

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO DO SISTEMA
ELÉTRICO DO TRAMOESTE USANDO DADOS REAIS DE
SINCROFASORES DE TENSÃO E CORRENTE

BERNARD CARVALHO BERNARDES

DM 08/2013

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Março/2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BERNARD CARVALHO BERNARDES

AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO DO SISTEMA
ELÉTRICO DO TRAMOESTE USANDO DADOS REAIS DE
SINCROFASORES DE TENSÃO E CORRENTE

DM 08/2013

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Março/2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BERNARD CARVALHO BERNARDES

AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO DO SISTEMA
ELÉTRICO DO TRAMOESTE USANDO DADOS REAIS DE
SINCROFASORES DE TENSÃO E CORRENTE

Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Março/2013

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Bernardes, Bernard Carvalho, 1985-
Avaliação da margem de estabilidade de tensão
do sistema elétrico do tramoeste usando dados
reais de sincrofasores de tensão e corrente /
Bernard Carvalho Bernardes. - 2013.

Orientador: João Paulo Abreu Vieira;
Coorientador: Ubiratan Holanda Bezerra.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém,
2013.

1. Sistemas de energia elétrica -
estabilidade - Pará. 2. Sistema de energia
elétrica - medição. I. Título.

CDD 22. ed. 621.3191

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

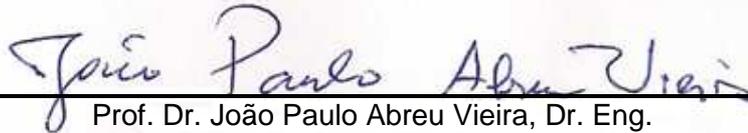
“AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DO TRAMOESTE USANDO DADOS REAIS DE SINCROFASORES DE TENSÃO E CORRENTE”

AUTOR: BERNARD CARVALHO BERNARDES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM: 06 / 03 / 2013

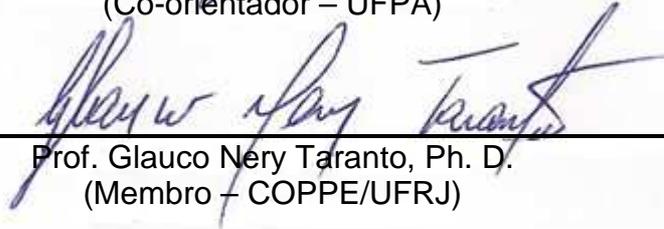
BANCA EXAMINADORA:



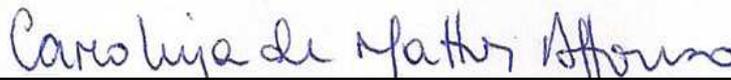
Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira, Dr. Eng.
(Orientador – UFPA)



Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra, Dr. Sc.
(Co-orientador – UFPA)



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph. D.
(Membro – COPPE/UFRJ)



Profa. Carolina de Mattos Affonso, Dra. Eng.
(Membro – UFPA)

VISTO:

Prof. Evaldo Gonçalves Pelaes, Dr. Eng.
(Coordenador do PPGE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

*Ao meu pai, Severino
Bernardes, e a minha mãe,
Maria da Conceição Martins
Carvalho, pelos conhecimentos
repassados e pela paciência
com a qual me criaram.*

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo a Deus por permitir que eu chegasse até aqui com vida e saúde.

Aos professores João Paulo Abreu Vieira e Ubiratan Holanda Bezerra, pelo empenho e dedicação na orientação deste trabalho, pelas inúmeras conversas que tivemos sempre me incentivando a alcançar os objetivos que traçamos juntos, meus mais profundos e sinceros agradecimentos.

Aos demais professores, colegas e funcionários do Programa de Pós-Graduação em engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, pelo agradável convívio durante esses anos de curso.

A Eletrobrás Eletronorte, na pessoa do Engenheiro Joaquim Américo Pinto Montinho Beck, pelo acesso as informações necessárias à execução deste trabalho.

A CAPES pelo suporte financeiro e a Universidade Federal do Pará pelo acesso aos meios essenciais para o desenvolvimento desta Dissertação.

Aos meus amigos, companheiros de todas as horas, pela amizade e momentos felizes que me proporcionaram. Em especial aos amigos do Ceamazon pelos longos e felizes anos de amizade.

A minha noiva Núbia, pelo companheirismo e cumplicidade que me proporcionou por todos esses dias.

A minha família, por confiarem em mim e me proporcionarem uma boa base familiar que me permitiu alcançar meus objetivos.

A todos os citados meus mais sinceros agradecimentos por fazerem parte da minha vida.

RESUMO

A presente dissertação avalia a margem de estabilidade de tensão da subestação de Rurópolis-PA 230 kV do sistema elétrico Tramoeste da Eletrobrás Eletronorte, utilizando medições locais de fasores de tensão e corrente obtidos através do concentrador de dados fasoriais ou (PDC, do inglês Phasor Data Concentrator) da Eletronorte. A avaliação é baseada na identificação dos parâmetros do equivalente Thévenin (tensão e impedância) “vistos” a montante da subestação em estudo. Os parâmetros do equivalente Thévenin são estimados a partir dos fasores de tensão e corrente medidos localmente, assim como a impedância da carga é calculada usando os mesmos fasores. A margem de estabilidade de tensão determina a distância dada entre os valores, em módulo, da impedância de Thévenin e da impedância da carga. Essa margem, para a subestação referida, foi avaliada em três casos. O primeiro caso avalia a margem considerando dois patamares de carga (leve e pesada); o segundo caso avalia a margem considerando dois níveis de geração na Usina de Tucuruí; e o terceiro caso avalia a margem frente a duas perturbações no Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo uma perturbação mais próxima, eletricamente, e outra mais distante da subestação de Rurópolis 230 kV. Os resultados obtidos demonstram uma aplicação promissora das análises propostas para serem usadas em tempo real em sistemas de potência, beneficiando aplicações de ações corretivas.

PALAVRAS-CHAVES: Estabilidade de tensão, unidades de medições fasoriais, sistema elétrico Tramoeste, equivalentes de Thévenin.

ABSTRACT

The present work evaluates the voltage stability margin at the Rurópolis 230-kV substation on the Tramoeste Eletrobrás Eletronorte Power System using local voltage and current phasor measurements obtained from the Eletronorte's phasor data concentrator (PDC). The evaluation is based on the identification of the Thevenin voltage and impedance equivalents "seen" from the bus under analysis. The Thevenin equivalent parameters are estimated through the local voltage and current phasor measurements. It is also possible to compute the equivalent load impedance using the same phasor measurements. The voltage stability margin determines the distance between the absolute values of the Thevenin equivalent impedance and the load impedance. The proposed analysis was tested in the Ruropolis 230 kV load bus, in three different operational situations: 1) light and heavy loads at Ruropolis bus 2) minimum and maximum generation levels at the Tucuruí hydroelectric power plant 3) two large perturbations that occurred on the Brazilian Interconnected Power System. The obtained results demonstrated a promising application of the proposed analysis for use in real time power system voltage security monitoring benefiting the applications of remedial actions.

KEYWORDS: Voltage stability, phasor measurement units (PMU), Tramoeste power system, Thevenin equivalent.

SUMÁRIO

RESUMO	VII
ABSTRACT	VIII
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	XI
Capítulo 1 – INTRODUÇÃO	01
1.1 Introdução	01
1.2 Revisão Bibliográfica	02
1.3 Objetivos	04
1.4 Organização da Dissertação	04
Capítulo 2 – SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL	06
2.1 Introdução	06
2.2 Desenvolvimento do Sistema de Medição Fasorial	08
2.3 Fontes de Sincronização	09
2.4 O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada	10
2.5 Aplicações da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada	11
2.6 Constituição de um sistema Medição Fasorial	11
2.6.1 A Unidade de Medição Fasorial (PMU)	12
2.6.1.1 O Processo de Medição Fasorial	13
2.6.1.2 Formatação das Medidas Fasoriais	14
2.6.2 O Concentrador de Dados	16
2.6.2.1 Estrutura Física e Aplicativos de Software	16
2.6.3 Canais de Comunicação	18
2.7 A Experiência Brasileira Com Medição Fasorial Sincronizada	19
2.8 O Centro de Medição Fasorial da Eletrobrás Eletronorte	20
Capítulo 3 – ESTABILIDADE DE TENSÃO	22
3.1 Estabilidade de Sistemas de Potência	22
3.2 Estabilidade Angular	23
3.2.1 Estabilidade Angular a Pequenas Perturbações	23
3.2.2 Estabilidade Transitória	23

3.3	Estabilidade de Frequência	24
3.4	Estabilidade de Tensão	24
3.4.1	Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações	26
3.4.2	Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações	26
3.4.3	Estabilidade de Tensão de Curto Prazo	27
3.4.4	Estabilidade de Tensão de Longo Prazo	27
Capítulo 4	– ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	28
4.1	Introdução	28
4.2	Margem de Estabilidade de Tensão	29
4.3	Fundamento Teórico do Método	30
4.3.1	Máxima Transferência de Potência	30
4.4	Algoritmo de Identificação	34
Capítulo 5	– ESTUDO DE CASO	41
5.1	Introdução	41
5.2	Caso 1: Avaliação da Margem de Estabilidade Levando em Consideração o Carregamento do Sistema	42
5.3	Caso 2: Avaliação da Margem de Estabilidade Considerando a Entrada de Fontes Geradoras	47
5.4	Caso 3: Avaliação da Margem de Estabilidade da SE RU Frente a Grandes Perturbações	51
5.3.1	Perturbação dia 29/03/2012	51
5.3.2	Perturbação dia 22/09/2012	57
Capítulo 6	– CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	63
6.1	Conclusões	63
6.2	Trabalhos Futuros	65
Capítulo 7	– REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
ANEXO	68

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 a)	Gráficos Obtidos com Dados Oriundos de sistemas SCADA	07
Figura 2.1 b)	Gráficos Obtidos com Dados Oriundos de SMFS	08
Figura 2.2	Visão Geral de um Sistema de Medição Fasorial (EHRENSPERGER, 2004)	10
Figura 2.3	Estrutura Básica das PMUs (EHRENSPERGER, 2004)	12
Figura 2.4	Funções Básicas do PDC (EHRENSPERGER, 2004)	18
Figura 2.5	As Três Primeiras PMUs localizadas no Sistema Elétrico da Eletronorte	20
Figura 2.6	Arquitetura Inicial do Centro de Medição Fasorial da Eletronorte	20
Figura 2.7	Atual Localização das PMUs no Sistema Elétrico da Eletronorte	21
Figura 3.1	Classificação da estabilidade de sistemas de potência, adaptado de (KUNDUR et al., 2004)	22
Figura 4.1	Circuito Equivalente de Thévenin	30
Figura 4.2	Sistema de duas barras, adaptado de KUNDUR (1994)	31
Figura 4.3	Tensão, corrente e potência como função da impedância da carga para o sistema da Figura 4.2. Com $\theta = 18,2^\circ$, $\varphi = 84,2^\circ$ e $I_{sc} = E_{Th}/Z_{Th}$	33
Figura 4.4	Características da curva PV do sistema da Figura 4.2, Adaptado de KUNDUR (1994)	34
Figura 4.5	Circuito Equivalente de Thévenin	35
Figura 4.6	Diagrama Fasorial do Circuito Equivalente de Thévenin	36
Figura 5.1	Diagrama elétrico do Estado do Pará (ELN)	41
Figura 5.2	Diagrama elétrico da SE Rurópolis (ELN)	42
Figura 5.3	Magnitude das tensões na carga medidas pela PMU	43
Figura 5.4	Correntes da carga medidas pela PMU	44
Figura 5.5	Impedâncias de Thévenin	44

Figura 5.6	Impedâncias da carga	45
Figura 5.7	Tensões estimadas de Thévenin	46
Figura 5.8	Índice I0	46
Figura 5.9	Geração de energia pelas fontes hidráulicas da região Norte no ano de 2012. (ONS)	47
Figura 5.10	Tensões na carga, medidos pela PMU	48
Figura 5.11	Correntes na carga, medidos pela PMU	48
Figura 5.12	Impedâncias da carga para dos dias distintos	49
Figura 5.13	Impedâncias estimadas de Thévenin	50
Figura 5.14	Índice I0	50
Figura 5.15 a)	Diagrama elétrico do Pará em regime	51
Figura 5.15 b)	Diagrama elétrico do Pará após perturbação	52
Figura 5.16	Tensão da carga	53
Figura 5.17	Corrente na carga	53
Figura 5.18	Magnitude da impedância da carga	54
Figura 5.19	Ângulo de carga	54
Figura 5.20	Magnitude da tensão de Thévenin	55
Figura 5.21	Diferença angular entre a tensão de Thévenin e a corrente de carga	55
Figura 5.22	Impedância de Thévenin “vista” pela SE RU	56
Figura 5.23	Índice I0 para o dia 28 e 29/03/2012	56
Figura 5.24	Diagrama elétrico do sistema Norte/Nordeste	58
Figura 5.25	Magnitude da tensão na carga	59
Figura 5.26	Corrente na carga	59
Figura 5.27	Magnitude da impedância da carga	60
Figura 5.28	Ângulo de carga	60

Figura 5.29	Magnitude da tensão de Thévenin “vista” pela SE RU	61
Figura 5.30	Diferença angular entre a tensão de Thévenin e a corrente de carga	61
Figura 5.31	Impedâncias de Thévenin “vista” pela SE RU	62
Figura 5.32	Índice IO	62

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) têm se tornado cada vez mais interligados e complexos, atendendo a cargas cada vez maiores sob restrições de operação cada vez mais rígidas. O aumento da demanda de energia não é acompanhado, na mesma proporção por aumentos na capacidade de geração e transporte de energia elétrica, isso ocorre por questões tanto geográficas quanto ambientais. Esses fatores contribuem para que os sistemas de potência operem cada vez mais “estressados”, ou seja, próximos dos seus limites operacionais. Neste cenário, os fenômenos conhecidos como estabilidade de sistemas de potência podem ocorrer e levar a blecautes de grandes proporções. Em especial tem-se a estabilidade de tensão, que é afetada pelo aumento da demanda e pela incapacidade de geração de potência reativa ou por atuações de componentes do sistema de potência, tais como limitadores de sobre correntes de excitação e/ou mudança de taps de transformadores.

Com sistemas cada vez mais complexos e interligados, os centros de supervisão e controle necessitam de dados operacionais, da maior parte do sistema possível, a uma taxa de amostragem cada vez maior para garantir a confiabilidade na operação desses SEP.

Várias tecnologias foram utilizadas para a tarefa de supervisão desses sistemas, dentre elas, os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) são os que têm recebido maior atenção por parte das empresas especializadas.

A medição fasorial sincronizada só é possível graças ao conjunto de equipamentos que lhe compõem, tendo como principais componentes as unidades de medição fasorial, mais conhecida pela sigla em inglês PMU (*Phasor Measurement*

Units). A grande aceitação dessa tecnologia é o fato de se utilizar uma fonte de sincronização, o que torna esses sistemas capazes de fornecer dados de instalações geograficamente distantes sob uma mesma referência de tempo com grande precisão. Esses sistemas podem atuar a uma taxa de amostragem que chega a 60 fasores por segundo, garantindo assim o controle em tempo real dos sistemas elétricos. Tal taxa de amostragem possibilita que SMFS sejam utilizados na monitoração e controle da estabilidade de sistemas elétricos, em particular na detecção da proximidade da instabilidade de tensão.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com o avanço nas medições fasoriais dos sistemas de potência, diversos estudos, que tem por objetivo avaliar a margem de estabilidade de tensão baseados apenas nessas medições, foram propostos. A principal ideia desses trabalhos é que os fasores de tensão e corrente oferecem informações suficientes para detectar a instabilidade de tensão. As altas taxas de amostragem, o fato dos dados serem sincronizados e a facilidade de se obter os mesmos através dos concentradores de dados (PDC), fazem com que as análises de perturbações utilizando os sistemas de medição fasorial sincronizadas (SMFS) sejam promissoras. Dentre esses estudos, os principais são apresentados neste item.

VU et al., (1999) propõe um método simples e que não requer simulações e treinamento, baseado em medições locais, de tensão e corrente, e que produz uma estimativa da impedância de um sistema de transmissão conectado a uma barra e compara com a impedância da carga. A aproximação da impedância da carga com a impedância estimada da linha de transmissão é a aproximação da instabilidade de tensão. Além disso, é proposto um preditor de instabilidade de tensão *VIP (Voltage Instability Predictor)*, como sendo a proximidade da instabilidade de tensão, ou colapso, representada em termos de distância entre duas curvas de impedâncias, uma curva para a impedância do sistema de transmissão, \bar{Z}_{Th} , e outra para a carga, \bar{Z}_{app} . O desafio em se implementar esse método é a estimativa de \bar{Z}_{Th} . O método foi testado, por simulação, para o sistema IEEE 39-barras. Esta aplicação se mostra muito útil quando se tem uma

distinção bastante clara entre a fonte e a carga (OYARCE, 2012). Contudo, as redes de transmissão são altamente malhadas, dificultando a localização de um ponto radial.

MILÖSEVIĆ & BEGOVIĆ, (2003) propõem um novo conceito para a detecção e controle da instabilidade de tensão. Um conjunto de pontos de instabilidade de tensão é determinado a partir de um índice de estabilidade de tensão em barras de carga, $VSLBI_k$. Este índice é dado pela razão entre a tensão na barra em cada instante k pela queda de tensão através da impedância da linha de transmissão. Quando o índice proposto tem valor próximo de 1, indica proximidade do colapso de tensão. O valor unitário é atingido quando a transferência de potência através da impedância da linha se torna instável a ponto de um colapso de tensão. Determinando esse índice para cada barra de carga, calcula-se o índice de estabilidade de tensão, VSI_k , para todo o sistema. Este novo índice é igual ao valor mínimo de $VSLBI_{i,k}$, em que i denota o índice da barra de carga.

ŠMON, VERBIČ & GUBINA, (2006) desenvolveram um índice de estabilidade de tensão a partir do teorema de Tellegen e mostram como o teorema pode ser usado para a solução do problema de estabilidade de tensão. Essa abordagem permite determinar os parâmetros de Thévenin do sistema a partir de duas medições fasoriais consecutivas, ao contrário das técnicas mais comuns que são baseadas em métodos de identificação recursivos. Este método identifica a impedância de Thévenin diretamente do cálculo dos incrementos de tensão e corrente, depois que o caso base é submetido a um conjunto de perturbação no sistema. A impedância de carga também é determinada simplesmente pela razão entre as medições de tensão e corrente. Este índice compara a razão entre as impedâncias de Thévenin e da carga para analisar a estabilidade de tensão. Esse método requer apenas medições de tensão e corrente e simplifica a obtenção dos parâmetros de Thévenin através do teorema de Tellegen. A desvantagem desse método é a necessidade de submeter o sistema a um conjunto de perturbações, previamente ao estudo da estabilidade.

CORSI & TARANTO, (2008) propõem um indicador de proximidade de estabilidade de tensão baseado em medição fasorial para sistemas de extra-alta tensão. Os fasores de tensão e corrente são utilizados para identificar o equivalente de Thévenin “visto” pela barra em estudo. A principal contribuição apresentada nesse artigo é o desenvolvimento de um algoritmo, em tempo real, para a identificação adaptativa da

tensão e impedância de Thévenin. O ponto de instabilidade é dado quando o módulo da impedância da carga é igual ao módulo da impedância de Thévenin. Este algoritmo é o utilizado nesta dissertação.

1.3 OBJETIVOS

Esta dissertação aplica o algoritmo de CORSI-TARANTO para determinar a margem de estabilidade de tensão da subestação de Rurópolis do sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte, utilizando dados reais obtidos pela PMU localizada nessa subestação, em diferentes casos operativos. Essa aplicação também visa testar a eficiência do referido algoritmo utilizando bases de dados reais de sistemas de potência tanto com operação em regime permanente, quanto com a ocorrência de eventos próximos e distantes da barra em estudo.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em 6 capítulos, conforme:

O capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o tema e a importância do assunto. Neste capítulo, também, é apresentada uma revisão bibliográfica contendo os principais algoritmos desenvolvidos sobre o tema em questão.

O capítulo 2 contém as principais características e composição dos sistemas de medição fasorial sincronizadas, assim como os principais requisitos que esse tipo de sistema deve apresentar.

O capítulo 3 apresenta os principais conceitos sobre estabilidade de sistemas de energia elétrica com ênfase no problema de estabilidade de tensão, que é o foco desse trabalho.

O capítulo 4 descreve o algoritmo utilizado para a avaliação da margem de estabilidade de tensão. Neste capítulo é abordado o fundamento teórico do algoritmo e a sequência de passos necessários para sua implementação computacional.

O capítulo 5 contém os estudos de caso. Neste capítulo, 3 casos operativos distintos são utilizados para avaliar a margem de estabilidade de tensão para a subestação de Rurópolis-PA.

O capítulo 6 descreve as principais conclusões referentes à margem de estabilidade de tensão obtidas para os casos estudados. Neste capítulo também são sugeridas propostas para trabalhos futuros envolvendo o tema dessa dissertação.

CAPÍTULO 2

SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL

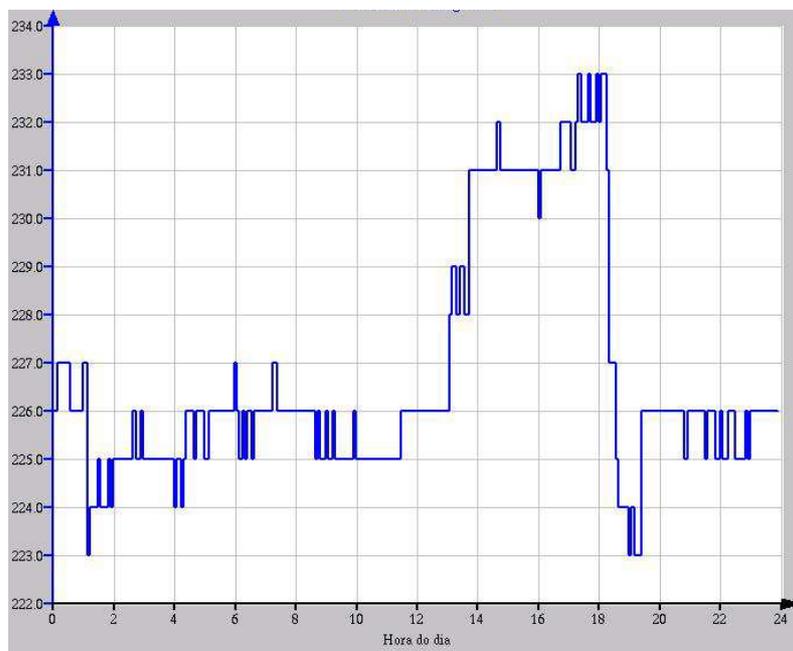
2.1 INTRODUÇÃO

No início da década de 60, a operação dos sistemas elétricos de potência passou a ser realizada remotamente, através de centros de controle (EHRENSPERGER, 2004). Esses centros são responsáveis pelo controle automático de geração (CAG) e pelo controle supervisão do sistema. O controle automático de geração tem a função de manter o equilíbrio entre a geração e a carga, de modo a manter a frequência em um valor próximo ao nominal, dentro de uma faixa próxima a esse valor, e constante, bem como controlar o fluxo de potência nos intercâmbios programados. O sistema supervisão tem a função de controlar, remotamente, os disjuntores e reguladores de tensão a fim de melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascatas quanto de distúrbios de grande porte (GUERRA, 2009).

