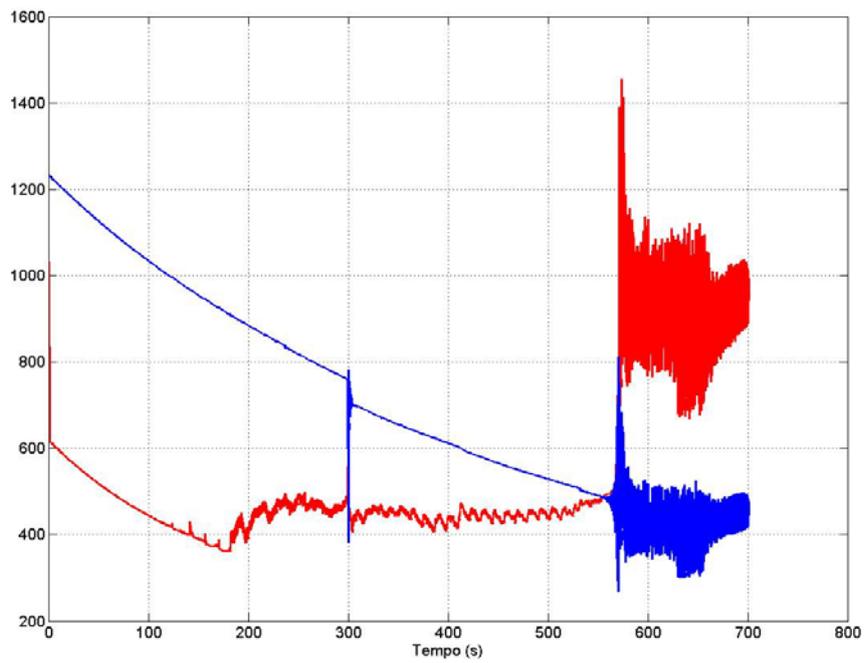


Figura 5.45 – Índice I2 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.

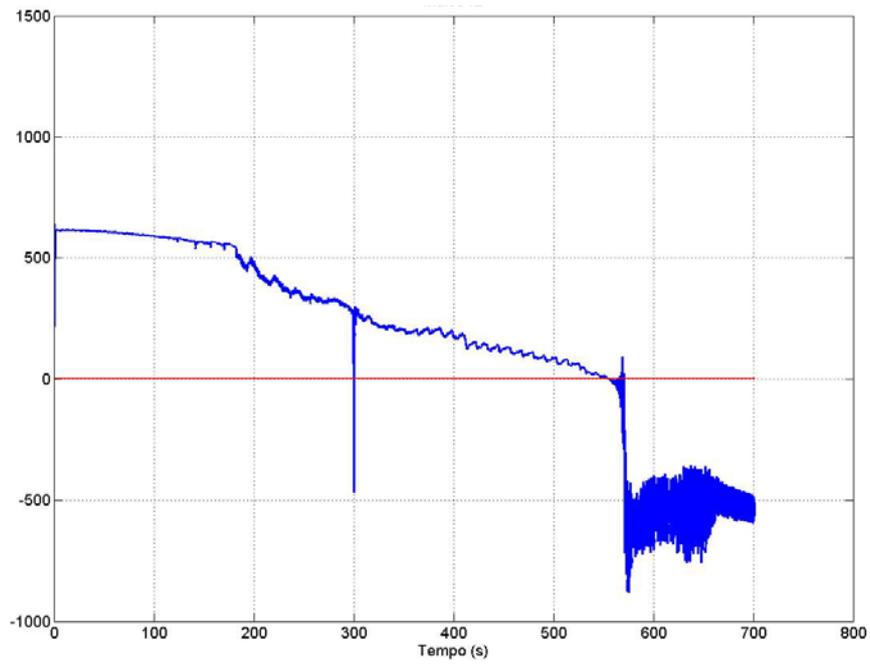


Figura 5.46 – Índice I3 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.