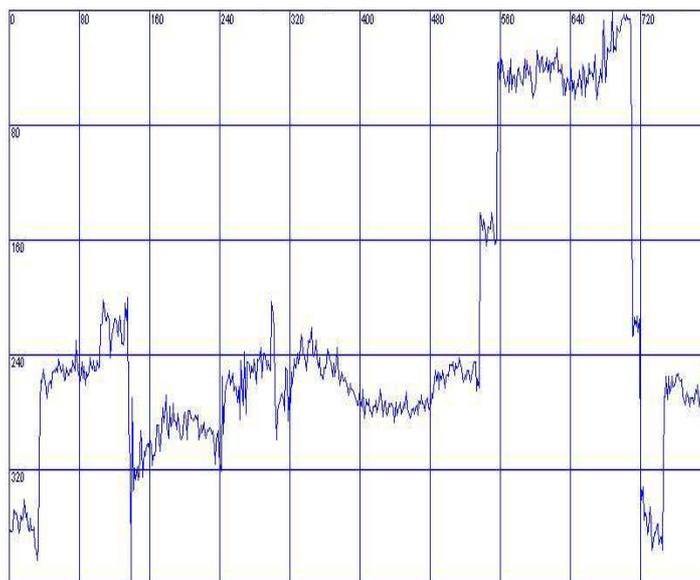
Os sistemas supervisão são implementados com base em dados provenientes de equipamentos de telemetria que compõem os sistemas SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*). Esses dados, obtidos em intervalos regulares de tempo, de 2 a 5 segundos, são recebidos e processados através de ferramentas computacionais chamadas de Configurador de Rede e Estimador de Estados, para, assim, obter o conhecimento da configuração do sistema e do perfil das tensões complexas nas barras (EHRENSPERGER, 2004). O configurador de Rede tem por função determinar a topologia atual do sistema e o Estimador de Estados determina o estado (magnitudes e ângulos das tensões nas barras, fluxo de potência nas linhas, etc) do sistema. Como o intervalo de tempo entre as aquisições dos dados leva entre 2 e 5 segundos, o processo de medição não é imediato, o que faz com que não seja obtido o estado real do sistema, mas sim uma estimativa, baseada na redundância das medidas,

do estado do sistema em um instante de tempo próximo, porém anterior ao tempo real (EHRENSPERGER, 2004).

Como uma alternativa a essa forma clássica de operação e coordenação dos sistemas elétricos, feitas através dos sistemas SCADA, 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, nomeados de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS). Os SMFS se constituem em uma das mais recentes tecnologias para o aprimoramento da operação dos sistemas elétricos (GUERRA, 2009). Os SMFS são constituídos pela unidade de medição fasorial (PMU, do inglês *Phasor Measurement Units*), localizadas em pontos estratégicos do sistema, pelos concentradores de dados e necessitam de uma fonte de sincronização dos dados medidos pela PMU fornecida por um sinal de GPS (do inglês *Global Positioning System*). A Figura 2.1 a) e b) apresenta uma comparação entre gráficos obtidos a partir das duas formas de obtenção de dados, baseadas em sistemas SCADA e em SMFS, respectivamente. Esses gráficos foram obtidos com dados referentes a um dia de operação em uma subestação do sistema da Eletrobras Eletronorte. Um detalhe importante sobre as imagens é a nítida riqueza de detalhes que o gráfico para sistemas de medição fasorial apresenta, o que retrata a operação em tempo real do sistema.



(a)



(b)

Figura 2.1 – Gráficos Obtidos com Dados Oriundos de: a) sistemas SCADA e b) SMFS

2.2 DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL

Os sistemas de operação e supervisão necessitam de grandezas associadas às barras do sistema. Para que esses sistemas representem o estado do sistema elétrico de potência em tempo real é necessário que os dados sobre as grandezas fasoriais obtidos dos sistemas de medição sejam, também, em tempo real. O que não é possível pelos clássicos estimadores de estados baseados em dados do sistema SCADA. O conhecimento das grandezas fasoriais em tempo real resolve esse inconveniente, pois fornece dados de magnitude e ângulo de tensões e correntes nas barras do sistema de potência em tempo real, possibilitando uma visão do estado atual do sistema sem necessidade de processamento (EHRENSPERGER, 2004; GUERRA, 2009).

Os sinais analógicos amostrados em um período de tempo são processados por meio da Transformada Discreta de Fourier (DTF) para sua utilização em computadores, conversão analógica/digital. Se esses sinais analógicos forem oriundos de subestações afastadas geograficamente, para se obter o perfil de tensão e correntes complexas em um dado instante, significa dizer que essas grandezas, obtidas das diferentes

subestações, estão sob uma referência comum, o que só é possível se forem amostradas a partir de uma mesma base de tempo. (EHRENSPERGER, 2004). Amostrar essas grandezas em uma referência temporal comum é sincronizar esses dados.

A sincronização é uma tarefa simples se os dados forem obtidos dentro de uma mesma subestação, visto que os pulsos de *clock* de amostragem podem ser facilmente distribuídos para vários dispositivos de medição. Já para subestações afastadas geograficamente, essa tarefa deixa de ser trivial e necessita de uma fonte de sincronização com alta precisão.

2.3 FONTES DE SINCRONIZAÇÃO

Com o passar do tempo, tendo em vista a evolução que a medição sincronizada trará a operação e supervisão dos sistemas elétricos, muitas pesquisas e tentativas foram feitas no sentido de sincronizar os instantes de amostragem dos equipamentos em subestações distantes. Ao longo deste tempo, estudaram-se a utilização de diferentes meios de comunicação para se efetuar a distribuição dos pulsos de amostragem, tais como redes de fibra ótica, sinais AM (*Amplitude-Modulated*), microondas e mesmo sinais via satélite do sistema GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*). Contudo, nenhum desses sistemas demonstrou ser suficientemente eficaz para sincronizar os instantes de aquisição com a requerida precisão (PHADKE, 1993).

A solução para esse problema veio com a utilização do sistema *Navstar Global Positioning System* – conhecido hoje como sistema GPS. Este sistema, utilizado inicialmente para fins militares e composto por 24 satélites dispostos em seis órbitas a uma altura de aproximadamente 16.000 quilômetros, foi inicialmente projetado com o objetivo de fornecer a instrumentos de navegação dados relativos a coordenadas de posição. Os satélites desse sistema transmitem um sinal de pulso por segundo, com precisão normalmente maior a 1 μ s, que pode ser recebido por estações receptoras na Terra (PHADKE, 1993).

A alta precisão dos sistemas GPS possibilita sua utilização como fonte de sincronização para as medidas fasoriais. Pois, se for considerado um sistema elétrico

trabalhado à frequência de 60 Hz, um erro no pulso de sincronização da ordem de $1\mu\text{s}$ irá implicar na existência de defasagem na ordem de $0,021^\circ$, erro este que satisfaz os requisitos de precisão exigidos por qualquer aplicação que um sistema de medição fasorial possa exercer.

Quando devidamente consolidado, o sistema INMARSAT (do inglês *International Maritime Satellite System*) será uma alternativa ao uso da fonte GPS, visto que este sistema disponibilizará um sinal de pulso que também preencherá os requisitos de precisão e confiabilidade atualmente exigidos (IEEE, 1995).

2.4 O SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

O principal elemento que constitui um sistema de medição fasorial é a unidade de medição fasorial, chamada de PMU. Entretanto a estrutura desses sistemas depende de outros equipamentos, como a estação de recepção do sinal de GPS, o concentrador de dados e *links* de comunicação entre as PMUs e o concentrador de dados.

A estrutura geral de um sistema de medição fasorial pode ser observada na figura 2.2.

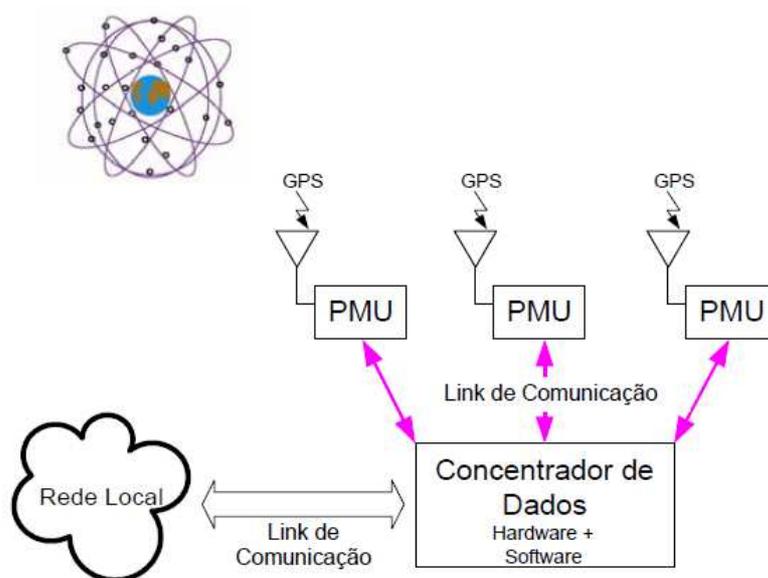


Figura 2.2 – Visão Geral de um Sistema de Medição Fasorial (EHRENSPERGER, 2004).

O processo de medição fasorial se inicia com a recepção de um pulso por segundo, emitido pelo sistema GPS. Esse pulso fornece às PMUs o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada.

A partir dos dados amostrados, as tensões e correntes complexas de sequência positiva são calculadas com base no mesmo instante de tempo utilizando-se a Transformada Discreta de Fourier (PHADKE, 1993) e enviadas ao concentrador de dados através dos *links* de comunicação seguindo o padrão IEEE C37.118 (IEEE, 2000).

2.5 APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Com a utilização dos SMFS vão ocorrer substanciais mudanças na filosofia atualmente empregada para o controle de sistemas elétricos. Por meio dessa tecnologia a realimentação das malhas de controle poderá ser feita a partir de grandezas relacionadas a instalações geograficamente distantes.

O próprio Estimador de Estados deverá sofrer grandes mudanças, pois já não mais será necessária a resolução de um sistema de equações bastante dispendioso computacionalmente. Acredita-se que através da medição fasorial, grande parte do atraso inerente ao processo será eliminada e os centros de operação poderão avançar no sentido do aprimoramento dos instrumentos de análise de segurança da operação em tempo real (EHRENSPERGER, 2004).

2.6 CONSTITUIÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL

A arquitetura mais comum para um sistema de medição fasorial é a apresentada na Figura 2.2. Contudo, FAUCON (1997) sugere diferentes arquiteturas para compor os sistemas de medição. Considerando que os sistemas de proteção requerem um curto tempo de reação e um alto grau de confiabilidade, diferentes estruturas foram

comparadas segundo os requisitos de eficiência confiabilidade e custo. Este estudo, que considerou a utilização de uma estrutura descentralizada, em que cada PMU distribuía suas medidas para todas as demais PMUs, acabou por identificar a estrutura centralizada, em que as medições são enviadas para um concentrador de dados, como sendo a mais adequada ao atendimento desses requisitos (EHRENSPERGER, 2004).

A seguir serão abordados, em maiores detalhes, os principais elementos que compõem o SMFS, sendo eles: a unidade de medição fasorial (PMU), o concentrador de dados e os links de comunicação existentes entre as PMUs e o concentrador.

2.6.1 A UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL (PMU)

A PMU é o elemento base em que o SMFS está baseado. É este equipamento que realiza as medições analógicas dos fasores de tensões e de correntes das barras, processa os dados amostrados e os envia ao concentrador de dados. A estrutura básica da PMU é apresentada na Figura 2.3.

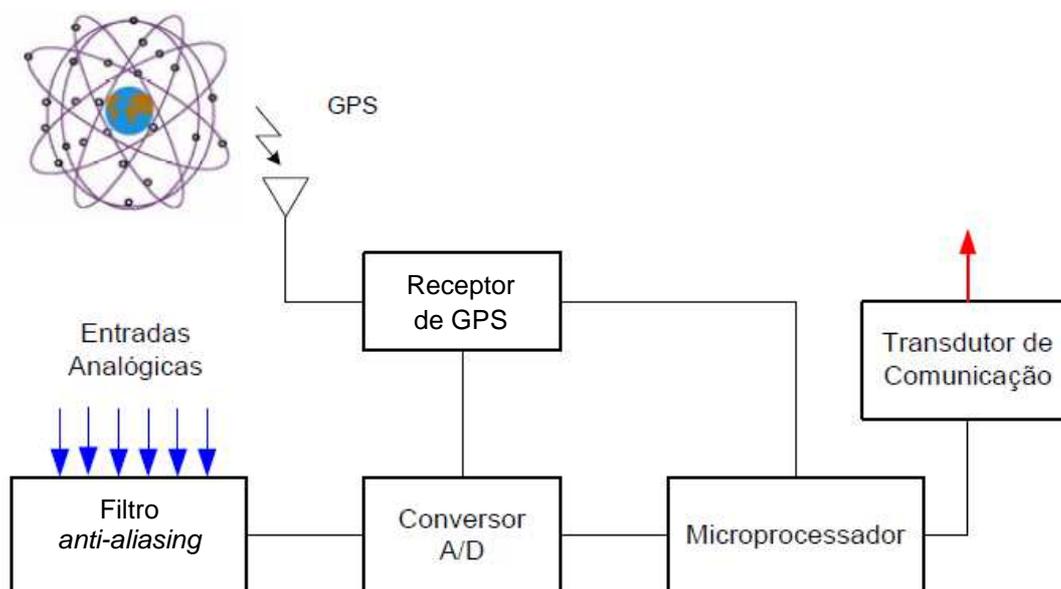


Figura 2.3 – Estrutura Básica das PMUs (EHRENSPERGER, 2004).

Basicamente, a PMU é composta por um receptor de sinal do 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. A função do filtro

anti-aliasing é remover os ruídos provenientes das medições analógicas e a do conversor A/D é converter os sinais analógicos em digitais possibilitando o cálculo dos fasores pelo microprocessador.

2.6.1.1 O PROCESSO DE MEDIÇÃO FASORIAL

Continuamente, o sistema GPS envia para as estações receptoras um pulso por segundo (PPS), que será à base de tempo para a sincronização das medidas obtidas nas subestações distantes. Vale ressaltar que esse trem de pulso é enviado com precisão maior do que 1µs e que ele é recebido pelas subestações geograficamente distantes com igual precisão. O receptor de sinal GPS divide esse sinal em intervalos de tempo menores para que haja mais amostras das grandezas complexas medidas durante um segundo (GUERRA, 2009). Dessa maneira, após passar pelo processo de filtragem, são realizadas as aquisições simultâneas dos sinais analógicos de corrente (através dos transformadores de corrente) e de tensão (através dos transformadores de potencial).

Em seguida os dados são enviados para o microprocessador, que por sua vez trata os dados amostrados para posterior envio ao concentrador de dados. A ferramenta matemática mais utilizada nesse tratamento é a Transformada Discreta de Fourier (DFT) (PHADKER et al., 1994). A conversão das amostras em medidas fasoriais pela DFT é realizada pela implementação da seguinte expressão matemática:

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

Onde:

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

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

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

Sendo que N representa o número de amostras realizadas em um período da frequência nominal do sistema (f), x_k é o valor da k -ésima amostra da medida fasorial \bar{X} , com parte real e imaginária iguais a X_C e X_S , respectivamente, e τ é o intervalo de amostragem correspondente.

Ainda que a equação (2.1) possa ser implementada facilmente, o fato de não ser recursiva implica em certo desperdício de esforço computacional. Uma solução para esse problema é implementar essa equação de forma recursiva.

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

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

Além do ganho computacional, o uso da expressão recursiva ainda evita o defasamento angular que pode ocorrer entre duas medições subsequentes a cada processamento de uma nova série de amostras (PHADKER et al., 1994).

A etapa seguinte do processo de medição fasorial é o cálculo das componentes de sequência positiva das grandezas medidas, realizado pelo microprocessador.

2.6.1.2 FORMATAÇÃO DAS MEDIDAS FASORIAIS

Após o processamento dos dados realizado pelo microprocessador, tais dados devem ser enviados ao concentrador de dados seguindo um padrão comum, C37.118, criado para medidas fasoriais (IEEE, 2000).

O padrão C37.118 enumera os 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.

No que diz respeito às fontes de sincronização, a norma estabelece que o sinal deva ser transmitido a todos os locais onde se realizam as medições a uma taxa de 1 PPS e com uma disponibilidade superior a 99,87%, o que é equivalente a uma hora de falha por mês.

Ao abordar aspectos relacionados à transmissão dos dados, o padrão C37.118 considera que as PMUs podem enviar ao concentrador três tipos de informações organizadas em pacotes compostos por uma sequência 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 de dados às medidas fasoriais dos canais monitorados, o desvio de frequência do sistema, a taxa de variação desta e as informações sobre o estado dos canais digitais (EHRENSPERGER, 2004).

- *Frame* de Cabeçalho (*Header Frame*):

Embora a norma não especifique o conteúdo desse tipo de *frame*, é previsto que este será um arquivo ASCII contendo informações relacionadas à PMU, transdutores, algoritmos e filtros analógicos utilizados.

- *Frame* de Configuração (*Configuration Frame*):

Este tipo de *frame* deverá ser transmitido por meio de um arquivo binário, contendo informações que possibilitem ao concentrador configurar a PMU no sistema de medição fasorial. Para tanto, as seguintes informações deverão compor este pacote: nome da subestação em que a PMU está instalada, o número de fasores a serem medidos, o número de canais digitais monitorados, os nomes de cada canal – suas

unidades e fatores de conversão no caso dos canais analógicos, a frequência nominal do sistema e a taxa de transmissão das medições (EHRENSPERGER, 2004).

2.6.2 O CONCENTRADOR DE DADOS

O concentrador de dados (PDC, do inglês *Phasor Data Concentrator*) tem por principal função receber e reunir de forma coerente às medidas fasoriais enviadas pelas PMUs, disponibilizando-as para uso em aplicações.

Os dados são recebidos pelo PDC de forma assíncrona e, utilizando as etiquetas de tempo com as quais são formatados, são ordenados de modo a formar um conjunto de medições fasoriais referentes ao mesmo instante de tempo. Este processo é realizado de maneira contínua, 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 armazenada em memória ou apresentada graficamente em monitores. Estas funções podem ser normalmente executadas utilizando-se computadores pessoais e, portanto, cabe ao PDC direcionar o fluxo de informações para estes terminais.

Outra função do PDC é verificar, juntos as PMUs, a existência de perturbações no sistema elétrico e, caso alguma medição aponte para isto, os dados a serem recebidos na sequência devem ser armazenados por um determinado período de tempo, normalmente de três minutos.

2.6.2.1 ESTRUTURA FÍSICA E APLICATIVOS DE SOFTWARE

Todas as funções anteriormente descritas são realizadas por meio da implementação de rotinas computacionais.

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 operam atualmente utilizando as seguintes rotinas:

- *PMU Data Acquisition Program:*

Tem como função receber os arquivos de dados enviados pelas PMUs e por outros PDCs e correlacioná-los, através de etiquetas de tempo para, em seguida, escrevê-los em um *buffer* circular na memória (EHRENSPERGER, 2004).

- *PMU Data Storage Program*

Programa que tem por função verificar as entradas de dados à procura de perturbações sinalizadas por alguma PMU. Ao ser detectado esta situação, o PDC deve criar um arquivo com os dados do sistema referentes aos 55 segundos anteriores à ocorrência da perturbação e aos 3 minutos decorrentes a esta (EHRENSPERGER, 2004).

- *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 (EHRENSPERGER, 2004).

- *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 (EHRENSPERGER, 2004).

A respeito da sua estrutura física, o PDC é constituído por uma unidade de processamento central (CPU) com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real, um disco rígido com memória para gravar as perturbações, entradas seriais para a recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores.

Pela Figura 2.4, pode-se adquirir uma ideia mais clara de como o PDC está inserido no sistema de medição fasorial, sua importância e de que forma ocorre a interface com os demais componentes do sistema.

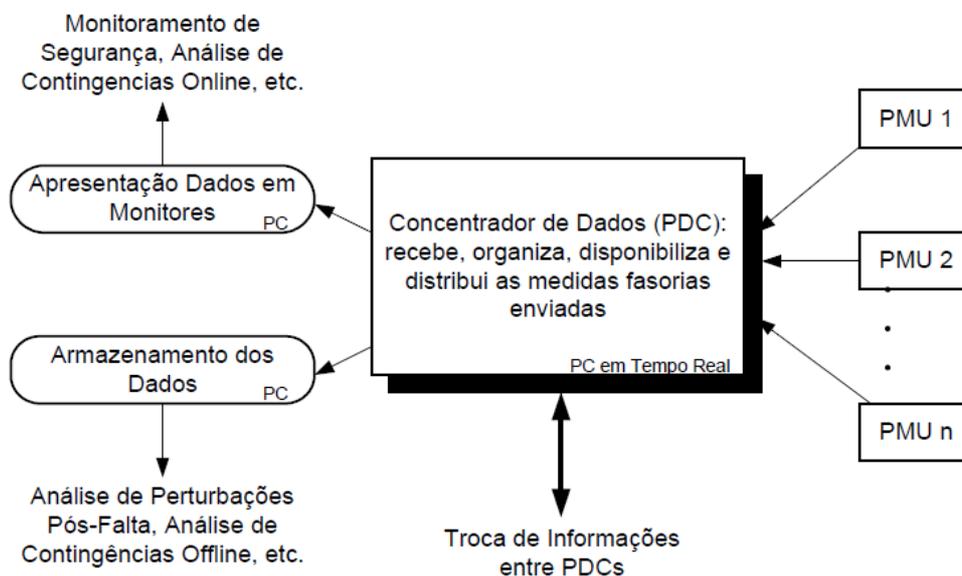


Figura 2.4 – Funções Básicas do PDC (EHRENSPERGER, 2004).

2.6.3 CANAIS DE COMUNICAÇÃO

Para os dados serem enviados das PMUs para o PDC e dos PDCs entre si, é necessário uma rede de comunicação. 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 infraestrutura de comunicação com velocidade suficiente para agrupar e alinhar rapidamente os dados medidos pelas PMUs. Frequentemente, os sistemas de potência não estão totalmente equipados com a comunicação adequada. Porém, deve-se considerar que os benefícios trazidos pelas PMU podem vir a justificar a instalação de uma grande infraestrutura 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 (GUERRA, 2009).

IEEE (2000) define que os principais requisitos para os sistemas de comunicação são (GUERRA, 2009):

- 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; e
- Facilidade de integração.

2.7 A EXPERIÊNCIA BRASILEIRA COM MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

O início da medição fasorial sincronizada no Brasil se deu através de uma parceria entre a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a Reason Tecnologia S.A., denominado projeto MedFasse. Iniciou-se em 2003 e foi financiado com recursos do Finep (Agência Financiadora de Estudos e Projetos), este projeto teve como objetivos o desenvolvimento de um protótipo de sistema de medição fasorial e de aplicações na monitoração e no controle da operação de sistemas de energia elétrica (EHRENSPERGER, 2004). As três primeiras PMUs deste projeto foram instaladas em Curitiba-PR, Florianópolis-SC e Porto Alegre-RS. O sistema tem taxa de amostragem de 60 fasores/segundo e utiliza a internet como canal de comunicação entre as PMUs e o PDC. O PDC atuante no sistema foi desenvolvido e instalado no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan) da UFSC. Atualmente é um projeto em parceria com outras 13 universidades do Brasil.

2.8 O CENTRO DE MEDIÇÃO FASORIAL DA ELETROBRAS ELETRONORTE

O surgimento do sistema de medição fasorial da Eletrobrás Eletronorte se deu por acaso. A Divisão de Manutenção de Sistemas Eletrônicos (CETE) observou inicialmente a existência de medidores de fabricação REASON RP-V-310, que não foram adquiridos com essa finalidade, instalados no pátio de 230 KV nas subestações de Tucuruí, Altamira e Rurópolis que são utilizados como localizadores de distância de falta entre essas três subestações.

A CETE observou que estes instrumentos trazem embarcada a função PMU. Apenas foi necessário ativar a função PMU em cada um dos instrumentos e tiveram-se, assim, três PMUs para iniciar o centro de medição fasorial da Eletronorte como ilustra a Figura 2.5.

O esquema inicial do Centro de Medição Fasorial da Eletrobrás Eletronorte é apresentado na Figura 2.6. As três PMUs iniciais foram integradas a dois computadores desktop, em configuração redundante, para posterior embarcação do openPDC junto aos referidos computadores. A interligação do openPDC com as PMUs é realizada pela rede corporativa sob o protocolo IEEE C37.118, o sistema ainda promove um acesso via serviços WEB (*time series*) para consulta instantânea ou histórica dos dados fasoriais e está pronta para exportar dados sincronizados para até dois outros centros de tratamento ou aplicações.

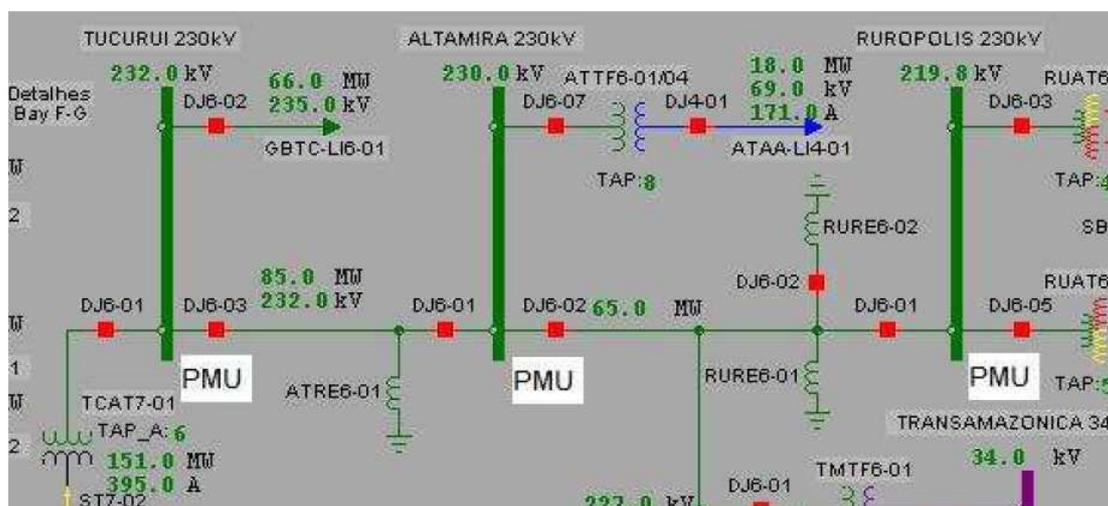


Figura 2.5 – As Três Primeiras PMUs localizadas no Sistema Elétrico da Eletronorte

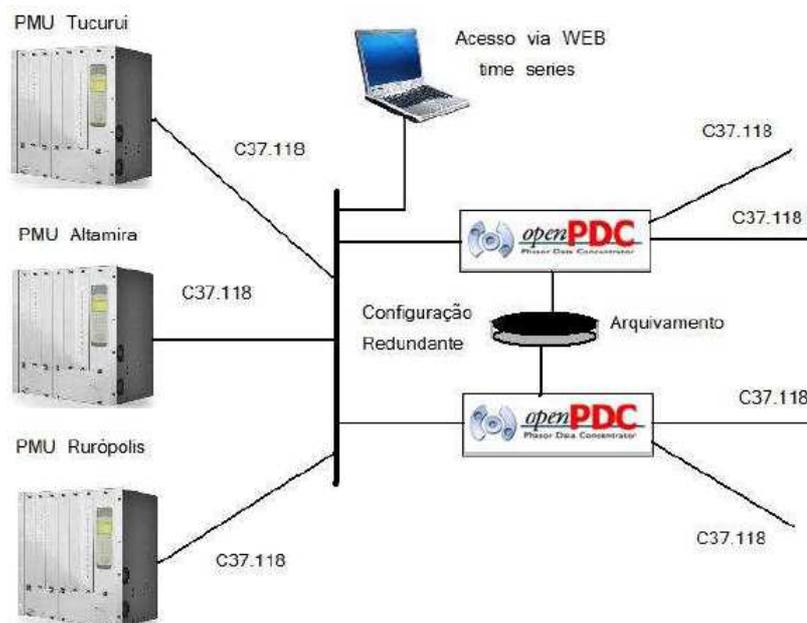


Figura 2.6 – Arquitetura Inicial do Centro de Medição Fasorial da Eletronorte

Com o passar do tempo, o número de PMUs adquiridos aumentou, chegando à situação apresentada na Figura 2.7, com PMUs cobrindo boa parte das subestações do sistema interligado da Eletronorte. Muito disso se deve ao Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico (PMIS), patrocinado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que, através do qual, a Eletronorte foi autorizada a implantar novos registradores de perturbação do mesmo tipo dos localizados nas subestações de Tucuruí, Altamira e Rurópolis.

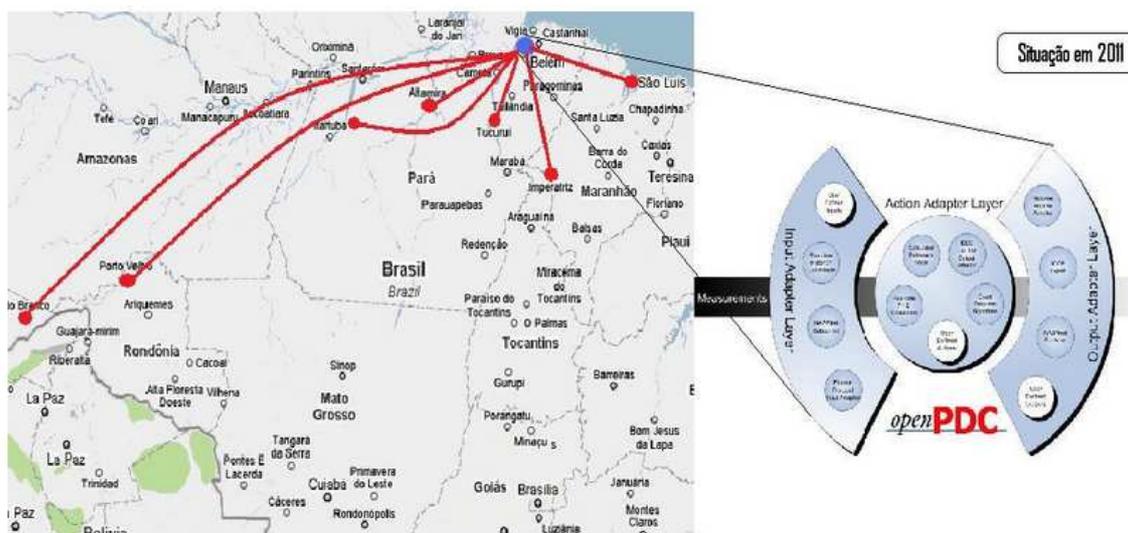


Figura 2.7 – Atual Localização das PMUs no Sistema Elétrico da Eletronorte

CAPÍTULO 3

ESTABILIDADE DE TENSÃO

3.1 ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

A estabilidade de sistemas de potência pode ser definida como sendo a sua capacidade, para uma dada condição de operação inicial, de recuperar um novo estado de equilíbrio operacional depois de sujeito a uma perturbação, com a maioria das variáveis dentro de limites estabelecidos, de forma que o sistema permaneça intacto (KUNDUR et al., 2004). Sendo essa perturbação uma variação de carga, um curto-circuito, a saída de uma linha de transmissão, etc.

Os problemas de estabilidade em sistemas elétricos de potência podem ser classificados em três tipos, segundo (KUNDUR et al., 2004): estabilidade eletromecânica ou angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão. Cada um desses tipos de estabilidade, por sua vez, é classificado quanto à severidade da perturbação e à janela de tempo a ser analisada. A figura 3.1 mostra a classificação dos tipos de estabilidade.

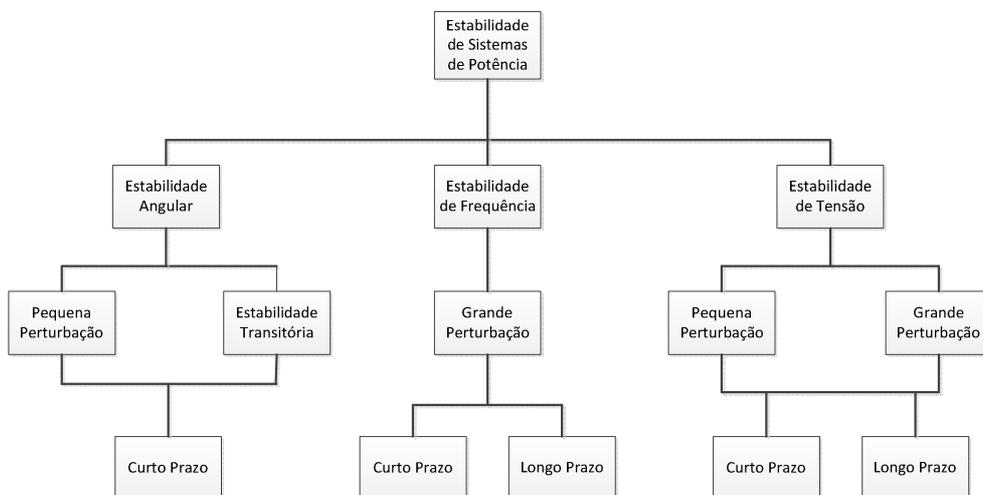


Figura 3.1 – Classificação da estabilidade de sistemas de potência, adaptado de (KUNDUR et al., 2004).

3.2 ESTABILIDADE ANGULAR

A estabilidade eletromecânica ou angular refere-se à capacidade das máquinas síncronas, de um sistema interligado, em permanecer em sincronismo após ter sido submetido a uma perturbação (KUNDUR et al., 2004). Essa estabilidade é analisada em duas situações distintas, que dependem da severidade das perturbações: pequenas e grandes perturbações.

3.2.1 ESTABILIDADE ANGULAR A PEQUENAS PERTURBAÇÕES

Estabilidade angular a pequenas perturbações é a capacidade do sistema de potência de se manter em sincronismo após sofrer uma pequena perturbação, tais como pequenas variações de carga e de geração. Essas variações são suficientemente pequenas de maneira que equações linearizadas podem ser utilizadas (KUNDUR et al., 2004).

3.2.2 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

É a capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo entre as máquinas após sofrer uma grande perturbação, como um curto-circuito ou a perda de grandes blocos de carga ou geração, por exemplo. As equações representativas não podem ser linearizadas. Assim, as soluções dessas equações são obtidas utilizando métodos numéricos de solução de equações diferenciais não-lineares. Essas soluções dependem do estado inicial do sistema e da severidade da perturbação.

3.3 ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA

A estabilidade de frequência se refere à capacidade de um sistema de potência em manter a frequência estável frente a uma grande perturbação, resultando em um desequilíbrio significativo entre a geração e a carga. Ela depende da capacidade para manter/restaurar o equilíbrio entre a geração e a carga do sistema, com o mínimo de perda, não intencional, de carga. A instabilidade resultante pode ocorrer sob a forma de oscilações de frequência sustentadas, contínuas, conduzindo ao desligamento de cargas e/ou unidades geradoras (KUNDUR et al., 2004).

3.4 ESTABILIDADE DE TENSÃO

A estabilidade de tensão é definida como sendo a capacidade de um sistema de potência de manter tensões estáveis em todas as barras do sistema, tanto em regime de operação normal quanto após ter sido submetido a uma perturbação para uma dada condição inicial. Ela depende da capacidade de manter e/ou restaurar o equilíbrio entre a demanda da carga e a carga suprida pelas fontes geradoras do sistema (KUNDUR et al., 2004).

A instabilidade de tensão pode resultar em uma progressiva elevação ou declínio das tensões em algumas barras. Uma possível consequência da instabilidade é a perda da carga de uma área, o desligamento de linhas de transmissão e outros elementos, causados pela atuação de proteções, levando o sistema a falhas em cascata.

O fenômeno conhecido por colapso de tensão está relacionado à sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão, que pode conduzir o sistema a operação em baixos níveis de tensão ou até mesmo a *blackouts* em uma significativa região do sistema (TAYLOR, 1994).

A força motriz para a instabilidade de tensão é, geralmente, as cargas; em resposta a uma perturbação, 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 causando a redução da tensão. A instabilidade de tensão é provocada quando as dinâmicas das cargas tentam restaurar o consumo de potência além da capacidade da rede de transmissão e da geração conectada (KUNDUR et al., 2004).

O principal fator que contribui para a instabilidade de tensão é a queda de tensão que ocorre quando as potências ativa e reativa fluem através das reatâncias indutivas das linhas de transmissão, isto limita a capacidade das redes de transmissão de transferir potência e manter os níveis de tensão. A transferência de potência e a manutenção das tensões são ainda mais limitadas quando algum dos geradores atinge os limites de capacidade de tempo de sobrecarga da corrente de armadura e de campo. A estabilidade de tensão é ameaçada quando uma perturbação aumenta a demanda de potência reativa além da capacidade sustentável das fontes de potência reativa disponíveis (KUNDUR et al., 2004).

A forma mais comum de instabilidade de tensão é a progressiva queda de tensão nos barramentos, mas o risco de instabilidade de tensão por sobre-tensão também existe. A instabilidade por sobre-tensão é causada pelo comportamento capacitivo da rede (linhas de transmissão de extra-alta tensão operando abaixo do *surge impedance loading* - SIL) bem como pela atuação de limitadores de subexcitação que impedem os geradores e/ou os compensadores síncronos de absorver o excesso de potência reativa. Neste caso, a instabilidade está associada com a incapacidade combinada da geração e do sistema de transmissão de operar abaixo de um determinado nível de carga. Na tentativa de restabelecer a potência da carga, a mudança de tapes de transformadores causa a instabilidade de longo termo (KUNDUR et al., 2004).

A estabilidade de tensão pode ser classificada quanto à severidade da perturbação que pode causar a instabilidade quanto à janela de tempo a ser analisada, dividindo-se em estabilidade de tensão a grandes perturbações, a pequenas perturbações, de curto prazo e de longo prazo.

3.4.1 ESTABILIDADE DE TENSÃO A GRANDES PERTURBAÇÕES

A estabilidade de tensão a grandes perturbações está ligada com a capacidade que o sistema tem de manter tensões de regime após a ocorrência de um grande distúrbio, como uma falta, perda de geração ou de circuitos. Esta capacidade é determinada pelas características do sistema e da carga, e também pelas interações dos diversos controles (discretos e contínuos) e proteções (KUNDUR et al., 2004).

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, OLTCs (transformadores com tape variável sobre carga) e limitadores de corrente de campo de geradores. Isto requer uma análise não-linear do sistema em um período de tempo de interesse para o estudo, que pode variar de uns poucos segundos a minutos, e a realização de simulações no domínio do tempo (KUNDUR et al., 2004).

3.4.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES

A estabilidade de tensão a pequenas perturbações se refere à capacidade do sistema em manter tensões de regime após uma pequena perturbação, como uma pequena variação de carga. Esta forma de estabilidade é influenciada pelas características da carga, controles contínuos e controles discretos em um dado instante de tempo. Este conceito é útil para determinar, num instante qualquer, como a tensão irá responder a uma pequena mudança no sistema, como, por exemplo, a transição entre períodos de carga. Para pequenos distúrbios, as equações do sistema podem ser linearizadas e permitem obter valiosas informações de sensibilidade na identificação de fatores que influenciam a estabilidade de tensão (KUNDUR et al., 2004).

Conforme pode-se notar, a estabilidade de tensão apresenta um intervalo de interesse que podem variar de poucos segundos até a dezenas de minutos. Por esse motivo esse fenômeno pode ser analisado tanto para curto prazo quanto para longo prazo.

3.4.3 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE CURTO PRAZO

A estabilidade de tensão de curto prazo envolve as dinâmicas rápidas de algumas cargas, como motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores de sistemas HVDC (do inglês, *high voltage direct current*). O período de interesse do estudo é da ordem de alguns segundos e a análise requer a solução de equações diferenciais representativas do sistema, similar a solução do problema de instabilidade transitória. A modelagem dinâmica das cargas é essencial (KUNDUR et al., 2004).

3.4.4 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE LONGO PRAZO

A estabilidade de tensão de longo prazo 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 (KUNDUR et al., 2004).

CAPÍTULO 4

ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

4.1 INTRODUÇÃO

Com os sistemas de transmissão cada vez mais estressados, o risco da ocorrência de instabilidade de tensão torna-se um problema pertinente a ser investigado pelos centros de operação. Entretanto, os métodos clássicos para a obtenção da margem de estabilidade de tensão, conforme apresentados no capítulo 3, não são capazes de apresentar essas margens de maneira precisa, sem que para isso seja preciso um grande esforço computacional.

A partir dos dados dos SMFS essas margens podem ser estimadas, utilizando-se apenas os fasores de tensão e corrente, dando, assim, informações referentes à estabilidade de tensão.

O método utilizado nesse trabalho, denominado aqui de método de CORSI-TARANTO, apresentado em CORSI & TARANTO (2008), CORSI et al. (2008) e avaliado em OYARCE & TARANTO (2012), consiste na avaliação do risco do sistema enfrentar um problema de instabilidade de tensão em barras de extra alta tensão (EAT), o que se traduz numa estimação da margem de carregamento do sistema. Este método identifica os parâmetros do equivalente Thevenin “vistos” da barra de EAT. A margem é estimada pela comparação entre a impedância de Thevenin (impedância a montante) e a impedância da carga (impedância à jusante).

Contrariamente aos tradicionais métodos de avaliação da estabilidade de tensão baseados em modelos computacionais desenvolvidos para implantação em sistemas SCADA/EMS, o método de CORSI-TARANTO se baseia apenas em medições locais de sincrofasores de tensão e corrente nodais. Esse fato faz com que a abordagem a ser

utilizada seja adequada para a aplicação em tempo real em sistemas elétricos, pois não necessita de modelos computacionais e possui um ciclo de atuação na mesma ordem de grandeza da frequência de medição dos fasores, ou seja, na casa dos milissegundos.

4.2 MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

A monitoração da “distância” relativa entre as duas impedâncias indica a proximidade do máximo carregamento do sistema à jusante da barra monitorada, conseqüentemente informa, o quão próximo da instabilidade de tensão um sistema de potência opera. Para que se possa quantificar essa proximidade será utilizada nessa dissertação o índice I0, apresentado em CORSI (2008) e GUERRA (2009), esse índice é baseado, a cada amostragem, na estimação de X_{Thi} (impedância de Thévenin a montante da barra em estudo no instante i) e na medição de \bar{Z}_{cargai} (impedância da carga a jusante no mesmo instante). Assim, o índice I0 é dado pela razão entre os módulos de X_{Thi} e \bar{Z}_{carga} , equação (4.1).

$$\text{Índice I0} = \frac{|X_{Thi}|}{|\bar{Z}_{cargai}|} \quad (4.1)$$

Em condições normais de operação a impedância da carga é maior do que a impedância de Thévenin. Conforme I0 vai se aproximando do valor unitário a margem de estabilidade de tensão vai diminuindo, a “distância” entre o índice e o valor 1 indica a proximidade do máximo carregamento do sistema a jusante da barra monitorada. Quando o índice I0 atinge esse valor significa que o sistema alcançou o máximo carregamento.

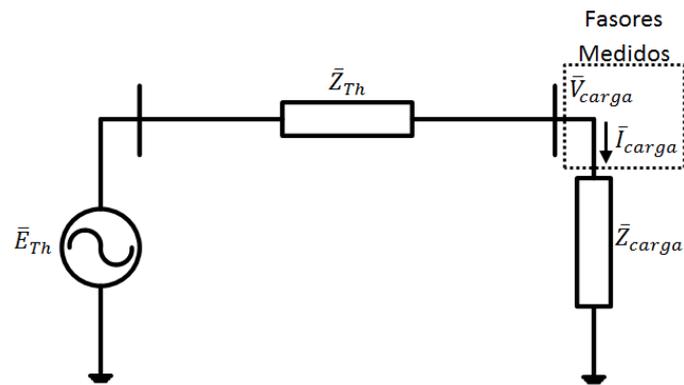


Figura 4.1 – Circuito Equivalente de Thévenin.

4.3 FUNDAMENTO TEÓRICO DO MÉTODO

O método foi desenvolvido para barras de EAT com cargas indutivas. A vantagem em se considerar esse nível de tensão é que a resistência é muito menor que a impedância de Thévenin e, portanto, as equações são reduzidas em expressões simples (CORSI & TARANTO, 2008).

4.3.1 MÁXIMA TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA

O conceito de máxima transferência de potência ativa fornecida pela fonte \bar{E}_{Th} à carga \bar{Z}_{carga} é apresentado utilizando um sistema de duas barras, que representa um sistema radial, Figura 4.2.

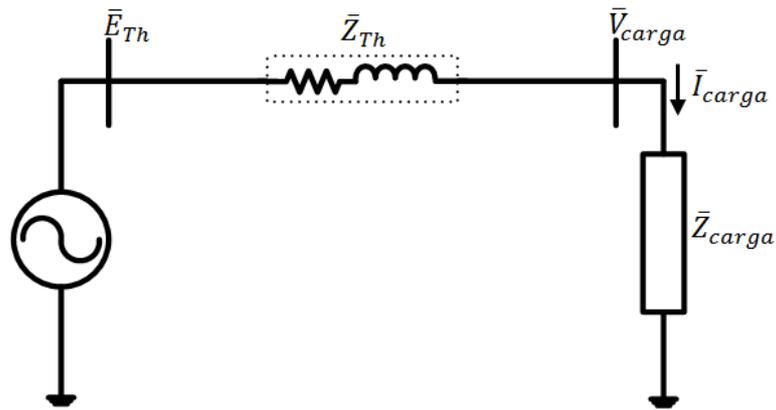


Figura 4.2 – Sistema de duas barras, adaptado de KUNDUR (1994).

As expressões para a corrente, a tensão e a potência aparente entregue à carga são dadas nas equações de (4.2) a (4.4).

$$\bar{I}_{carga} = \frac{\bar{E}_{Th}}{\bar{Z}_{Th} + \bar{Z}_{carga}} \quad (4.2)$$

$$\bar{V}_{carga} = \bar{Z}_{carga} \bar{I}_{carga} \quad (4.3)$$

$$\bar{S} = P_{carga} + jQ_{carga} = \bar{V}_{carga} \bar{I}^* \quad (4.4)$$

Onde $\bar{Z}_{carga} = Z_{carga} \angle \theta$ e $\bar{Z}_{Th} = Z_{Th} \angle \varphi$

A magnitude da corrente é dada pela equação (4.5).

$$I = \frac{E_{Th}}{\sqrt{(Z_{Th} \cos \varphi + Z_{carga} \cos \theta)^2 + (Z_{Th} \sin \varphi + Z_{carga} \sin \theta)^2}} \quad (4.5)$$

KUNDUR (1994) expressa a equação da magnitude da corrente na forma da equação (4.6).

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E_{Th}}{Z_{Th}} \quad (4.6)$$

Onde,

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{carga}}{Z_{Th}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{carga}}{Z_{Th}}\right)\cos(\varphi - \theta) \quad (4.7)$$

A magnitude da tensão na carga é dada pela equação (4.8):

$$V_{carga} = Z_{carga} I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_{carga}}{Z_{Th}} E_{Th} \quad (4.8)$$

A potência ativa entregue a carga é dada pela equação (4.9).

$$P_{carga} = V_{carga} I \cos \theta = \frac{Z_{carga}}{F} \left(\frac{E_{Th}}{Z_{Th}}\right)^2 \quad (4.9)$$

A Figura 4.3 apresenta os gráficos para I , V_{carga} e P_{carga} , como função de Z_{Th}/Z_{carga} , para um caso com $\tan \varphi = 10$ e $\cos \theta = 0,95$, esses dados foram utilizados como exemplo em KUNDUR (1994). Para que os resultados possam ser utilizados para qualquer valor de Z_{Th} , os valores de I , V_{carga} e P_{carga} são apropriadamente normalizados.

Com o aumento da demanda da carga (Z_{carga} diminui), inicialmente, a potência aumenta até atingir seu valor máximo, a partir desse ponto seu valor diminui. Assim sendo, existe um valor de máxima potência ativa que pode ser transferida para a carga através de uma fonte de tensão constante.

A potência transferida é máxima quando a tensão na linha é igual à tensão na carga, isto ocorre quando $Z_{Th}/Z_{carga} = 1$. A condição correspondente à potência máxima que representa os limites de uma operação satisfatória. Os valores de I e V_{carga} correspondentes à potência máxima são referidos como valores críticos.

Para um dado valor da potência entregue ($P_{carga} < P_{máx}$), dois pontos de operação podem ser encontrados, correspondendo a dois diferentes valores de Z_{carga} . Isto é observado na Figura 4.3 para $P_{carga} = 0,8$. O ponto à esquerda corresponde à operação normal. No ponto de operação à direita, I é muito maior e V_{carga} é muito menor, em comparação com o ponto à esquerda.