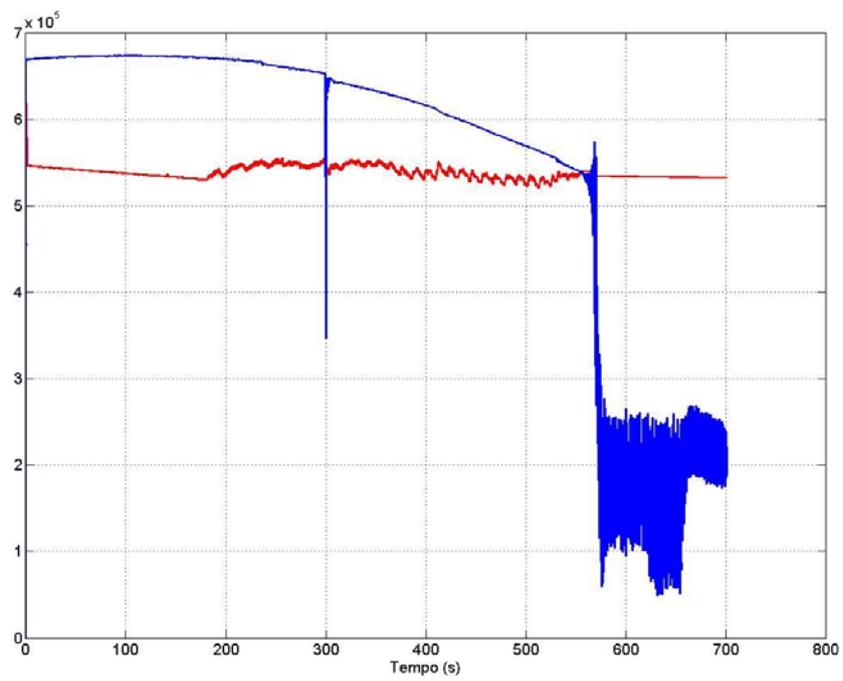


Figura 5.47 – Índice I4 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.

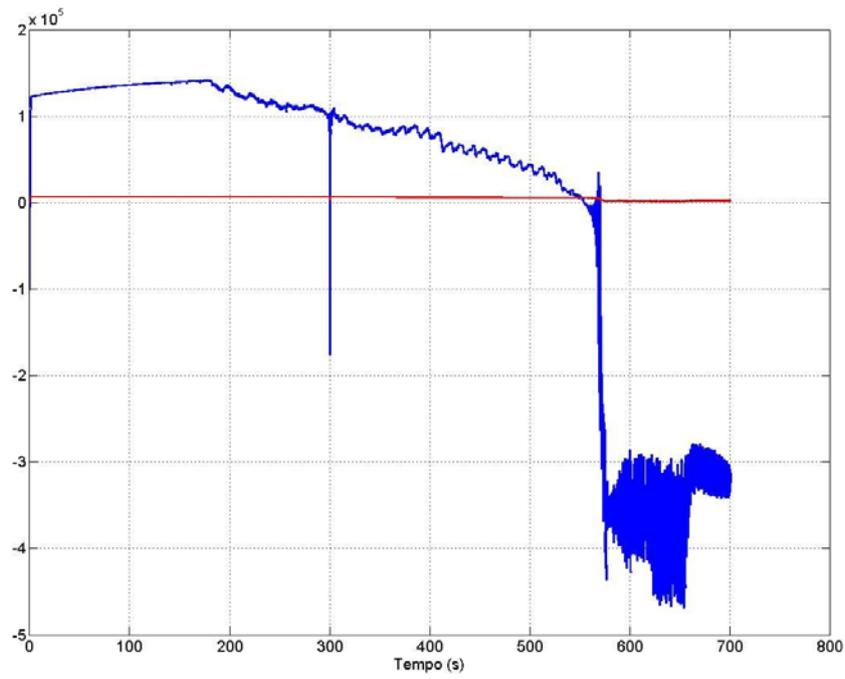


Figura 5.48 – Índice I5 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.

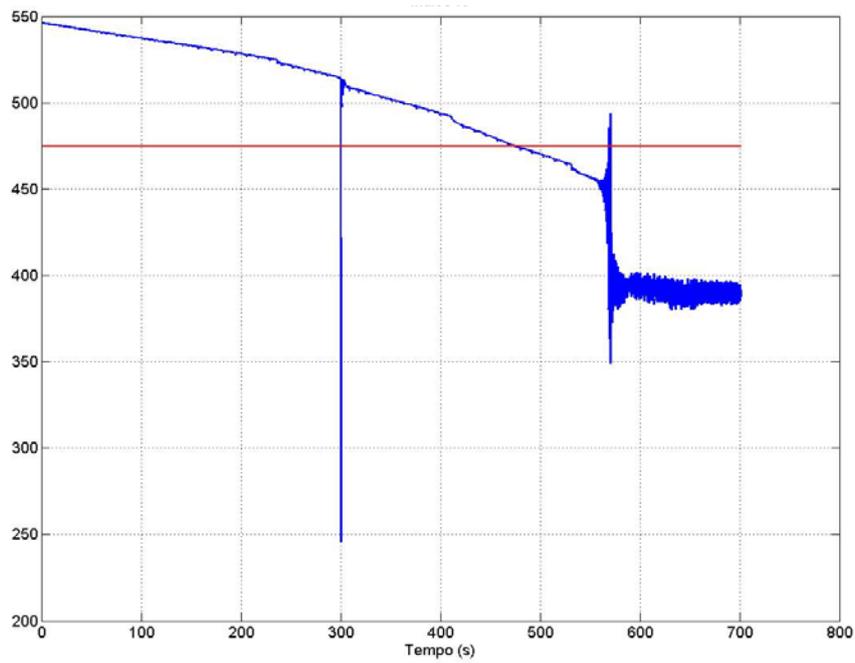


Figura 5.49 – Índice I6 em C. Paulista com aplicação de curto-circuito trifásico franco.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Conclusão do Trabalho

Esta dissertação apresentou e testou diversos indicadores de instabilidade de tensão baseados em medição fasorial. Esta tecnologia, que vem se estabelecendo nos últimos anos, 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.