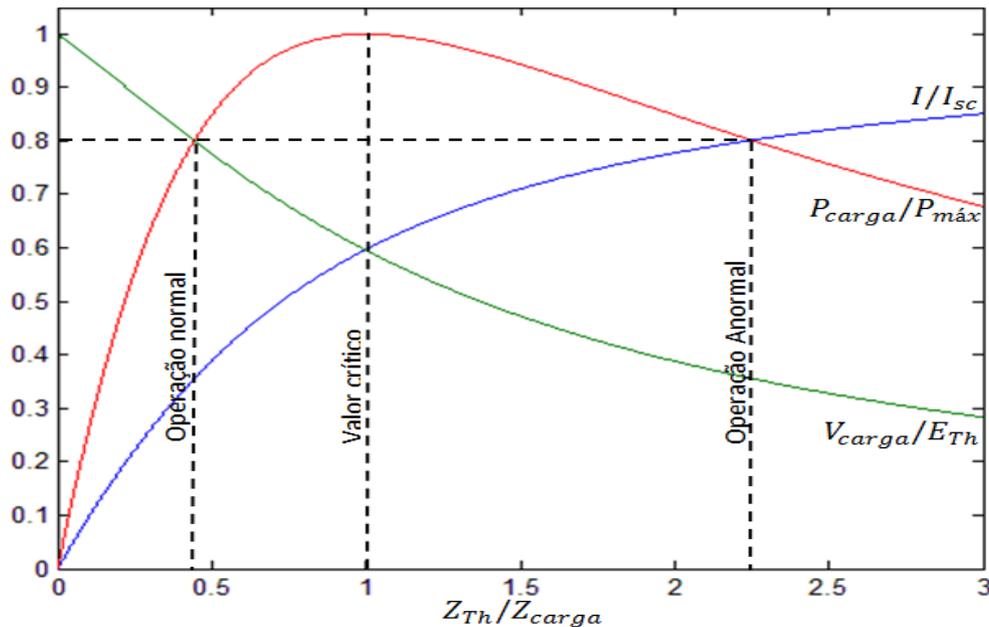


Figura 4.3 – Tensão, corrente e potência como função da impedância da carga para o sistema da Figura 4.2. Com $\theta = 18,2^\circ$, $\varphi = 84,2^\circ$ e $I_{sc} = E_{Th}/Z_{Th}$.

Para uma demanda maior do que a potência máxima, o controle de potência por variação de carga seria instável, ou seja, uma diminuição na impedância da carga poderia reduzir a potência. Nessa região, a tensão da carga pode ou não diminuir progressivamente, dependendo das características tensão-carga. Com a carga do tipo impedância constante, o sistema se estabiliza a um nível de tensão que é inferior ao normal (KUNDUR, 1994). Por outro lado, se a carga é fornecida por um OLTC (transformador com mudança de tape sob carga), a operação do tape vai tentar manter em níveis aceitáveis a tensão da carga, com o efeito de reduzir a impedância Z_{carga} . Isso reduz ainda mais a tensão e conduz a uma diminuição progressiva da tensão. Este é o fenômeno da instabilidade de tensão.

O método mais tradicional de ilustrar o fenômeno é o gráfico da relação entre a tensão V_{carga} e P_{carga} , para diferentes valores do fator de potência da carga com E_{Th} constante, como pode ser observado na Figura 4.4. O ponto de operação crítico acontece quando a potência é máxima.

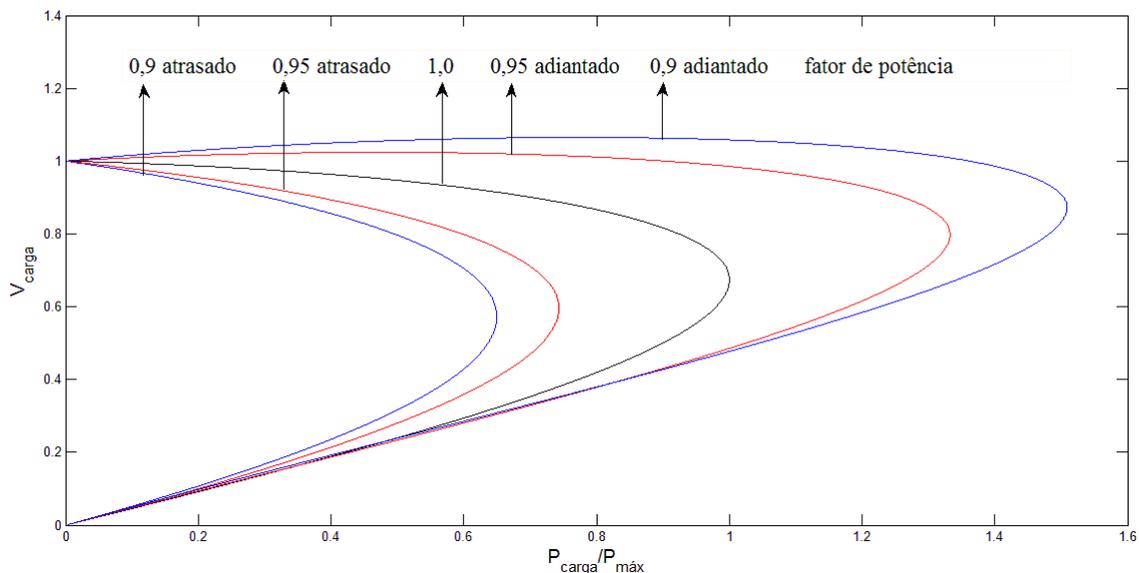


Figura 4.4 – Características da curva PV do sistema da Figura 4.2, Adaptado de KUNDUR (1994).

Nas simulações no domínio do tempo é considerada como o instante de instabilidade de tensão quando um sistema qualquer submetido à contingência deixa de apresentar solução numérica nos cálculos de fluxo de potência, ou seja, não converge.

Quando o modelo de carga é de impedância constante, o sistema sempre apresenta solução numérica e é estável. Nos modelos de potência constante o ponto de máximo carregamento coincide com o de instabilidade de tensão. Já nos modelos de carga dependentes da tensão (modelo ZIP), o ponto de instabilidade se encontra após o ponto de máximo carregamento. Na prática quando um sistema alcança o máximo carregamento, já pode ser considerado instável.

4.4 ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO

Considerando o circuito elétrico da Figura 4.5, o objetivo é estimar os parâmetros do equivalente de Thévenin \bar{E}_{Th} e \bar{Z}_{Th} com base nos fasores de tensão e corrente \bar{V}_{carga} e \bar{I}_{carga} medidos na barra de carga.

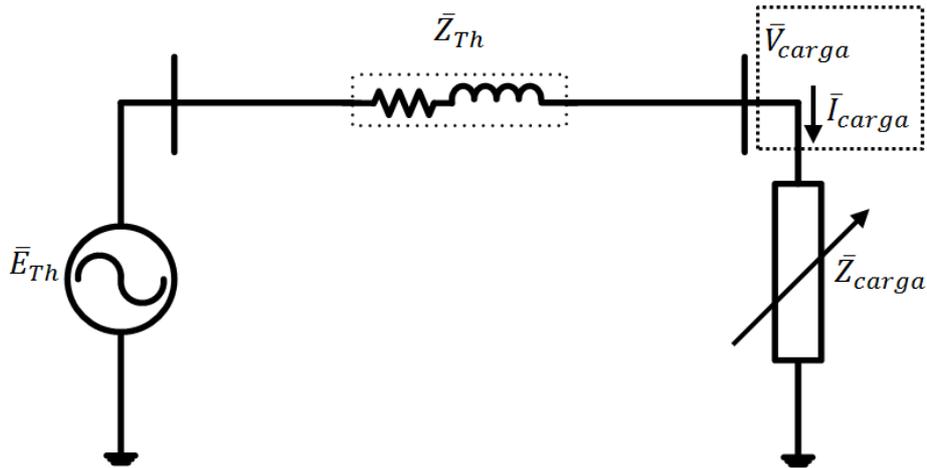


Figura 4.5 – Circuito Equivalente de Thévenin.

Da lei de Kirchoff, temos que:

$$\bar{V}_{carga} = \bar{E}_{Th} - \bar{Z}_{Th}\bar{I}_{carga} \quad (4.10)$$

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

A equação (4.10) tem infinitas soluções para \bar{E}_{Th} e \bar{Z}_{Th} se forem conhecidos apenas os fasores de tensão e corrente no instante i . Entretanto, para duas medições subsequentes dos fasores \bar{V}_{carga} e \bar{I}_{carga} , nos instantes i e $i + 1$, uma única solução de \bar{E}_{Th} e \bar{Z}_{Th} é encontrada, sob a hipótese de ambos serem constantes e não sofrerem alterações no intervalo de tempo entre as duas medições subsequentes. Assim, é importante que sejam considerados intervalos de tempo curtos entre as medições subsequentes. Com as altas taxas de amostragem dos SMFS, variando de 10 a 60 amostras/seg., essa hipótese é aceitável.

A vantagem em se utilizar esse método de análise da instabilidade de tensão é sua capacidade de fornecer informações suficientes na predição dessa instabilidade, conhecendo-se apenas os fasores de tensão e corrente. Já os métodos tradicionais, precisam conhecer variáveis de grande parte do sistema, como, por exemplo, a configuração da rede, modelos dos equipamentos do sistema, estado dos interruptores, estágio dos tapes dos OLTC's, etc.

Ainda considerando o circuito da Figura 4.5, tem-se que a máxima transferência de potência ocorre quando:

$$|\bar{Z}_{carga}| = |\bar{Z}_{Th}| \quad (4.11)$$

Onde $\bar{Z}_{carga} = Z_{carga} \angle \theta = R_{carga} + jX_{carga}$.

A partir do circuito da Figura 4.5, é obtido o diagrama fasorial para esse circuito, Figura 4.6, considerando que a corrente \bar{I}_{carga} é a referência do sistema.

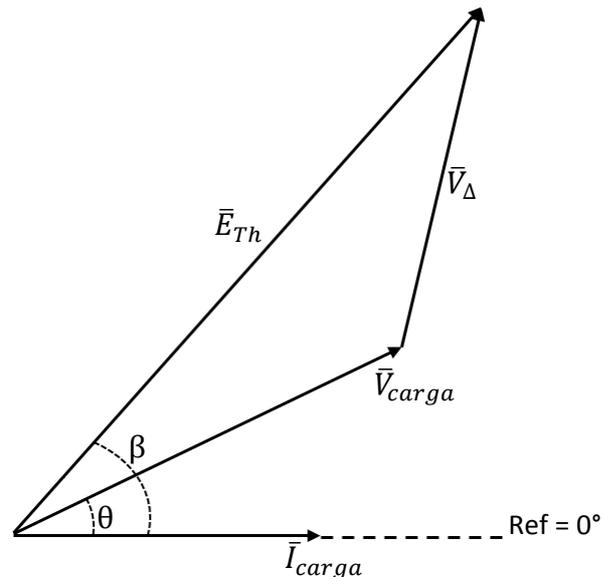


Figura 4.6 – Diagrama Fasorial do Circuito Equivalente de Thévenin.

Para o diagrama fasorial da Figura 4.6, as seguintes equações podem ser obtidas:

$$\bar{V}_{\Delta} = \bar{Z}_{Th} \bar{I}_{carga} = R_{Th} I_{carga} + jX_{Th} I_{carga} \quad (4.12)$$

$$\bar{E}_{Th} = E_{Th} \angle \beta = \bar{V}_{carga} + \bar{V}_{\Delta} = V_{carga} \angle \theta + \bar{V}_{\Delta} \quad (4.13)$$

Substituindo \bar{V}_{Δ} da equação (4.12) na equação (4.13) e a separando em partes real e imaginária, tem-se:

$$E_{Th} \cos \beta = R_{Th} I_{carga} + V_{carga} \cos \theta \quad (4.14)$$

$$E_{Th} \sin \beta = X_{Th} I_{carga} + V_{carga} \sin \theta \quad (4.15)$$

Em barras de EAT, a reatância de Thévenin é muito maior que a resistência ($X_{Th} \gg R_{Th}$), então supor que $R_{Th} \approx 0$ é bem razoável. Assim, a estimativa inicial para β é obtida isolando-o na equação (4.14), dada pela equação (4.16):

$$\beta = \cos^{-1} \left(\frac{V_{carga} \cos \theta}{E_{Th}} \right) \quad (4.16)$$

Os valores de V_{carga} e θ são obtidos pelas PMUs, então para que se possa estimar o valor de β , ainda é necessário conhecer o valor de E_{Th} . O valor de E_{Th} tem que estar entre um intervalo admissível que concorde com as leis do circuito elétrico. Assim, considerando uma carga indutiva, seu valor mínimo (E_{Th}^{min}), equação (4.17), corresponde à tensão na carga e seu valor máximo ($E_{Th}^{máx}$), equação (4.18), corresponde à tensão quando $Z_{carga} = X_{Th}$, com $R_{Th} = 0$. Em condições normais de operação, a impedância da carga é muito maior que a impedância de Thévenin. Uma boa estimativa inicial para E_{Th} é a média aritmética dos seus valores extremos, dado pela equação (4.20).

$$E_{Th}^{min} = V_{carga} \quad (4.17)$$

$$E_{Th}^{máx} = \frac{V_{carga} \cos \theta}{\cos \beta_{máx}} \quad (4.18)$$

$$\beta_{máx} = \tan^{-1} \left(\frac{Z_{carga} I_{carga} + V_{carga} \sen \theta}{V_{carga} \cos \theta} \right) \quad (4.19)$$

$$E_{Th}^0 = \frac{E_{Th}^{máx} + E_{Th}^{min}}{2} \quad (4.20)$$

Conhecendo os valores estimados de E_{Th} e β , calcula-se a reatância de Thévenin, como sendo:

$$X_{Th} = \frac{E_{Th} \sen \beta - V_{carga} \sen \theta}{I_{carga}} \quad (4.21)$$

CORSI & TARANTO (2008), apresentam um simples exemplo numérico que mostra a base da identificação adaptativa dos parâmetros. Neste exemplo os valores corretos da tensão e da impedância de Thévenin são de 20 V e 1 Ω , respectivamente. Para exemplificar a característica fundamental do método, assume-se que estes valores não são conhecidos. Para estimar, é necessário assumir que os valores de E_{Th} e Z_{Th} permanecem constantes entre duas medições subsequentes (considerando uma taxa de amostragem de 20 ms. Essa hipótese é bastante razoável). A análise começa

considerando que a impedância da carga é igual 9Ω e a corrente do circuito é 2 A , logo, a tensão na carga vale 18 V . No próximo passo, a impedância da carga é reduzida para 8Ω . Sem alterar a lógica da análise, pode-se assumir que se têm as medições de tensão e corrente e, em seguida, calcula-se a impedância da carga. Agora, é possível separar a análise em duas formar: uma para o caso de superestimação do valor da tensão do gerador, e outra para o caso de subestimação.

- 1) E_{Th} superestimado: Quando superestimado $E_{Th} = 21 \text{ V}$, os valores das variáveis do circuito são apresentados nas colunas 5 e 6 da Tabela 4.1. Nota-se que quando E_{Th} é superestimado, um decréscimo em Z_{carga} é acompanhado por um decréscimo em Z_{Th} .
- 2) E_{Th} subestimado: Quando subestimado $E_{Th} = 19 \text{ V}$, os valores das variáveis do circuito são apresentados nas colunas 7 e 8 da Tabela 4.1. Nota-se que, subestimando o valor de E_{Th} , um decréscimo em Z_{carga} é acompanhado por um incremento em Z_{Th} .

Tabela 4.1 – Variáveis do circuito super e sub estimando E_{Th}

Passo	Variáveis Conhecidas			Variáveis Estimadas			
	$Z_{carga}(\Omega)$	$I_{carga}(A)$	$V_{carga}(V)$	$E_{Th}(V)$	$Z_{Th}(\Omega)$	$E_{Th}(V)$	$Z_{Th}(\Omega)$
1	9	2	18	21	1,5	19	0,5
2	8	2,22	17,76	21	1,46	19	0,56

Em conclusão, quando a impedância da carga decresce, ela pode ser inferida a partir dessa análise simples. Quando as variações da impedância da carga e da impedância de Thévenin estão na mesma direção, de 9Ω para 8Ω e de $1,5 \Omega$ para $1,46 \Omega$, respectivamente, o valor da tensão de Thévenin deve ser reduzida. Caso contrário, E_{Th} deve ser incrementada. Uma análise similar pode ser feita para o caso de um incremento na impedância da carga. Neste caso, as conclusões seriam opostas, isto é, quando ambas as variações das impedâncias estão na mesma direção, o valor de E_{Th} deve ser incrementado. Caso contrário, deverá ser reduzido.

Conhecendo a direção que E_{Th} deve ser atualizado, precisa-se estabelecer o valor desta variação. Esta quantidade é calculada como segue:

$$\varepsilon_E = \min(\varepsilon_{inf}, \varepsilon_{sup}, \varepsilon_{lim}) \quad (4.22)$$

$$\varepsilon_{inf} = |E_{Th}^{i-1} - V_{carga}^i| \quad (4.23)$$

$$\varepsilon_{sup} = |E_{Th}^{i-1} - E_{Th}^{m\acute{a}x(i)}| \quad (4.24)$$

$$\varepsilon_{lim} = |E_{Th}^{i-1} \times k| \quad (4.25)$$

k é um parâmetro pré-especificado escolhido de modo a restringir o erro de identificação dentro de limites estreitos e i correspondente ao intervalo de tempo. 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} são ativadas somente quando a estimação de E_{Th} está perto de um dos limites possíveis.

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

Algoritmo para identificar X_{Th}
Passo 1) Estimas os valores iniciais para E_{Th}^0 , de acordo com a equação (4.20), e β^0 , pela equação (4.16), já considerando o valor de E_{Th}^0 .
Passo 2) Calcular X_{Th}^0 pela equação (4.21).
Passo 3) Fazer $i = 1$.
Passo 4) Calcular ε_E , equação (4.22).
Passo 5) Calcular E_{Th}^i de acordo com as condições: Se $(Z_{carga}^i - Z_{carga}^{i-1}) < 0$ então, faça: Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0$, então $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} - \varepsilon_E$ Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0$, então $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \varepsilon_E$ Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) = 0$, então $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1}$ Se $(Z_{carga}^i - Z_{carga}^{i-1}) > 0$ então, faça: Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0$, então $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \varepsilon_E$ Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0$, então $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} - \varepsilon_E$ Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) = 0$, então $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1}$ Se $(Z_{carga}^i - Z_{carga}^{i-1}) = 0$ então, $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1}$
Passo 6) Calcular β^i e X_{Th}^i , pelas equações (4.16) e (4.21), respectivamente.
Passo 7) Fazer $i = i + 1$ e voltar ao Passo 4.

O algoritmo do método utiliza a reatância X_{Th}^{i*} ainda não apresentada. Essa reatância corresponde a um valor intermediário de X_{Th}^i , calculada a partir da equação (4.21) utilizando os valores de V_{carga}^i , I_{carga}^i e θ^i atualizados, da tensão E_{Th}^{i-1} do passo anterior e β^{i*} intermediário. Assim:

$$\beta^{i*} = \cos^{-1} \left(\frac{V_{carga}^i \cos \theta^i}{E_{Th}^{i-1}} \right) \quad (4.26)$$

$$X_{Th}^{i*} = \frac{E_{Th}^{i-1} \sin \beta^{i*} - V_{carga}^i \sin \theta^i}{I_{carga}^i} \quad (4.27)$$

CAPÍTULO 5

ESTUDO DE CASO

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos para a avaliação da margem de estabilidade de tensão na subestação de Rurópolis do sistema Eletrobrás Eletronorte, considerando três casos distintos. O primeiro caso é a avaliação que leva em consideração o carregamento do sistema, o segundo caso leva em consideração a influência da geração de energia e o terceiro leva em consideração perturbações que ocorreram no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A subestação de Rurópolis foi escolhida por ser a que apresenta a maior base de dados, com relação a dados obtidos por PMU's, de todo o sistema da ELN. Sua localização é observada no diagrama elétrico da Figura 5.1. Esse diagrama apresenta, também, todo o sistema elétrico de alta tensão do estado do Pará.

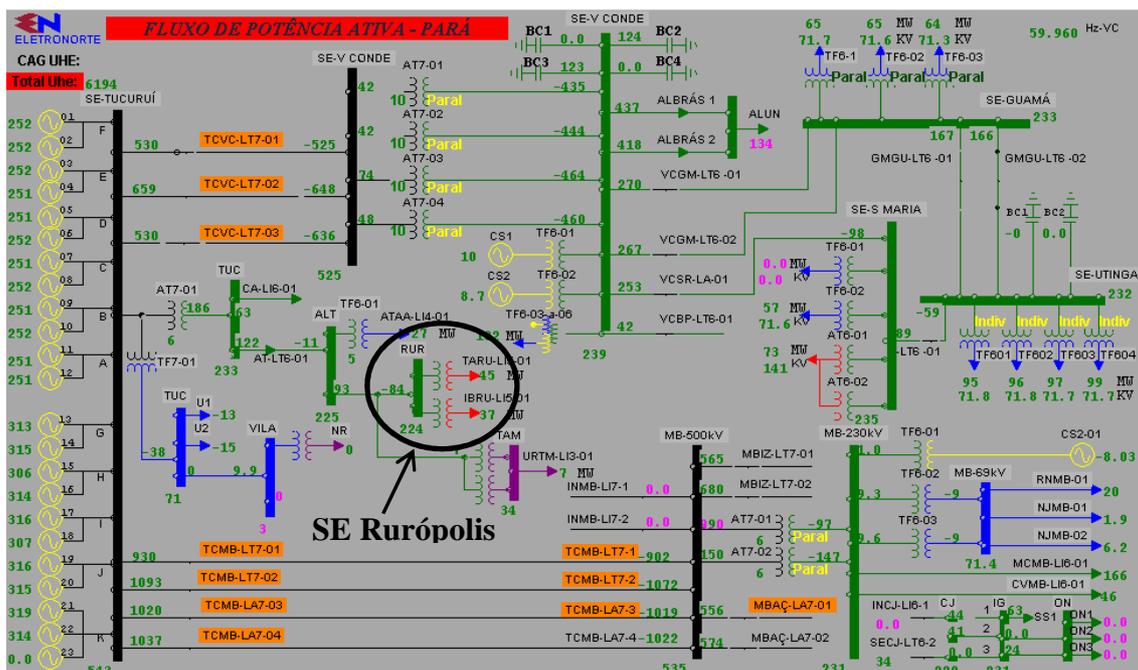


Figura 5.1 – Diagrama elétrico do Estado do Pará (ELN)

A avaliação da margem de estabilidade de tensão é realizada, utilizando-se os sincrofasores da tensão na SE Rurópolis e da corrente que flui dessa SE para sua jusante, região à direita da barra na Figura 5.1, medidos nessa subestação, a uma taxa de 10 sincrofasores/seg. O valor de k , parâmetro utilizado pelo método de CORSI-TARANTO escolhido de modo a restringir o erro de identificação da tensão de Thévenin, é de 10^{-3} nas primeiras 600 amostras e 10^{-5} para as amostras seguintes. O método foi programado utilizando o software MatLab®.

O diagrama elétrico da subestação Rurópolis é apresentado na figura 5.2.

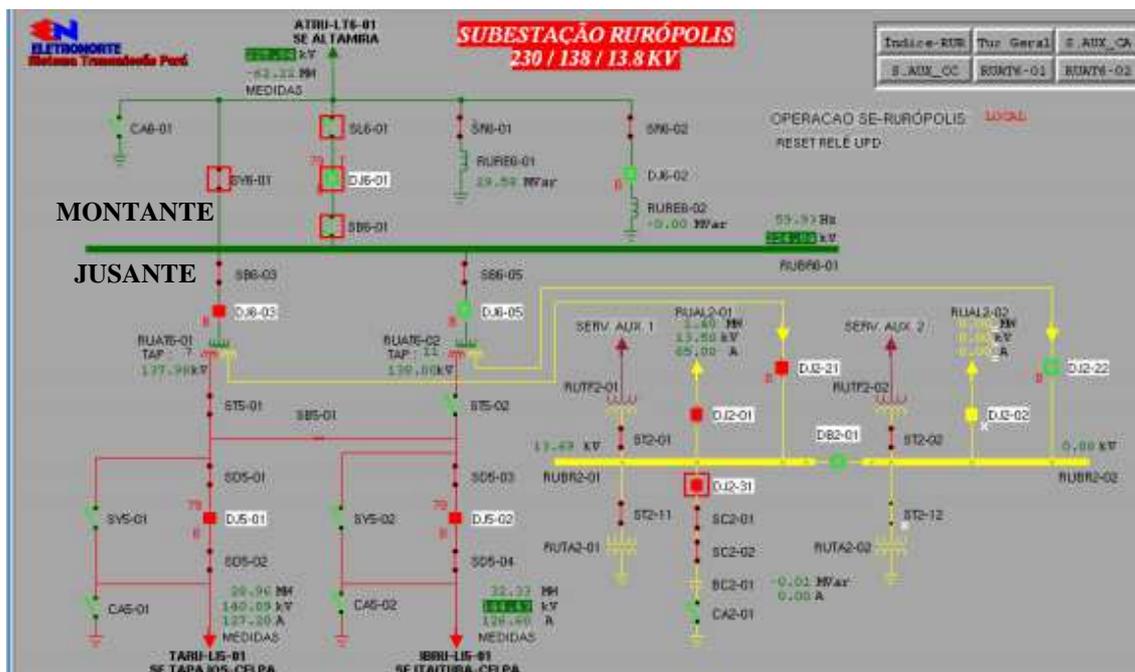


Figura 5.2 – Diagrama elétrico da SE Rurópolis (ELN)

5.2 CASO 1: AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO O CARREGAMENTO DO SISTEMA

Para se avaliar o comportamento da margem de estabilidade de tensão na SE Rurópolis com relação ao carregamento do sistema a jusante, foram considerados amostras dos fasores de tensão e corrente em dois períodos de um mesmo dia. O dia escolhido foi o dia 19/11/2012. Esse dia foi o escolhido por não ter ocorrido nenhum evento relevante no SIN, segundo o site do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os dados de tensão e corrente foram obtidos das 05h00min às 05h20min, período em que o sistema está pouco carregado, e das 20h00min às 20h20min, que representa o período em que o sistema está mais carregado, nas Figuras 5.3 e 5.4 são apresentados os gráficos com as magnitudes da tensão e corrente na carga, respectivamente.

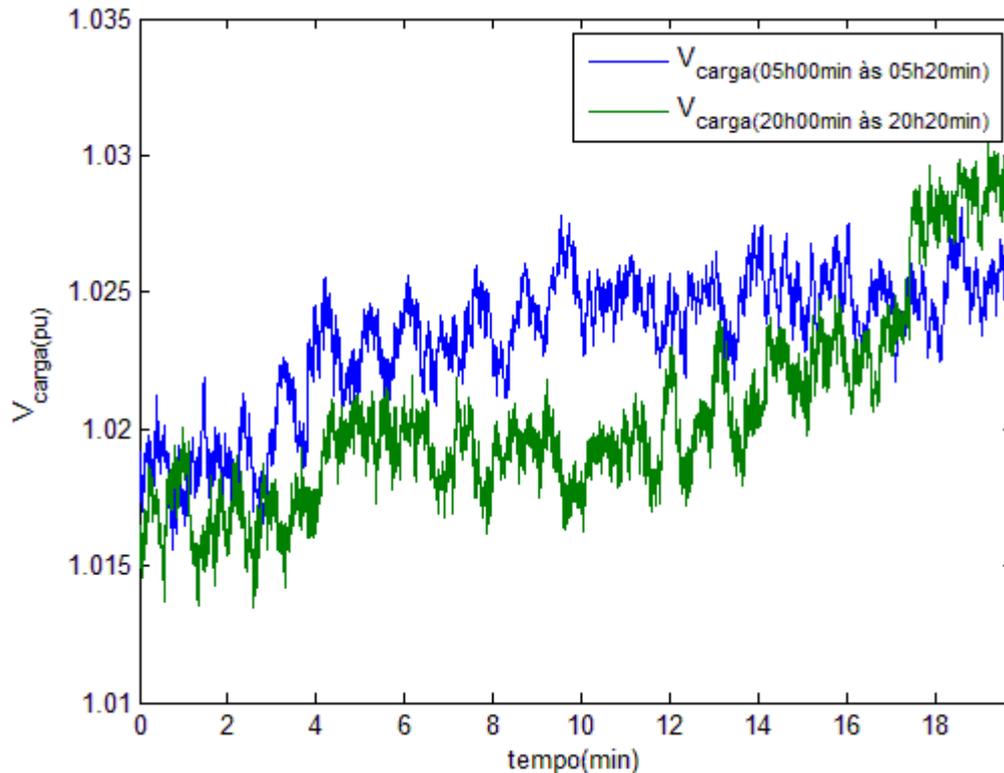


Figura 5.3 – Magnitude das tensões na carga medidas pela PMU.

Pela Figura 5.3, nota-se que as tensões na carga, para os diferentes carregamentos, praticamente não apresentaram variações. Já, na figura 5.4, percebe-se que a corrente na carga aumenta com o aumento na demanda de potência pela carga.

Os dados dessas horas foram os escolhidos por apresentarem diferentes carregamentos e pela estimação da impedância de Thévenin apresentar um valor bastante próximo entre si, conforme pode ser observado na Figura 5.5. As variações da impedância de Thévenin podem ser causadas por mudanças na configuração do sistema, como, por exemplo, atuação dos OLTC's, saída ou entrada de linhas de transmissão, operação de sistemas de compensação reativa ou atuação de OEL's. A importância da impedância de Thévenin ser semelhante, é que, desta maneira, a margem de estabilidade de tensão pode ser avaliada levando em consideração o carregamento (aumento da potência demandada pela carga) do sistema.

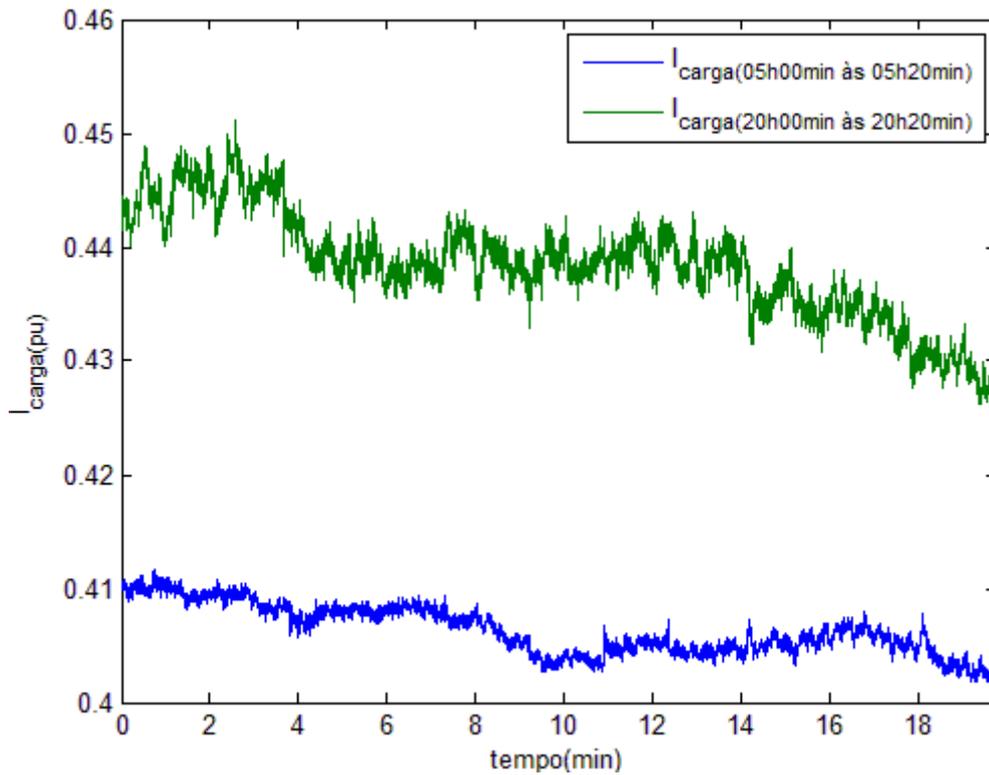


Figura 5.4 – Correntes da carga medidas pela PMU.

Na Figura 5.6 são apresentadas as impedâncias calculadas da carga. Como é esperada, no período de maior carregamento, a impedância da carga é menor.

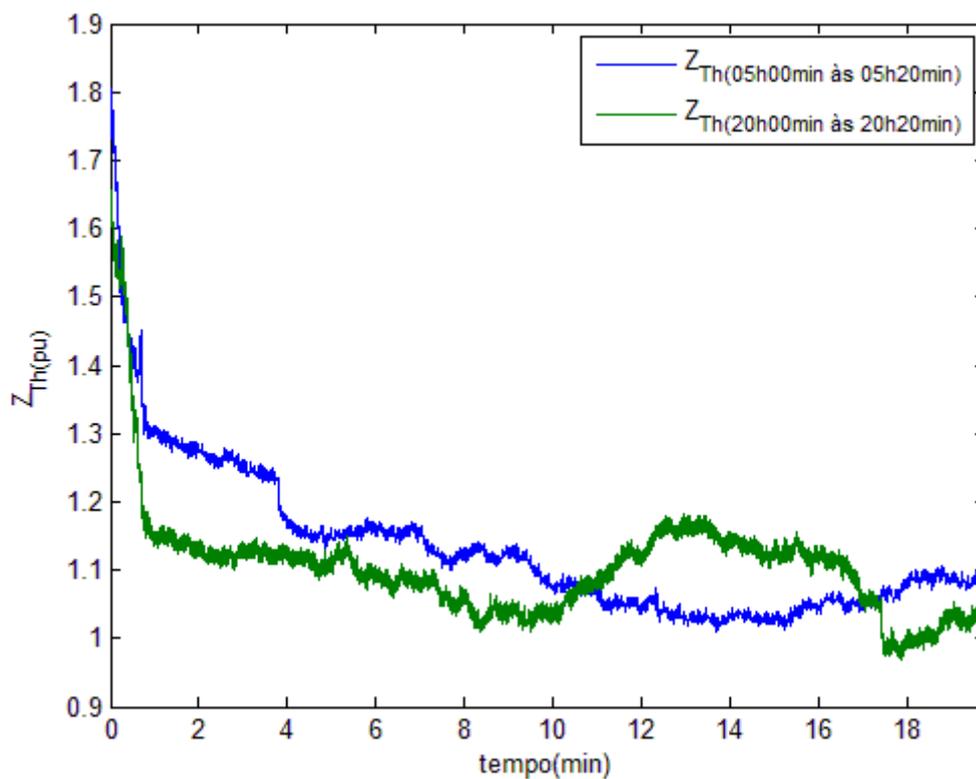


Figura 5.5 – Impedâncias de Thévenin.

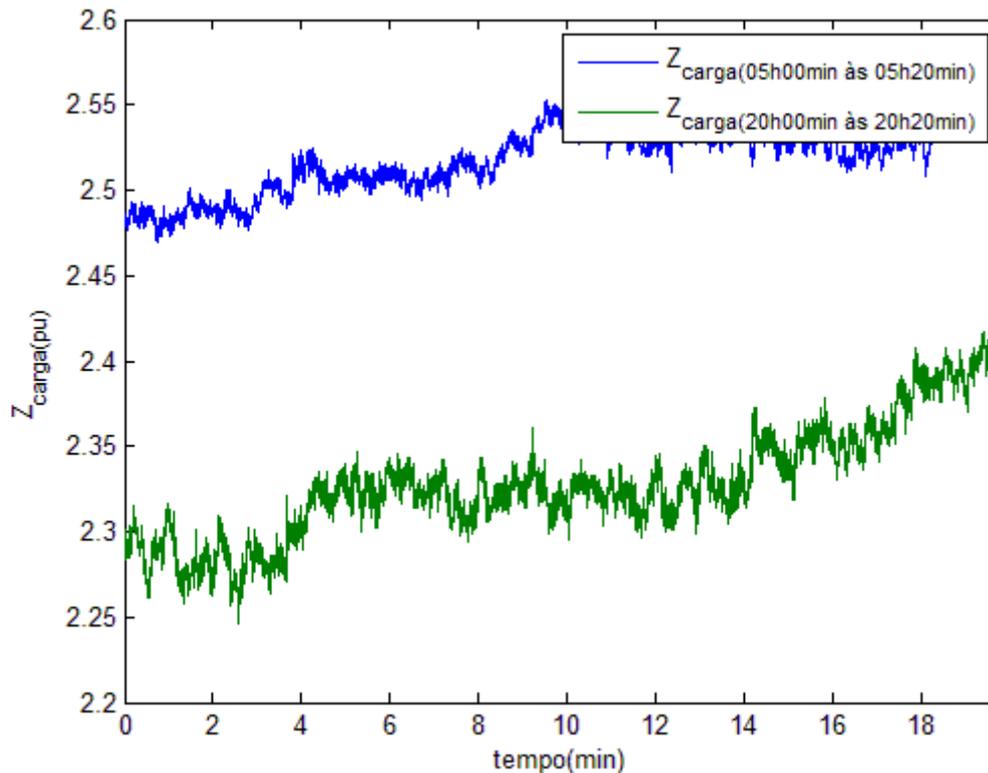


Figura 5.6 – Impedâncias da carga

O valor da tensão de Thévenin estimada, Figura 5.7, é maior no período de menor carregamento. É importante destacar neste caso, que embora o método de CORSI-TARANTO estime a fonte de tensão equivalente de todo o SIN, tal tensão de Thevenin “vista” pela SE Rurópolis 230 kV possui maior influência da excitação das máquinas síncronas da Usina Hidrelétrica de Tucuruí (UHE-Tucuruí). No período da madrugada os compensadores síncronos CS1, CS2 e CS2-01, Figura 5.1, estão, provavelmente, absorvendo reativo do sistema, o que causa o aumento da tensão de Thevenin estimada devido ao aumento de excitação das máquinas da UHE-Tucuruí. Já no período de pico de carga, com o sistema mais carregado, esses compensadores estão injetando reativo no sistema. Assim, a corrente de campo, I_f , nos geradores da UHE-Tucuruí é reduzida e, como E_{Th} é função de I_f , ele também é reduzido.

Como o valor da impedância de Thévenin pouco se alterou, a expectativa é que a margem de estabilidade de tensão, calculada por $1 - I_0$ (o índice I_0 foi definido no Capítulo 4 equação (4.1)) seja reduzida, o que pode ser observado pela análise da Figura 5.8.

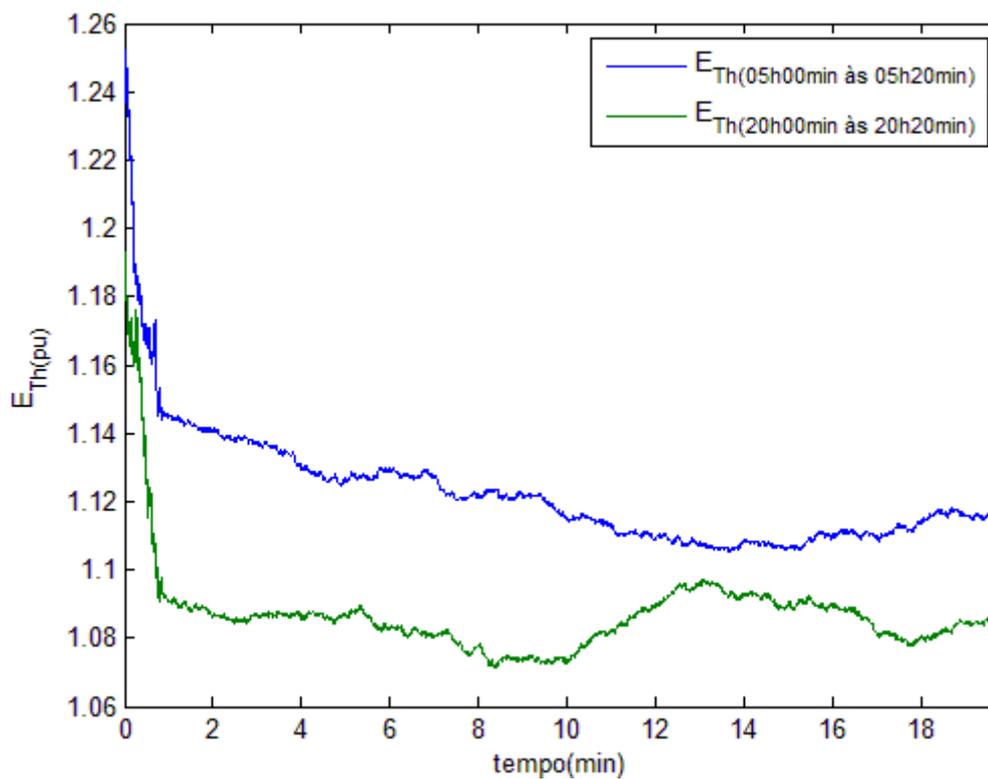


Figura 5.7 – Tensões estimadas de Thévenin.

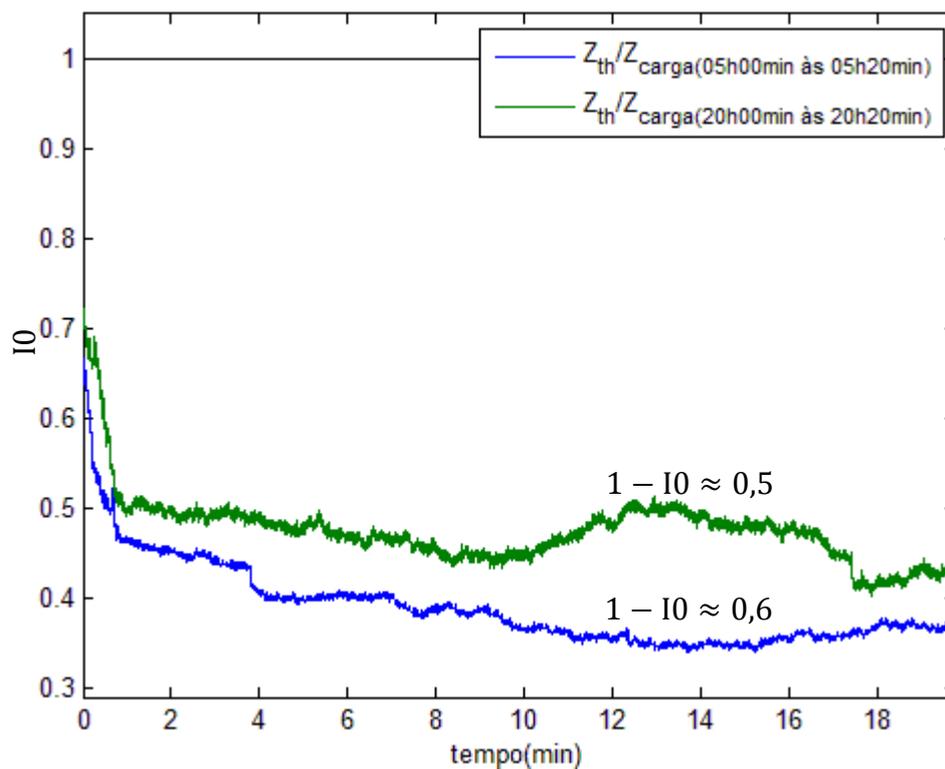


Figura 5.8 – Índice I0

Pela Figura 5.8, percebe-se que a margem de estabilidade de tensão é menor com o aumento do carregamento do sistema. Neste exemplo, em especial, a margem ainda é

considerada grande, entre 60 e 70% para o período da manhã e entre 40 e 50% para o período da noite, isso se deve ao fato da linha de transmissão de 230 kV do sistema elétrico do Tramoeste ainda possuir folga de carregamento. Lembrando que quando $I_0 = 1$, ou seja, 100%, têm-se o ponto de máximo carregamento, que na prática também é o ponto de instabilidade de tensão do sistema.

5.3 CASO 2: AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO CONSIDERANDO A ENTRADA DE FONTES GERADORAS

Para se avaliar a margem de estabilidade de tensão com relação à variação da geração da UHE Tucuruí, foram obtidos dados dos sincrofasores de tensão e corrente em meses distintos, um para o dia 08 de abril de 2012 e outro para o dia 07 de outubro de 2012, ambos com intervalos de tempo que vão das 17h00min às 18h00min. No mês de abril a geração da UHE Tucuruí é máxima, já no mês de outubro ela é mínima, conforme pode ser observado na Figura 5.9, a qual apresenta a geração de energia pelas fontes hidráulicas para a região norte. Ressalta-se que praticamente toda a energia elétrica gerada por essas fontes hidráulicas nessa região pertence à UHE Tucuruí.

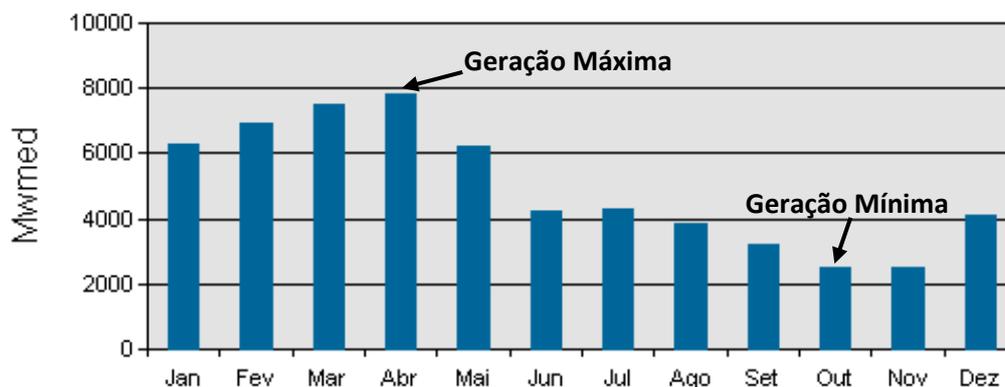


Figura 5.9 – Geração de energia pelas fontes hidráulicas da região Norte no ano de 2012. (ONS)

Os dias e instantes de tempo em que os dados das medições foram obtidos, dia 08/04/2012 e dia 07/10/2012, são, em termos de carga, muito semelhantes. Eles

apresentam os módulos de tensão e corrente praticamente iguais, isso pode ser observado nas Figuras 5.10 e 5.11, respectivamente.

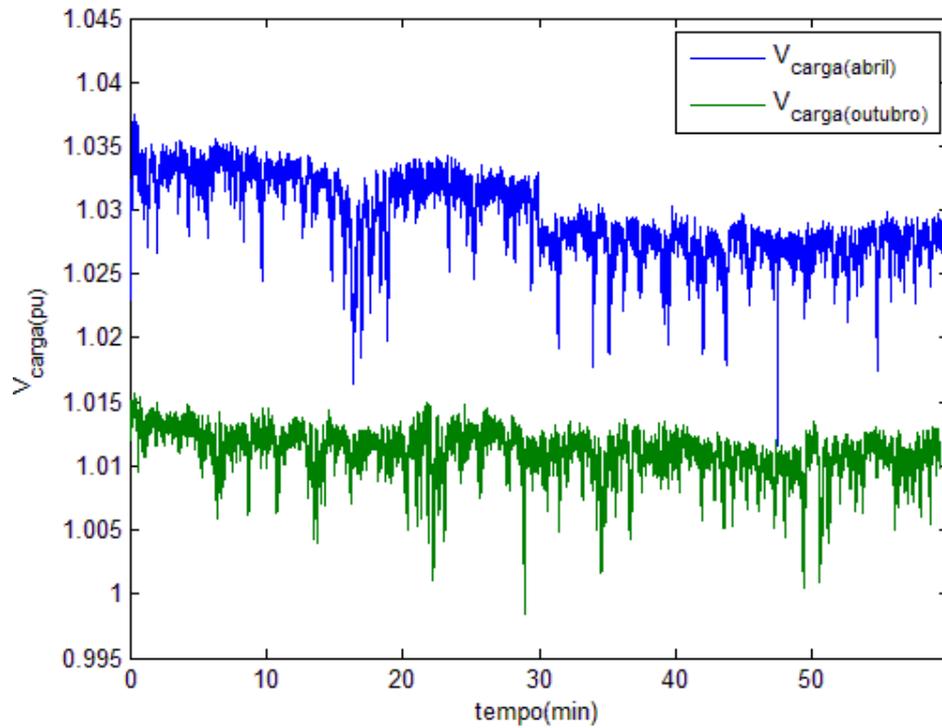


Figura 5.10 – Tensões na carga, medidos pela PMU.

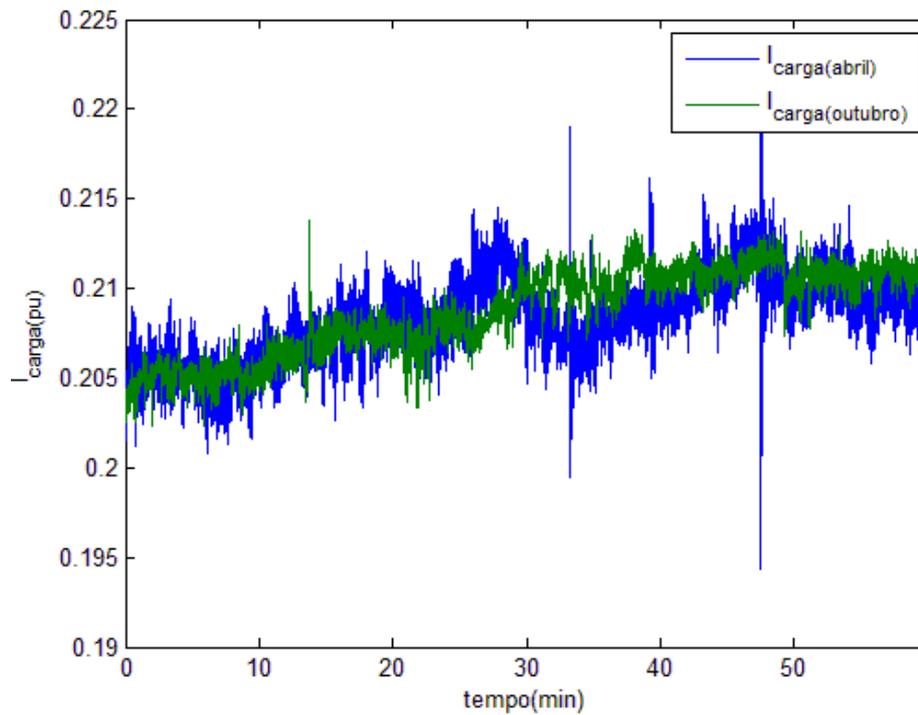


Figura 5.11 – Correntes na carga, medidos pela PMU.