Os indicadores propostos são baseados em 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 EAT possuidora de uma PMU.

O algoritmo de identificação proposto e os indicadores de instabilidade de tensão são intensamente checados com a realização de testes dinâmicos no sistema italiano e no SIN com foco na área Rio. A eficácia do algoritmo de identificação foi confirmada pelos resultados satisfatórios dos indicadores propostos com diferenças mínimas entre si para a indicação da instabilidade de tensão.

Os resultados foram bastante claros e precisos, não obstante a alta velocidade de identificação imposta ($m=4 \Leftrightarrow 80\text{ms}$) e a variação de alguns dados do sistema como, por exemplo, a frequência de operação (50Hz no sistema italiano e 60Hz no SIN).

Os testes realizados referem-se a um aumento contínuo da carga na forma de uma rampa; aumentos bruscos de carga na forma de dentes de serra e de degraus; e também com aplicação de curto trifásico franco numa LT para checar a robustez dos indicadores propostos.

Os indicadores que utilizam termo derivativo alcançaram resultados mais satisfatórios, o que realça a importância do ganho derivativo. Deve-se salientar que um aumento indiscriminado do ganho pode acarretar em resultados aparentemente melhores, mas não condizentes com a realidade, pois a alta oscilação produzida por ganhos maiores, pode induzir a um falso alarme de instabilidade.

6.2 Proposta de Trabalhos Futuros

Sugere-se, como futuros trabalhos, que sejam realizados estudos sobre a melhor localização dos dispositivos PMU num sistema elétrico para que os resultados obtidos sejam precisos e capazes de detectar a instabilidade de tensão em todo o sistema. Sugere-se também a elaboração de um programa computacional capaz de fornecer aos operadores do sistema, em tempo real, quão próximo da instabilidade de tensão o sistema se encontra, assim como sugestões de medidas a serem tomadas. Além disso um futuro trabalho poderá complementar o projeto MedFasee [21], realizado pela Universidade Federal de Santa Catarina, ao testar os indicadores estudados neste trabalho com dados reais do sistema elétrico obtidos com esse projeto.

Sugere-se também a utilização de dados fasoriais de mais de uma barra de EAT. Nesse caso, o algoritmo deverá utilizar a composição dos fasores sincronizados. Em alguns sistemas talvez esta seja a única solução eficaz.

Bibliografia

- [01] Taylor, C., **Power System Voltage Stability**. McGraw-Hill, 1994.
- [02] Penna L. D., 2005, **Validação de um Simulador de Fenômenos Dinâmicos de Curto e Médio Prazo**, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- [03] Balu N., Bertram T., Bose A., Brandwajn V., Cauley G., Curtice D., Fouad A., Fink L., Lauby M.G., Wollenberg B.F., Wrubel J.N., **On Line Power System Security Analysis**, In Proceedings of the IEEE 80(2) pp. 262-280, 1992.
- [04] Kundur P., **Power System Stability And Control**, McGraw-Hill, 1994.
- [05] 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.
- [06] Francisco G. S., 2005, **Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá.
- [07] Cañizares, C. A., **Voltage Stability Assessment, Procedures And Guides**, IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, New York, 2001.
- [08] Zambroni, De Souza A. C., **New Technique To Efficiently Determine Proximity To Static Voltage Collapse**, Phd Thesis, University Of Waterloo, Canada, 1995.
- [09] Silveira C. S., **Estudo de Máximo Carregamento em Sistemas de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2003
- [10] 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.
- [11] Smon 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.
- [12] Corsi S., Taranto G. N., Guerra L. N. A., **New Real-Time Voltage Stability Indicators Based on Phasor Measurement Unit Data**, CIGRE, 2008

- [13] Corsi S., Taranto G. N., **A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1271-1278, 2008.
- [14] 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.
- [15] Corsi S., Taranto G. N., **Voltage Instability – The Different Shapes Of The “Nose”**, Bulk Power Systems Dynamics And Control VII, IREP Conference, Charleston, SC, USA, 2007.
- [16] Ehrensperger J. G., **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada - Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.
- [17] Phadke A. G., **Synchronized Phasor Measurement In Power Systems**, IEEE Computer Applications On Power Systems, New York, Vol. 6, N. 2, pp. 10-15, 1995.
- [18] IEEE, C37.118, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, 2000.
- [19] Faucon O., Dousset L., **Coordinate Defense Plan Protects Against Transient Instabilities**, IEEE Computer Applications On Power Systems, New York, Vol. 10, N. 3, pp. 22-26, 1997.
- [20] 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.
- [21] Wilson R. E., **PMUs (Phasor Measurement Units)**, IEEE Potentials, New York, Vol. 13, N. 2, pp. 26-28, 1994.
- [22] Decker, I. C., Dotta, D., Agostini, M. N. et al., **Performance of a Synchronized Phasor Measurements System in the Brazil Power System**, In: *IEEE PES General Meeting*. Montreal, Canadá, 2006.