Como os valores das magnitudes tensão e corrente são semelhantes para os dias considerados, logo a magnitude das impedâncias da carga para esses dias também são bastante semelhantes, conforme a figura 5.12.

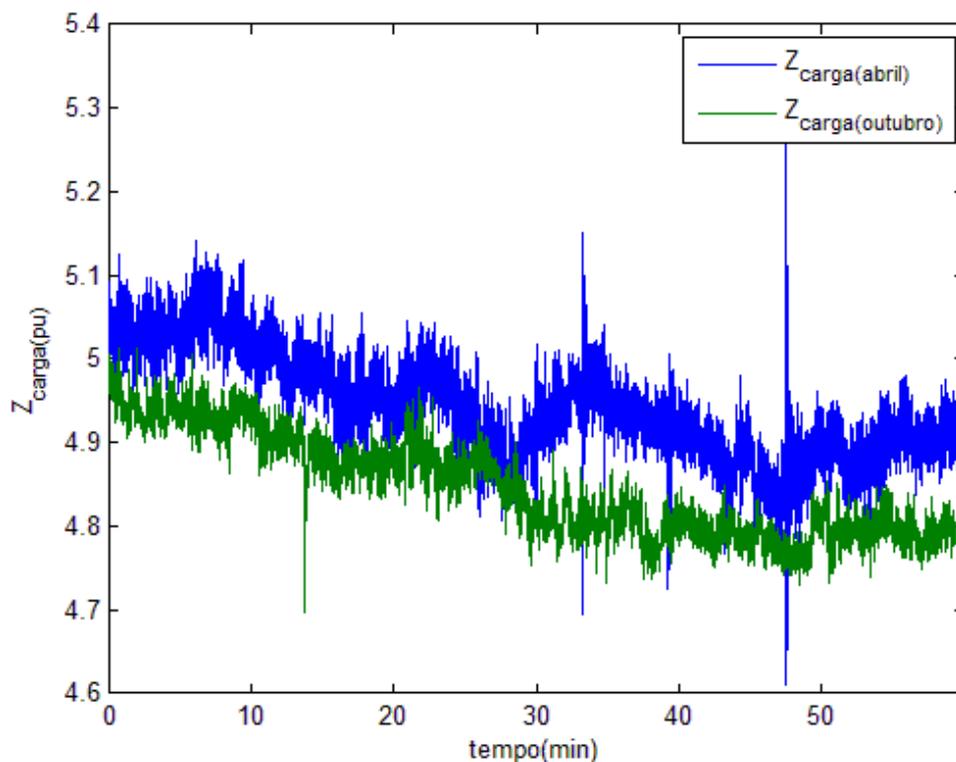


Figura 5.12 – Impedâncias da carga para dos dias distintos

Pela Figura 5.13, percebe-se que a impedância de Thévenin é maior para o mês de outubro. Isso ocorre por que nesse mês os geradores numerados de 13 a 23 na Figura 5.1, da UHE Tucuruí, estão desligados. Assim, a reatância dos transformadores a que os referidos geradores estão ligados, não participam do cálculo da impedância equivalente de Thévenin. Como esses componentes estão em paralelo entre si, Z_{Th} é maior em outubro do que em abril, quando estão em operação todos os 23 geradores síncronos da UHE-Tucuruí.

Para os períodos considerados nos dois casos, como a impedância da carga no mês de abril é semelhante a do mês de outubro e a impedância de Thévenin é menor no mês de abril em relação à do mês de outubro. Logo, a margem de estabilidade de tensão é maior em abril do que em outubro. Isso pode ser observado na Figura 5.14, na qual o índice I_0 é mostrado para os dois casos.

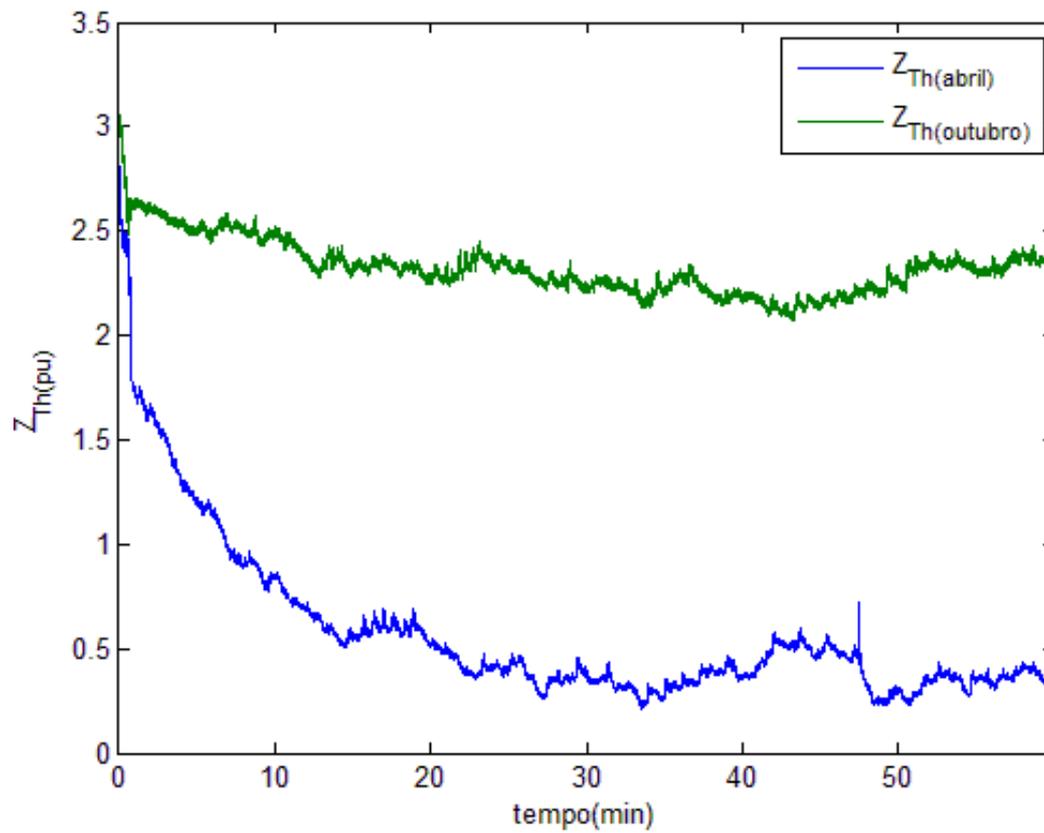


Figura 5.13 – Impedâncias estimadas de Thévenin

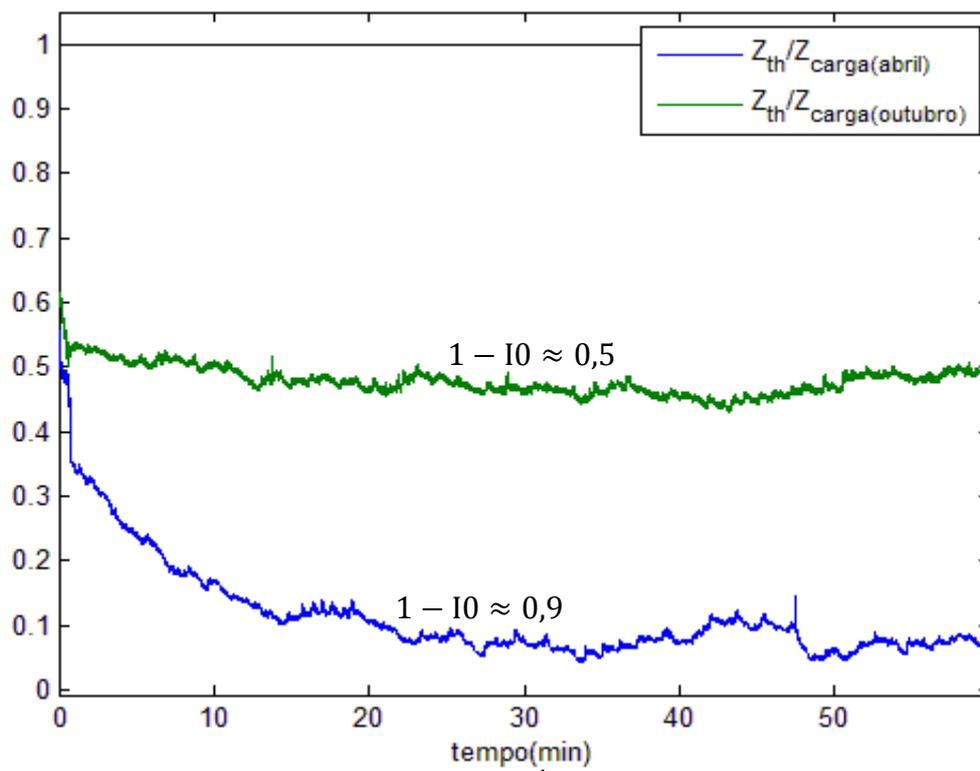
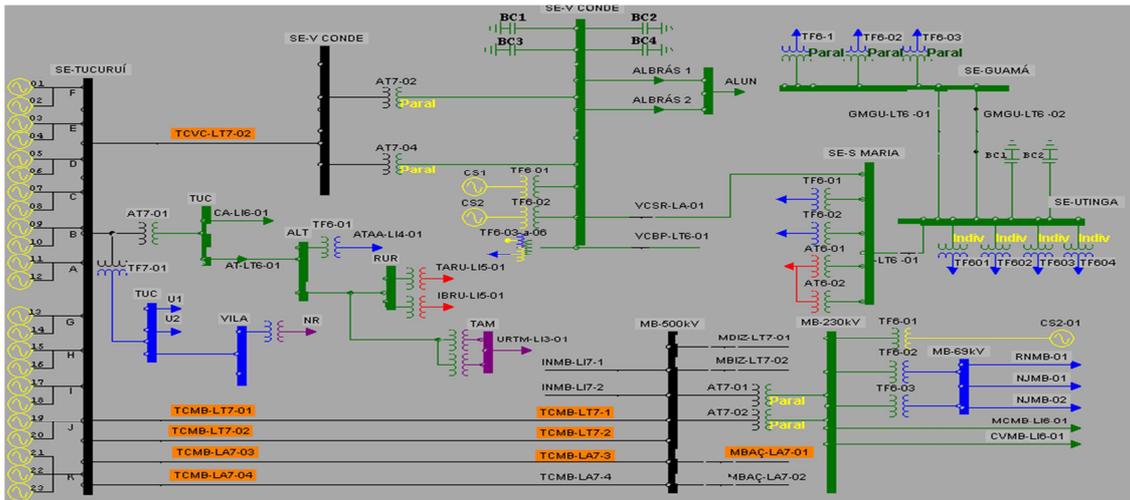


Figura 5.14 – Índice I_0 .



(b)

Figura 5.15 – Diagrama elétrico do Pará (a) em regime e (b) durante o evento.

Os fasores de tensão e corrente na SE RU foram obtidos das 09h00min às 10h00min para o dia 29/03 e 28/03/2012 estão apresentados nas Figuras 5.16 e 5.17. O objetivo em se utilizar os fasores para o dia 28 é que, assim, podem-se ter gráficos comparativos. Nestas Figuras, percebe-se que esse evento não implicou, diretamente, na nos valores medidos para a tensão e a corrente, tanto que o comportamento dessas curvas para os dias sem e com perturbação permanece semelhante.

Nas Figuras 5.18 e 5.19, são apresentados a magnitude e o ângulo de carga para os dias 28 e 29.

No período em que os componentes, tais como linhas de transmissão e autotransformadores, estão fora do sistema, à margem de estabilidade de tensão (1-10) diminui, isso ocorre por que há um aumento de Z_{Th} , isso ocorre devido a saída de componentes do sistema de transmissão Tucuruí/Vila do Conde 500 kV. Após a recomposição do sistema, a impedância retorna ao seu valor anterior à perturbação. Não há uma grande variação no valor da tensão de Thévenin durante o período da perturbação.

Nas figuras 5.20, 5.21, 5.22 e 5.23, são apresentados E_{Th} , o ângulo β , Z_{Th} e Z_{Th}/Z_{carga} , respectivamente, para os dias em estudo. Nessas Figuras, percebe-se que durante a perturbação não houve perda de caracterização das curvas da tensão de Thévenin, do ângulo β . Assim sendo, a influência da perturbação reflete na impedância

de Thévenin “vista” pela SE RU. Já na Figura 5.23, que apresenta a razão entre as impedâncias, é perceptível a grande redução da margem de estabilidade de tensão.

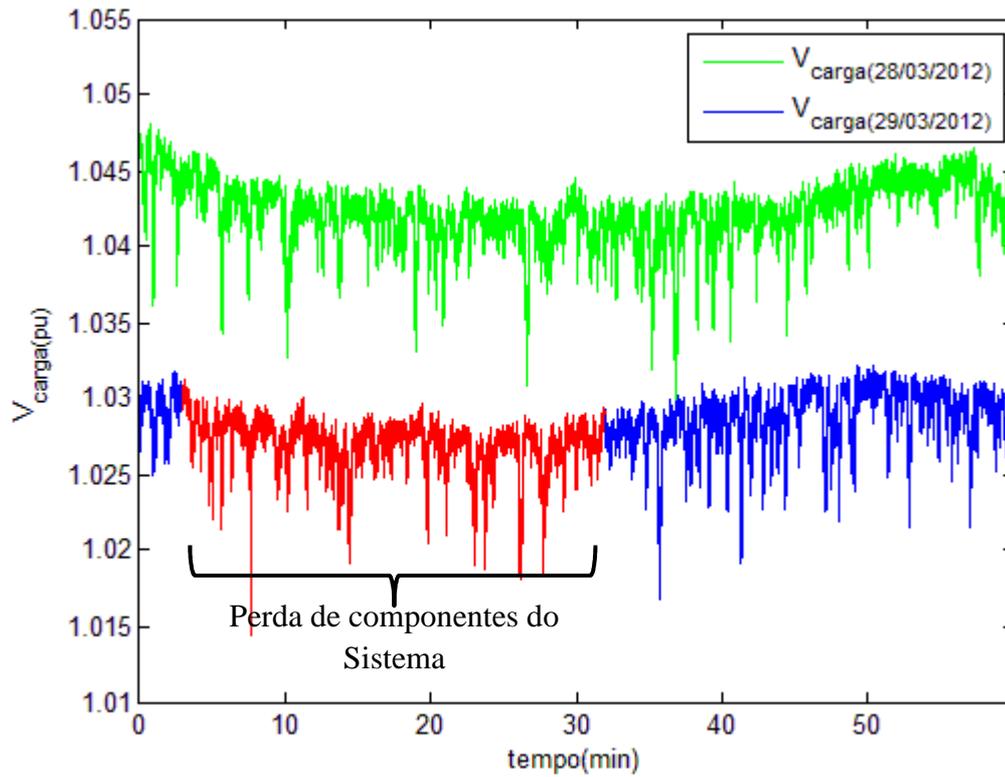


Figura 5.16 – Tensão da carga

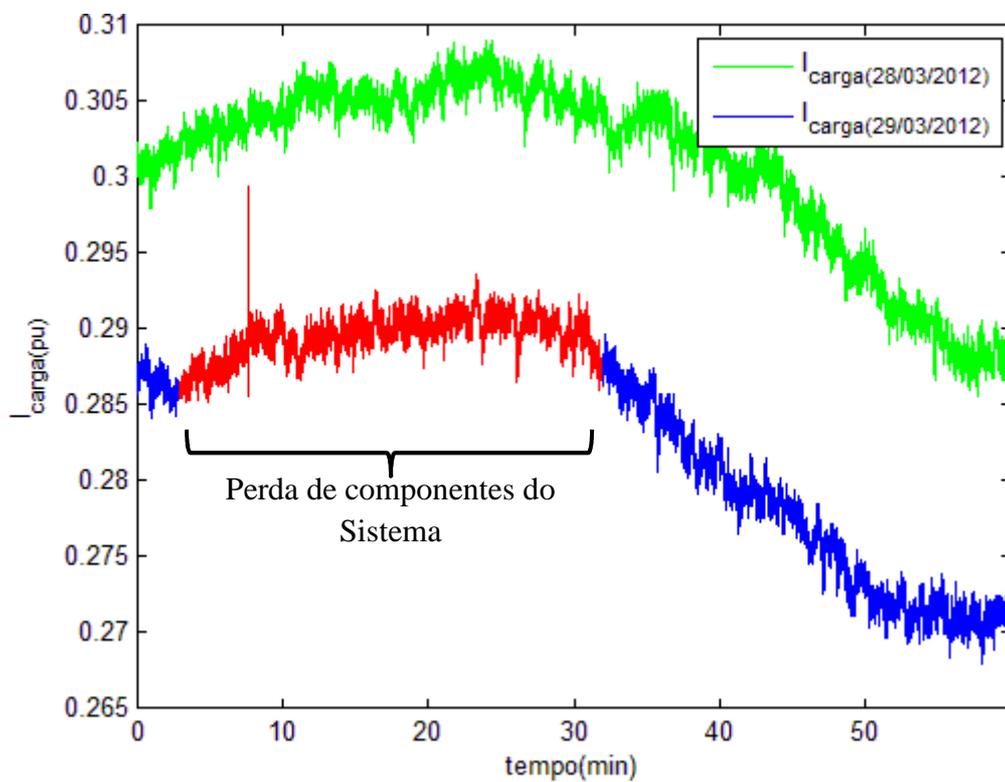


Figura 5.17 – Corrente na carga

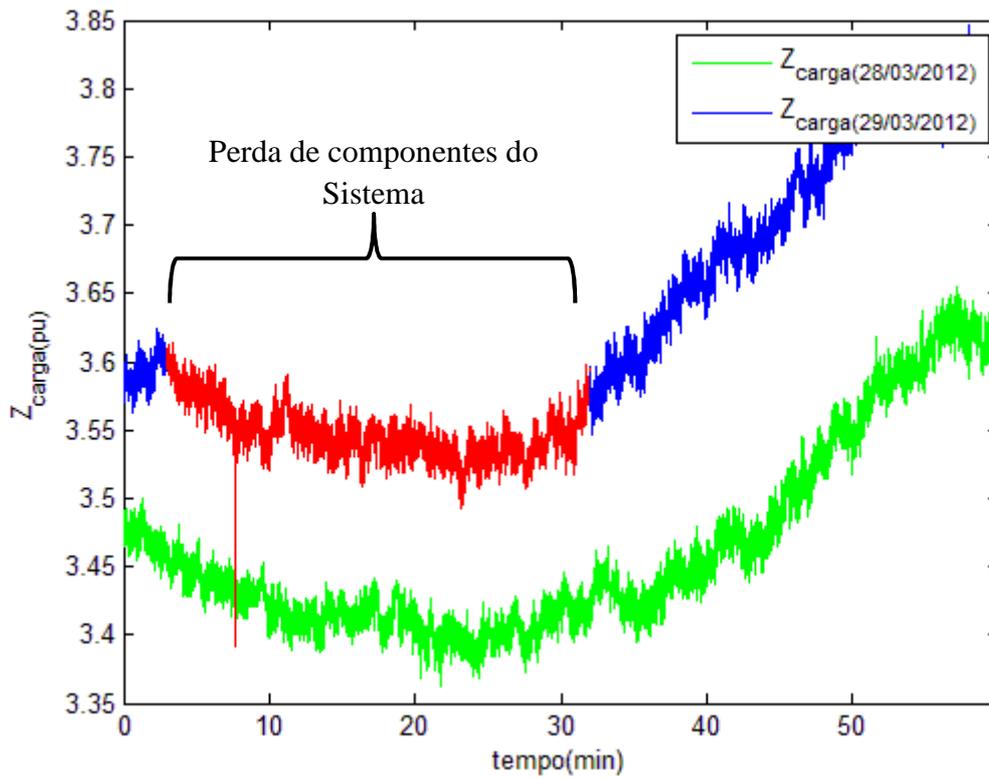


Figura 5.18 – Magnitude da impedância da carga

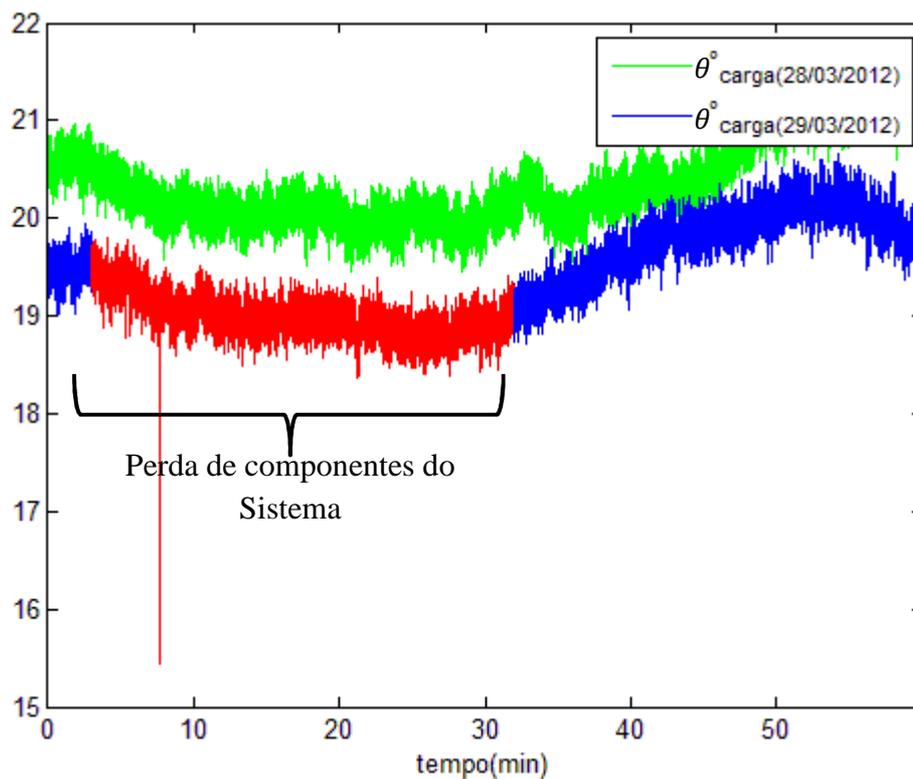


Figura 5.19 – Ângulo de carga

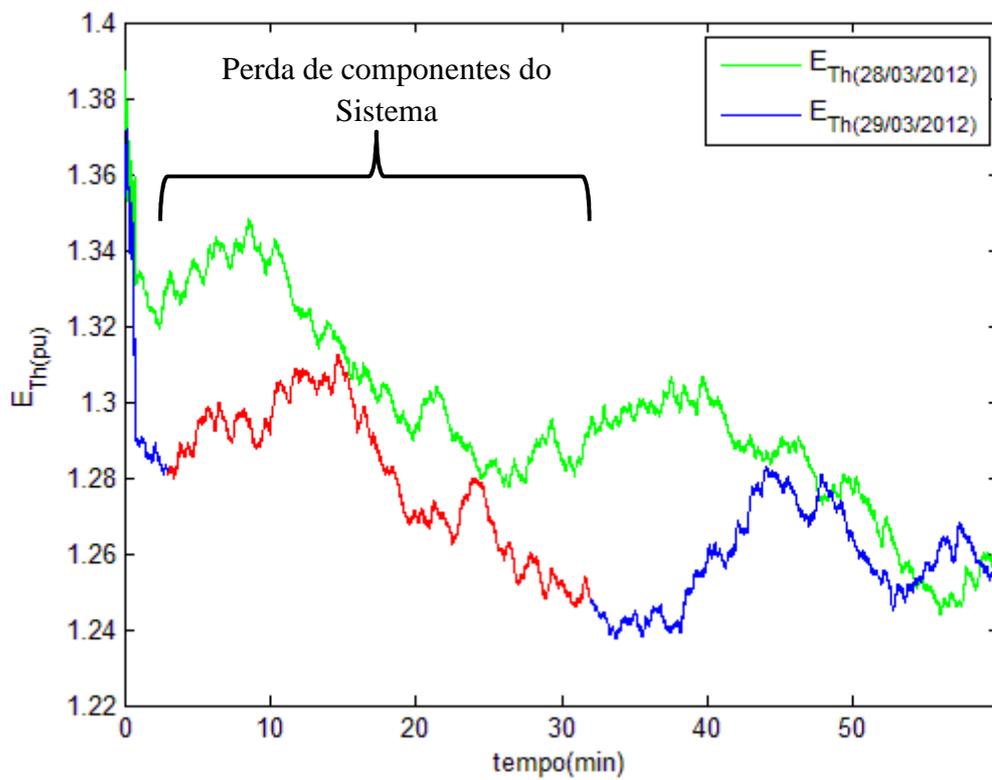


Figura 5.20 – Magnitude da tensão de Thévenin.

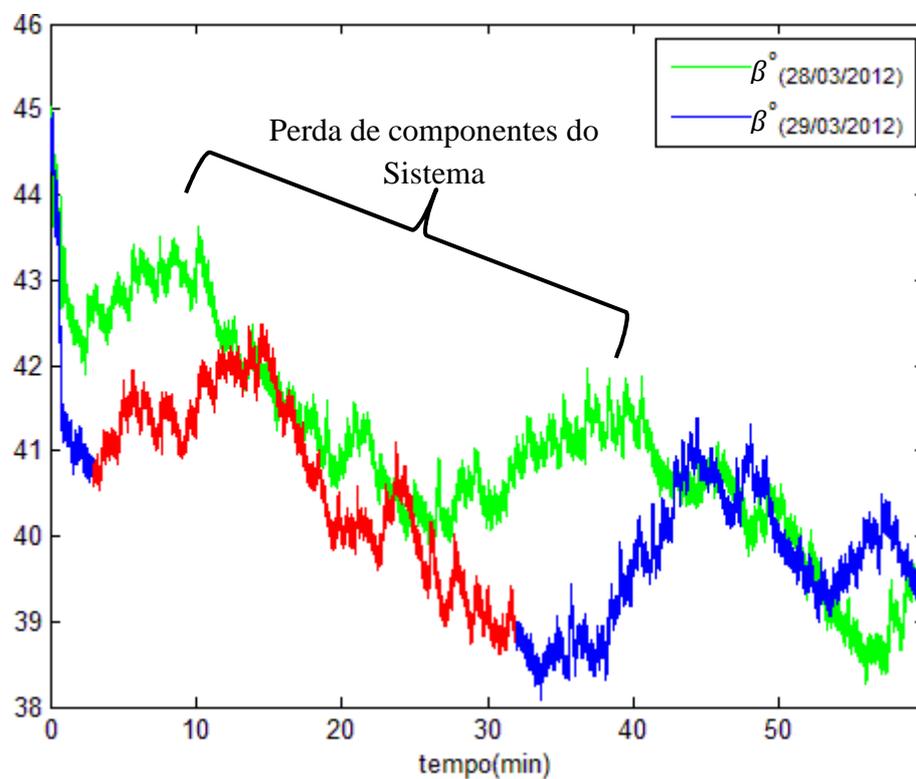


Figura 5.21 – Diferença angular entre a tensão de Thévenin e a corrente de carga.

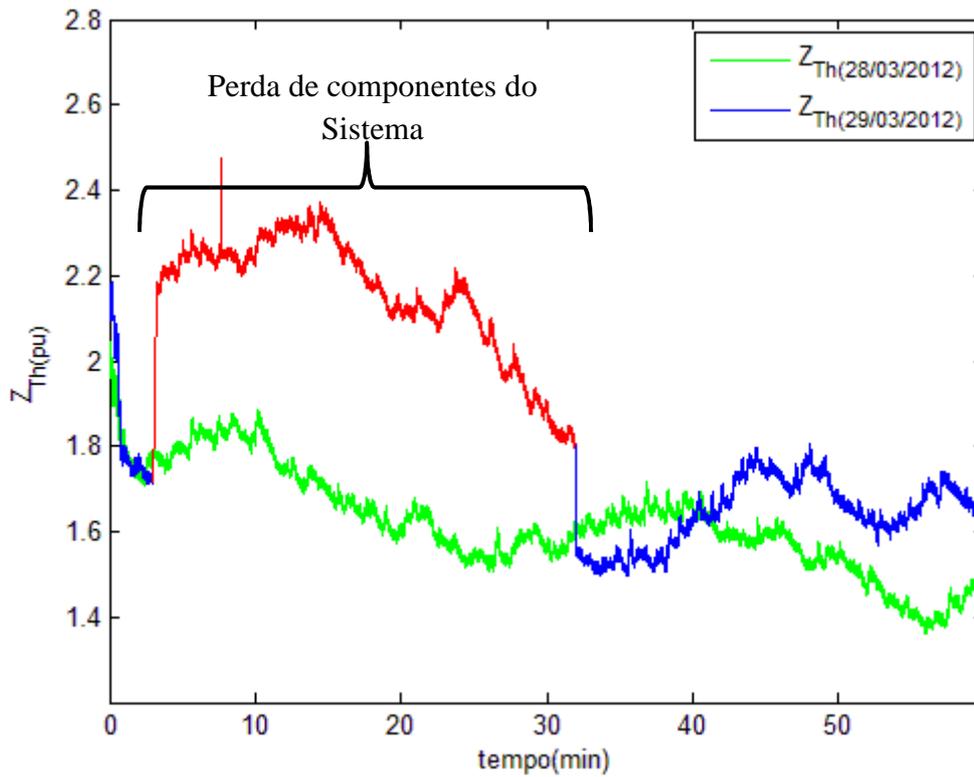


Figura 5.22 – Impedância de Thévenin “vista” pela SE RU.

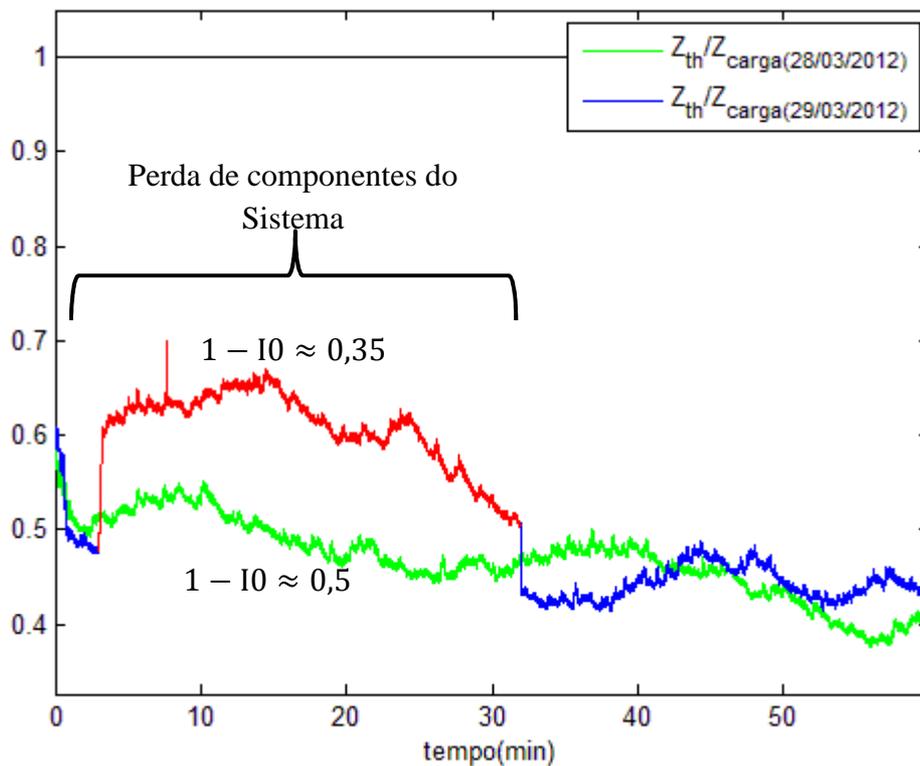


Figura 5.23 – Índice I_0 para o dia 28 e 29/03/2012.

5.3.2 Perturbação dia 22/09/2012

No dia 22/09/2012, segundo a (ONS), às 15h50min, houve o desligamento automático de toda a SE Imperatriz – 500/230/69/13,8 kV causando o desligamento automático das linhas de transmissão 500 kV Colinas/Miracema C1, C2 e C3, além da linha de transmissão de 500 kV serra da Mesa 2/ Rio das Éguas. A recomposição do sistema iniciou logo depois e foi concluída às 16h40min. A Figura 5.24 apresenta o diagrama unifilar do sistema elétrico Norte/Nordeste, já apresentando o local onde ocorreu a falta da primeira perturbação estudada, do dia 29/03/2012, e os componentes que serão retirados neste segundo estudo de perturbação.

Os fasores de tensão e corrente na SE RU foram obtidos das 15h40min às 17h00min para o dia 15/09 e 22/09/2012 estão apresentados nas Figuras 5.25 e 5.26. O objetivo em se utilizar os fasores para o dia 15 é que, assim, podem-se obter gráficos comparativos. Nessas Figuras pode-se perceber que nos períodos durante e após a perturbação, não houveram diferenças entre as curvas plotadas.

Nas Figuras 5.27 e 5.28, são apresentados a magnitude e o ângulo de carga para os dias 15 e 22.

No período em que as linhas de transmissão estão fora do sistema, a margem de estabilidade de tensão (1-I0) diminui, isso ocorre por que há uma aumento de Z_{Th} . Contudo, como pode ser observado pela Figura 5.32, a retirada dessas linhas de transmissão foi menos agravante para a margem da estabilidade de tensão do que as retiradas ocorridas no dia 29/03 que, apesar de ser um evento de menor intensidade para o SIN, foi o que mais subtraiu a margem de estabilidade da SE RU.

O evento ocorrido no dia 22/09 foi mais distante, eletricamente, do que o ocorrido no dia 29/03 da barra em análise. Por este motivo a perda das linhas de transmissão agravou menos a impedância de Thévenin “vista” pela SE RU. O estudo desse evento em comparação com os do dia 29/03 prova que a “distância” em que as faltas, ou retiradas de componentes do sistema acontecem é um fator importante a ser considerado no estudo da estabilidade de tensão.

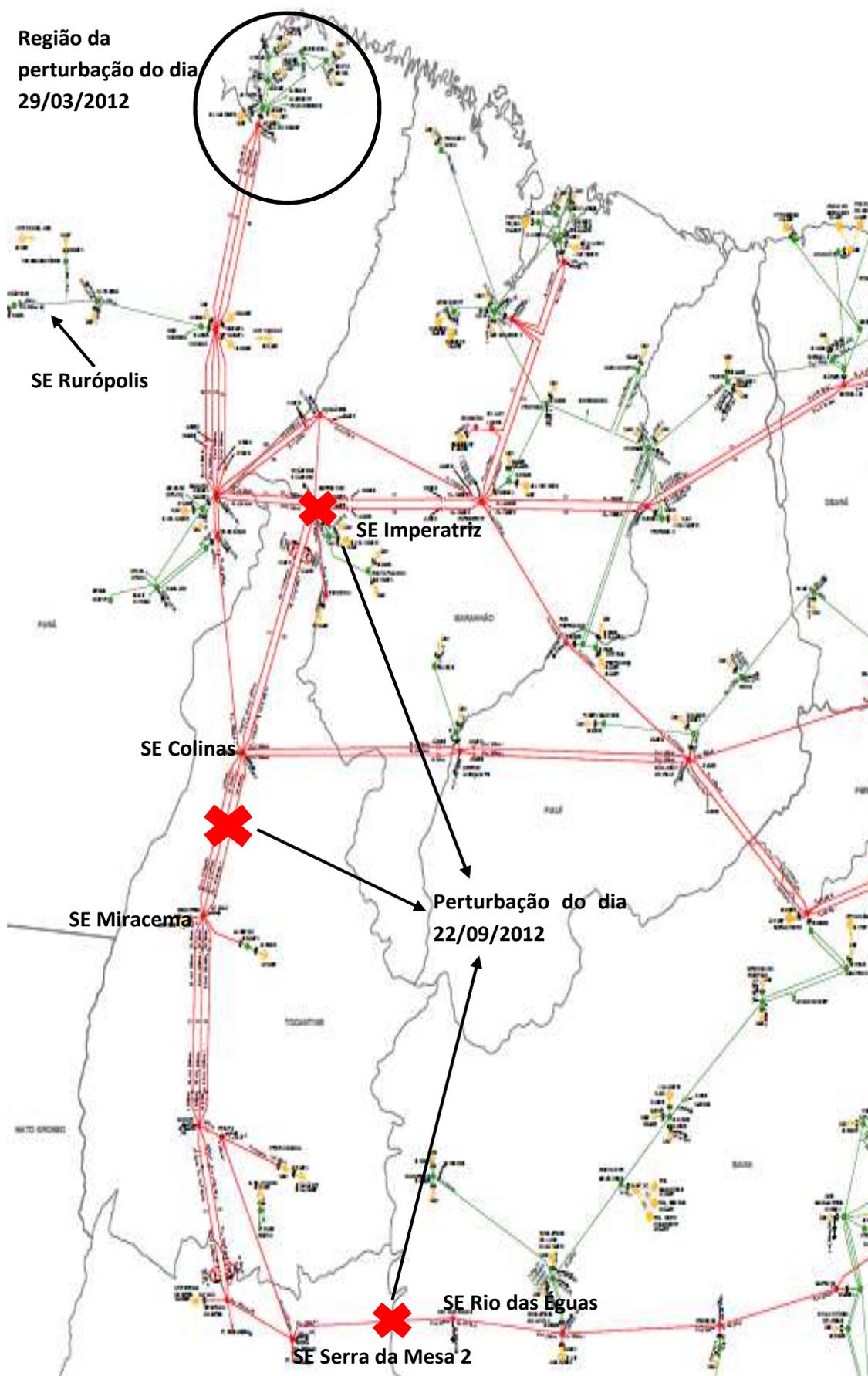


Figura 5.24 – Diagrama elétrico do sistema Norte/Nordeste (ONS)

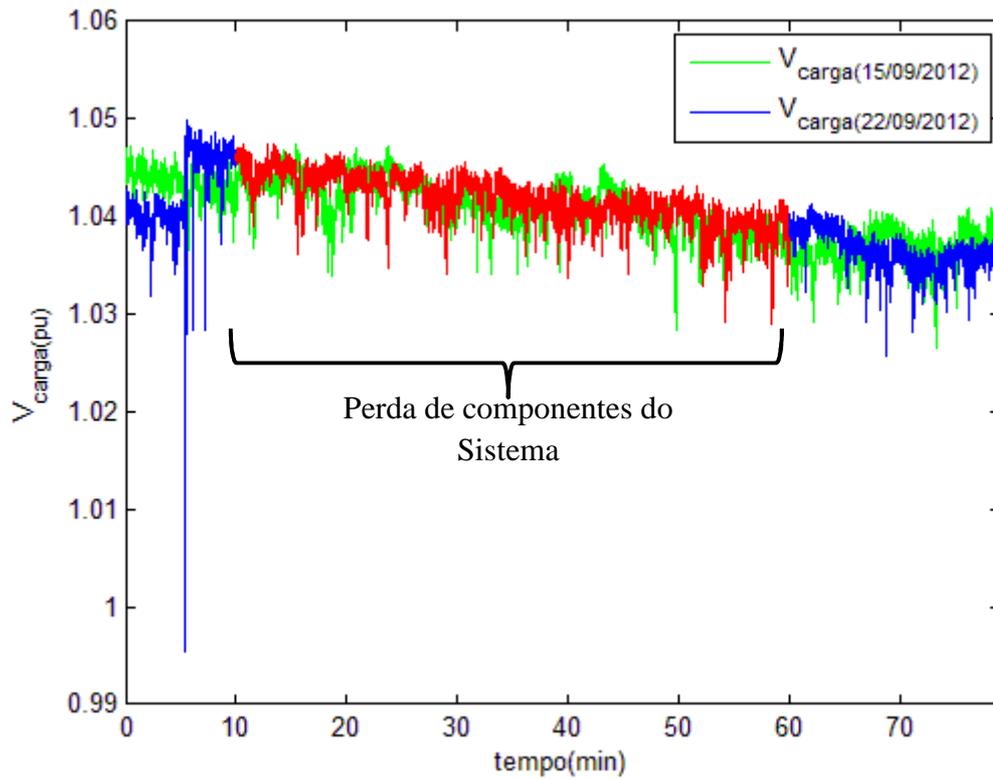


Figura 5.25 – Magnitude da tensão na carga.

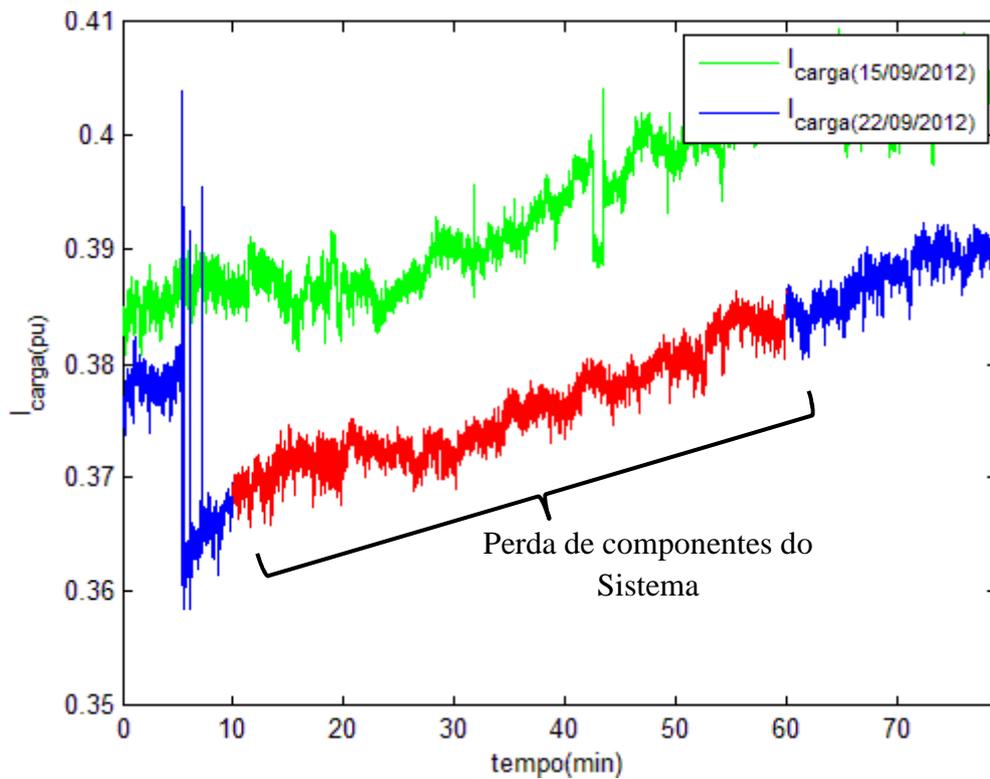


Figura 5.26 – Corrente na carga.

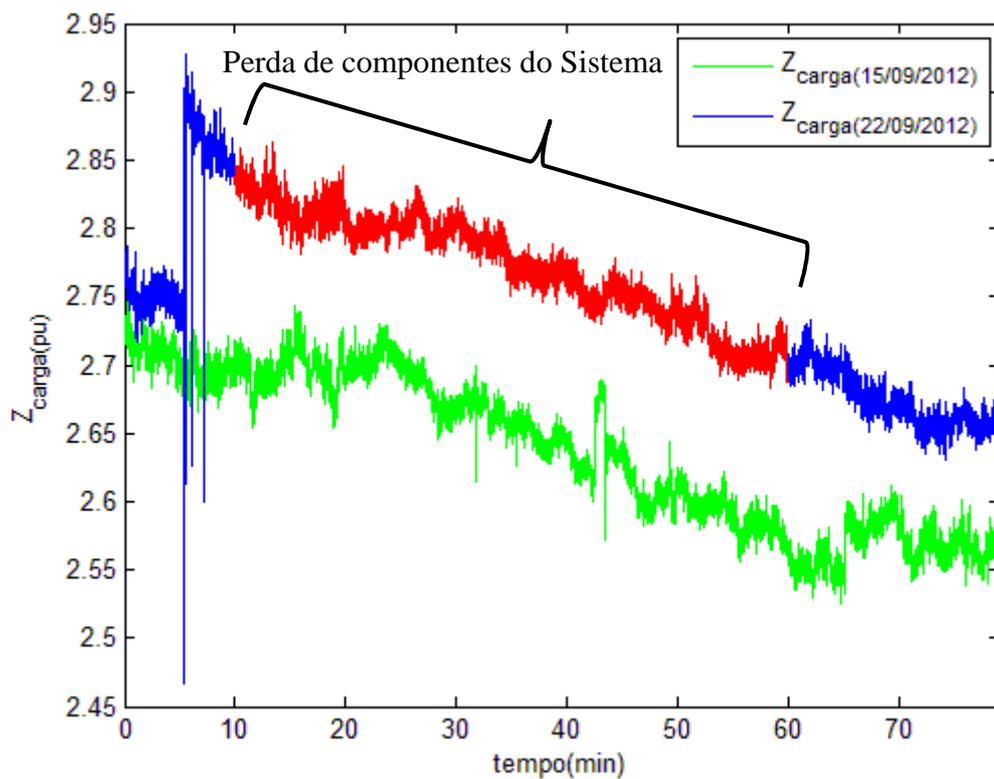


Figura 5.27 – Magnitude da impedância da carga

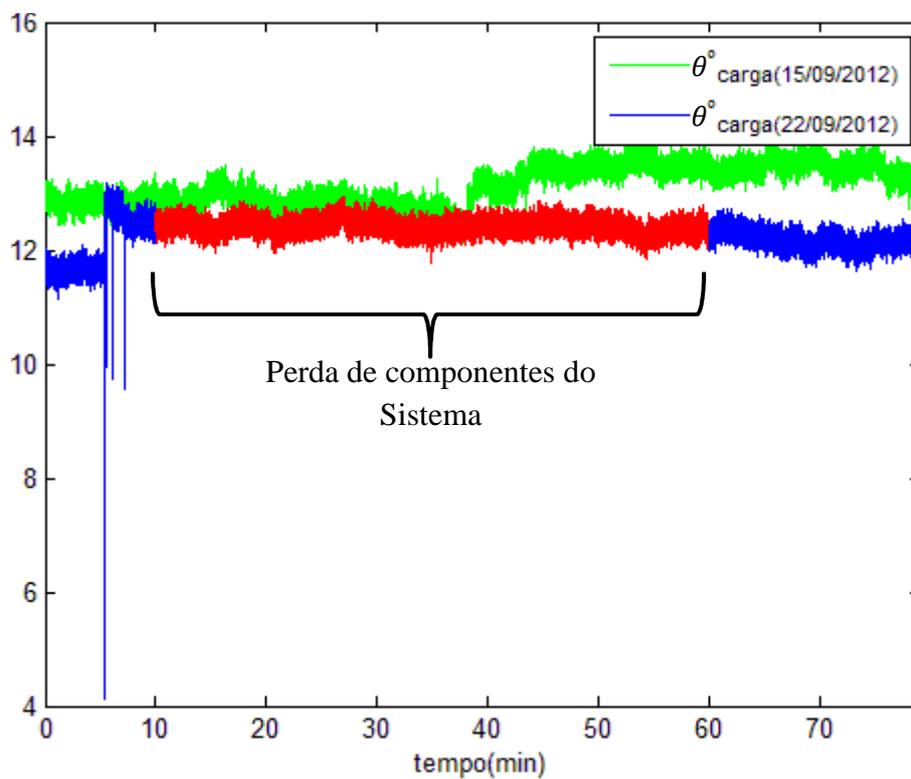


Figura 5.28 – Ângulo de carga

Nas figuras 5.29, 5.30, 5.31 e 5.32, são apresentados E_{Th} , o ângulo β , Z_{Th} e Z_{Th}/Z_{carga} , respectivamente, para os dias 15/09/2012 e 22/09/2012, em estudo.

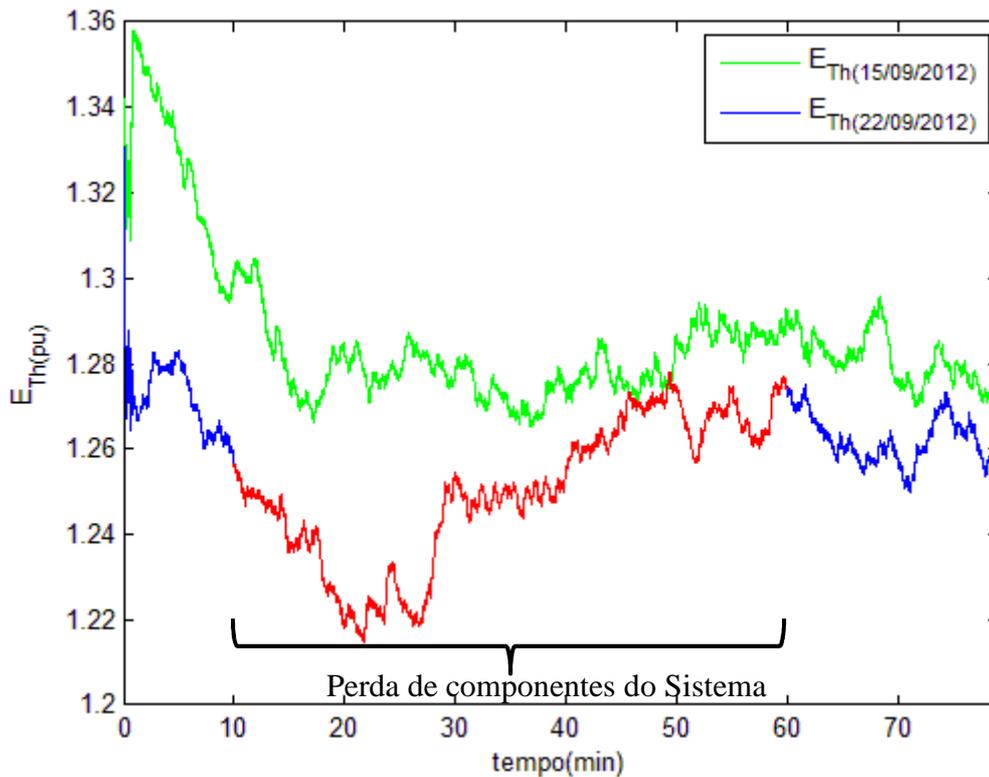


Figura 5.29 – Magnitude da tensão de Thévenin “vista” pela SE RU.

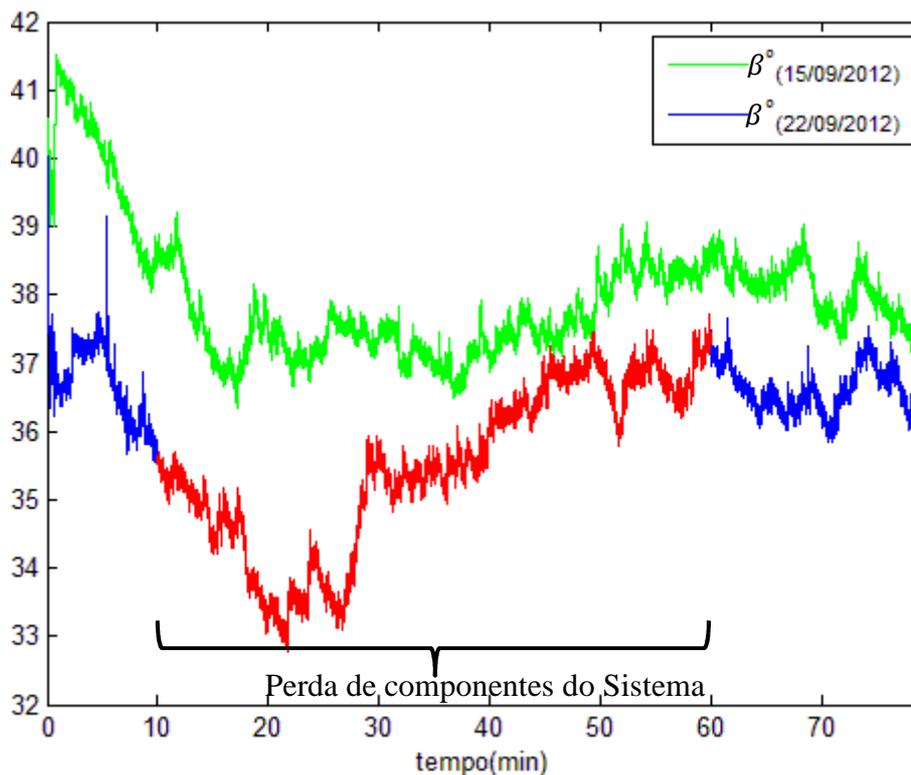


Figura 5.30 – Diferença angular entre a tensão de Thévenin e a corrente de carga.

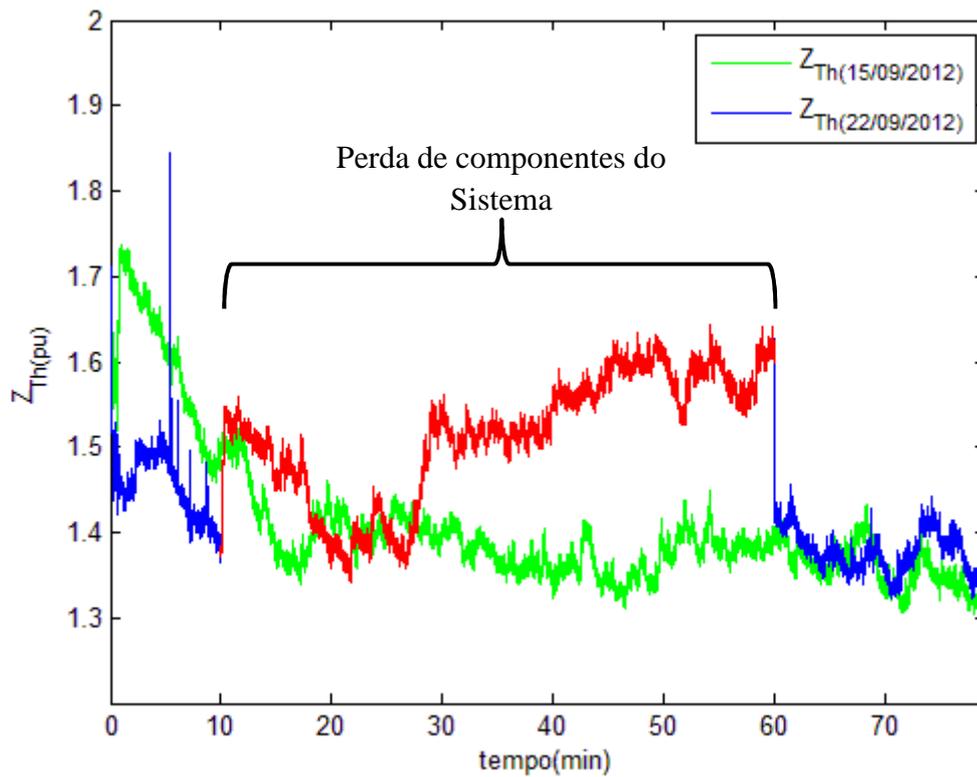


Figura 5.31 – Impedâncias de Thévenin “vista” pela SE RU.

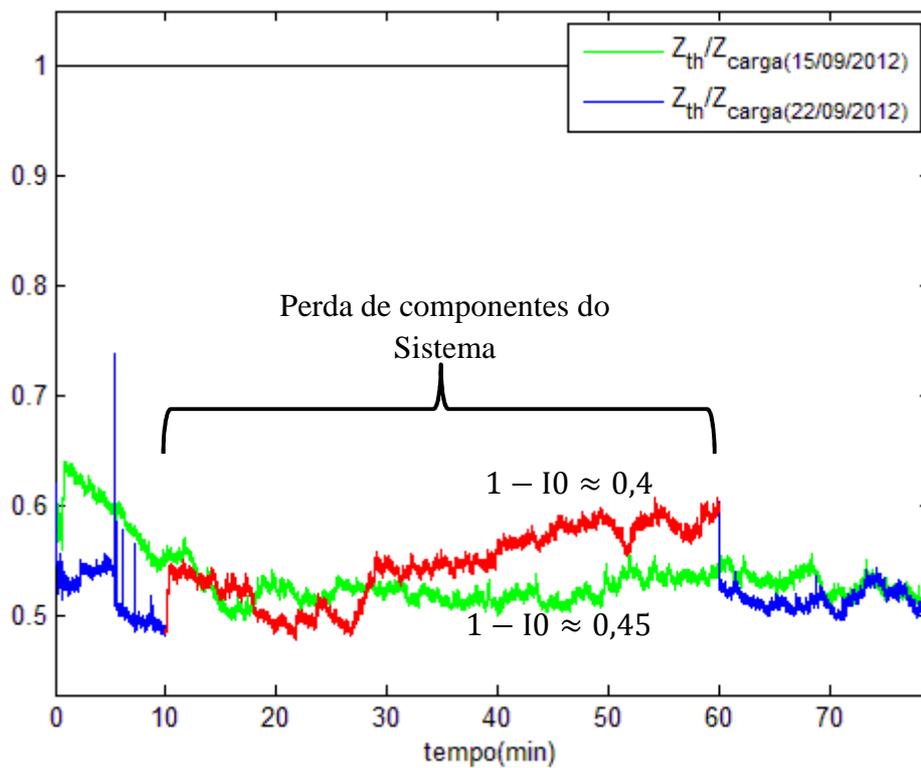


Figura 5.32 – Índice IO

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

Esta dissertação avaliou a margem de estabilidade de tensão da subestação de Rurópolis-PA (SE RU) do sistema Eletrobrás Eletronorte utilizando dados reais de sincrofasores de tensão e corrente, considerando três estudos de caso. O primeiro leva em consideração o aumento da demanda de carga à jusante desta SE e compara a margem de estabilidade obtida no horário mais carregado com o horário menos carregado; o segundo considera o aumento no número de geradores da UHE Tucuruí e compara a margem obtida para o mês de menor geração de energia, em que estão em operação apenas os geradores de 01 a 12 da UHE, e o de maior geração, em que estão em operação os geradores de 01 a 23; e o terceiro caso leva em consideração dois eventos ocorridos no SIN, saída de componentes do sistema, um próximo, eletricamente, à barra em estudo e outro mais distante da barra de Rurópolis.

Para avaliar a margem de estabilidade de tensão foi necessário estimar os parâmetros de Thévenin (E_{Th} e Z_{Th}) “vistos” pela SE RU. Esses parâmetros foram estimados pelo algoritmo de CORSI-TARANTO, a partir dos fasores de tensão e corrente medidos pela PMU localizada nesta subestação, a uma taxa de amostragem de 10 fasores/segundo, desconsiderando o valor da resistência de Thévenin, ou seja, $R_{Th} \approx 0$, como $X_{Th} \gg R_{Th}$. Para sistemas de EAT, essa consideração é bastante razoável. Também foi necessário calcular a impedância da carga, a partir dos mesmos fasores. A margem de estabilidade de tensão foi calculada como a diferença entre 1 e a razão Z_{Th}/Z_{carga} . Assim, o sistema é dito instável por tensão quando essa diferença é igual ou menor que zero. Z_{carga} é naturalmente maior que Z_{Th} , mas no ponto de máxima transferência de potência eles se igualam. O ponto de máxima transferência de potência é, na prática, o ponto de instabilidade de tensão.

No primeiro caso foi verificado que a margem de estabilidade de tensão é menor para sistemas mais carregados. Isso ocorre porque quanto mais potência é demandada à jusante da barra analisada menor é sua impedância e, como para a impedância de Thévenin praticamente não houve alteração, a razão Z_{Th}/Z_{carga} vai aumentando conforme o sistema vai ficando mais carregado e a margem de estabilidade de tensão vai diminuindo.

Para o segundo caso, concluiu-se que a inclusão de novos geradores é benéfica para a margem de estabilidade de tensão na barra em estudo. A contribuição dessa inclusão consiste na redução do valor da impedância de Thévenin “vista” por essa barra. Neste caso foram medidos dados de dois dias distintos. Para esses dias, as impedâncias da carga possuíam valor próximo e as mudanças topológicas que ocorreram no sistema foram à inclusão de mais geradores, e dos transformadores ligados a esses geradores, em paralelo com os outros. Como as impedâncias dos geradores e transformadores incluídos nos meses de maiores gerações entram em paralelo com os geradores e transformadores já existentes, a impedância equivalente da central geradora diminui. Essa impedância, por sua vez, está em série com a impedância restante do sistema, assim, Z_{Th} diminui. Como Z_{Th} foi reduzido, a razão Z_{Th}/Z_{carga} também diminuiu, já que Z_{carga} pode ser considerada constante para os dois dias, assim, a margem de estabilidade de tensão aumenta quanto maior for o número de geradores síncronos em operação na UHE-Tucuruí.

O terceiro caso avaliou a margem da estabilidade de tensão frente à saída de componentes do SIN em dois estudos. O primeiro estudo foi à saída de componentes próximos a SE RU, neste caso verificou-se que houve um crescimento elevado em Z_{Th} o que causou o aumento da razão entre a impedância de Thévenin e a da carga, como essa razão aumentou, a margem de estabilidade diminuiu. O segundo estudo considerou a saída de componentes do sistema mais distantes desta SE do que no primeiro. Aqui, também foi verificado um aumento no valor de Z_{Th} . Contudo, esse aumento foi menor do que o ocorrido no primeiro estudo. Conclui-se para esse caso que quanto mais próximo da barra em estudo ocorrer à retirada de componentes do sistema, mais prejudicial é para a margem de estabilidade de tensão.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como continuação e aprimoramento dessa dissertação sugere-se:

- Avaliação da margem de estabilidade de tensão em várias barras de uma determinada área, simultaneamente, utilizando as medições de sincrofasores dispostas no OpenPDC. Esse estudo irá apresentar quais barras do sistema estão mais próximas de uma eventual instabilidade de tensão;
- Inclusão da resistência de Thévenin no algoritmo de CORSI-TARANTO. Essa inclusão fará o algoritmo apto a ser usado em sistemas de quaisquer níveis de tensão;
- Criação de uma ferramenta computacional com interface integrada ao OpenPDC, em tempo real, que forneça aos operadores do sistema, informações referentes às margens de estabilidade de tensão das barras;
- Simulação computacional do sistema Eletrobrás Eletronorte. Essas simulações são necessárias para que se possa determinar a melhor localização das unidades PMU para esse sistema;

CAPÍTULO 7

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CORSI, S., TARANTO, G. N., **A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based On Local Phasor Measurements**, IEEE Transactions On Power Systems, New York, Vol. 23, N. 3, 2008.

CORSI, S., TARANTO, G. N., GUERRA, L. N. A., **New Real-Time Voltage Stability Indicators Based On Phasor Measurement Unit Data**, Cigré, Paris, 2008.

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.

ELN, **ELETOBRAS ELETRONORTE**, Disponível em www.eln.gov.br.

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.

GUERRA, L. N. A., **Indicadores de Proximidade de Instabilidade de Tensão Utilizando Medição Fasorial em Tempo Real**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

IEEE, **Standard for Synchrophasors for Power Systems**, IEEE Std, 1344, 1995.

IEEE, C37.118, **IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems**, 2000.

KUNDUR, P., Et Al, **Definitions and Classification of Power System Stability**, IEEE Transactions On Power Systems, New York, Vol. 9, N. 2, pp. 1387-1401, 2004.

KUNDUR, P., **Power System Stability and Control**, EPRI Power System Engineering. New York, McGraw-Hill, 1994.

MILŐSEVIĆ, B., BEGOVIĆ, M., **Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements**, IEEE Transactions on Power Systems, New York, Vol. 18, N. 1, pp. 121-127, February 2003.

ONS, **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA**, Disponível em www.ons.com.br.

OYARCE, C., **Detecção da Proximidade de Instabilidade de Tensão Utilizando Sincrofasores**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

OYARCE, C., TARANTO, G. N., **Avaliação do Desempenho e Robustez de Um Algoritmo de Identificação de Instabilidade de Tensão Baseado em Sincrofasores**, IV – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, Goiânia, GO, Maio 2012.

PHADKE, A. G., PICKETT, B., ADAMIAK, M., Et AL., **Synchronized Sampling And Phasor Measurement For Relaying And Control**, IEEE Transactions On Power Delivery, New York, Vol. 9, N. 1, pp. 442-452, 1994.

PHADKE, A. G., **Synchronized Phasor Measurement In Power Systems**, IEEE Computer Applications On Power Systems, New York, Vol. 6, N. 2, pp 10-15, 1993.

ŠMON, I., VERBIČ, G., GUBINA, F., **Local Voltage-Stability Index Using Tellegen's Theorem**, IEEE Transactions on Power Systems, New York, Vol. 21, N. 3, pp. 1267-1275, August 2006.

TAYLOR, C., **Power System Voltage Stability**. EPRI Power System Engineering. New York, McGraw-Hill, 1994.

VU, K., BEGOVIC, M. M., NOVOEL, D., SAHA, M. M., **Use of Local Measurements to Estimate Voltage-Stability Margin**, IEEE Transactions on Power Systems, New York, Vol. 13, N. 3, pp. 1029-1035, August 1999.

ANEXO

O algoritmo de Identificação, desenvolvido em MatLab[®], foi dividido em 4 procedimentos: O primeiro procedimento trata o banco de dados oriundo do OpenPDC; o segundo estima os parâmetros de Thévenin; o terceiro desenha os gráficos; e o 4º grava os dados, tanto da carga quanto do equivalente de Thévenin, em um arquivo de texto. Os fasores obtidos para a tensão e corrente estão em sequência positiva.

1º Procedimento – Tratar o banco de dados:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Tratando o Banco de Dados
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

[dfile,pathname]=uigetfile('*.txt','Escolha um banco de dados');
[linhas] = textread(dfile,'%s');

Voltage = input('Entre com o ID da magnitude da Tensão: ');
disp(' ');
Angle_Voltage = input('Entre com o ID do ângulo da Tensão: ');
disp(' ');
Current = input('Entre com o ID da magnitude da Corrente: ');
disp(' ');
Angle_Current = input('Entre com o ID do ângulo da Corrente: ');
disp(' ');

t1 = clock;

kkk = 0;

disp('Carregando Banco de Dados');
disp(' ');
for k = 1:length(linhas)
    hh = char(linhas(k));

    for jj = 1:(length(hh)-3)
        if hh(jj:(jj+3)) == 'ID:"'
            c = 1;
            kk = 1;
            while hh(jj+4+kk) ~= ','
                c = c + 1;
                kk = kk + 1;
            end
            ID(k,1:c) = hh((jj+4):(jj+3)+c);
        end
    end

    for jj = 1:(length(hh)-3)
        if hh(jj:(jj+3)) == 'ue:"'
            c = 1;
            kk = 1;

```

```

        while hh(jj+4+kk) ~= ','
            c = c + 1;
            kk = kk + 1;
        end
        kkk = kkk+1;
        Value(kkk,1:c) = hh((jj+4):(jj+3)+c);
    end
end
end
disp('Carregando Banco de Dados..... COMPLETO');
disp(' ');

kv = 0;
kva = 0;
ki = 0;
kia = 0;
disp('Divindo Banco de Dados em V, Âng V, I, Âng I');
disp(' ');

V(1:length(Value)/4,1) = 0;
Vangle(1:length(Value)/4,1) = 0;
I(1:length(Value)/4,1) = 0;
Iangle(1:length(Value)/4,1) = 0;

for k = 1:length(ID)
    if str2double(ID(k,:)) == Voltage
        kv = kv + 1;
        V(kv,1) = str2double(Value(k,:));
    elseif str2double(ID(k,:)) == Angle_Voltage
        kva = kva + 1;
        Vangle(kva,1) = (str2double(Value(k,:)))*pi/180;
    elseif str2double(ID(k,:)) == Current
        ki = ki + 1;
        I(ki,1) = str2double(Value(k,:));
    elseif str2double(ID(k,:)) == Angle_Current
        kia = kia + 1;
        Iangle(kia,1) = (str2double(Value(k,:)))*pi/180 + pi;
    end
end
end

clear Value
clear ID
disp('Divindo Banco de Dados em V, Âng V, I, Âng I..... COMPLETO');
disp(' ');

TEMPO = (1:length(V))/600;

I = I.*exp(1i.*Iangle);
V = V.*exp(1i.*Vangle);

Sbase = 100e6;
Vbase = 230e3;
Ibase = Sbase/Vbase;

V = V./Vbase;
I = I./Ibase;

S = V.*conj(I);
V = S./abs(I);
I = abs(I);

```

```

Iangle = angle(I);
Vangle = angle(V);
V = abs(V);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Fim - Tratando o Banco de Dados
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

2º Procedimento – Algoritmo de Identificação:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Algoritmo de Identificação
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
disp('Iniciando Algoritmo de Identificação');
disp(' ');
Zl_vetor(1:length(V)) = 0;
Zl(1:length(V)) = 0;
Zl_angle(1:length(V)) = 0;
Eth_max(1:length(V)) = 0;
Xth_int(1:length(V)) = 0;
Eth(1:length(V)) = 0;
Betha(1:length(V)) = 0;
Xth(1:length(V)) = 0;

Zl_vetor(1) = (V(1)*exp(1i*Vangle(1)))/I(1);
Zl(1) = abs(Zl_vetor(1));
Zl_angle(1) = angle(Zl_vetor(1));

Eth_max(1) = V(1)*sqrt(2*(1 + sin(Zl_angle(1))));
Eth(1) = (Eth_max(1) + V(1))/2;

Betha(1) = acos((V(1)*cos(Zl_angle(1)))/Eth(1));

Xth(1) = (Eth(1)*sin(Betha(1)) - V(1)*sin(Zl_angle(1)))/I(1);
Xth_int(1) = Xth(1);

for k = 2:length(V);
    Zl_vetor(k) = (V(k)*exp(1i*Vangle(k)))/I(k);
    Zl(k) = abs(Zl_vetor(k));
    Zl_angle(k) = angle(Zl_vetor(k));

    Betha_int = acos((V(k)*cos(Zl_angle(k)))/Eth(k-1));

    Xth_int(k) = (Eth(k-1)*sin(Betha_int)-V(k)*sin(Zl_angle(k)))/I(k);

    Eth_max(k) = V(k)*sqrt(2*(1 + sin(Zl_angle(k))));

    e_inf = abs(Eth(k-1) - V(k));
    e_sup = abs(Eth(k-1) - Eth_max(k));
    if (k < 600)
        e_lim = (Eth(k-1)*10^-3);
    else
        e_lim = (Eth(k-1)*10^-5);
    end

    epon = min(min(e_inf,e_sup),e_lim);
    if (abs(Zl_vetor(k)) - abs(Zl_vetor(k-1))) < 0

```

```

    if (Xth_int(k) - Xth(k-1)) < 10^-4
        Eth(k) = Eth(k-1) - epon;
    elseif (Xth_int(k) - Xth(k-1)) > 10^-4
        Eth(k) = Eth(k-1) + epon;
    else
        Eth(k) = Eth(k-1);
    end

elseif (abs(Zl_vetor(k)) - abs(Zl_vetor(k-1))) > 0

    if (Xth_int(k) - Xth(k-1)) < 10^-4
        Eth(k) = Eth(k-1) + epon;
    elseif (Xth_int(k) - Xth(k-1)) > 10^-4
        Eth(k) = Eth(k-1) - epon;
    else
        Eth(k) = Eth(k-1);
    end

else
    Eth(k) = Eth(k-1);
end
Betha(k) = acos((V(k)*cos(Zl_angle(k)))/Eth(k));
Xth(k) = (Eth(k)*sin(Betha(k)) - V(k)*sin(Zl_angle(k)))/I(k);
end

disp('Iniciando Algoritmo de Identificação..... COMPLETO');
disp(' ');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Fim - Algoritmo de Identificação
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

3º Procedimento – Plotagem gráfica:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Plotagem
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

disp('Plotando Gráficos');
disp(' ');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

figure(1)
plot(TEMPO,V,TEMPO,Eth,TEMPO,Eth_max)
legend('Eth_m_i_n','Eth','Eth_m_a_x')
xlim([0 max(TEMPO)])
xlabel(' tempo(min) ')
title('Tensões de Thévenin máxima, mínima e estimada')
k = 1;
NOME = [];
while (dfile(k) ~= '.')
    NOME(k) = dfile(k);
    k = k + 1;
end
NOME_DADOS = [NOME '_figure_01.bmp'];

```