



Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência-GPC

IDENTIFICAÇÃO EM TEMPO REAL DA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE GERADORES UTILIZANDO SINCROFASORES

ALAN DE PAULA FARIA FERREIRA(1); GLAUCO NERY TARANTO(2);
CEFET-RJ(1); COPPE/UFRJ(2);

RESUMO

Este artigo apresenta uma estratégia para monitoramento dinâmico da impedância operacional de geradores síncronos (Z_{GER}), considerando a operação de suas malhas automáticas de controle e proteção, que influenciam no valor dinâmico Z_{GER} .

Para realização deste monitoramento em tempo real, são utilizadas PMUs medindo os fasores de tensão e corrente nos terminais dos geradores a serem considerados. Essas medições “alimentam” um algoritmo de identificação disponível na literatura baseado em medições fasoriais e equivalente de Thévenin.

Como aplicação prática, tal estratégia foi utilizada para auxiliar um método da literatura [1] de monitoramento da estabilidade de tensão, baseado em modelos de componentes, que originalmente promovia relevantes erros de estimação devido a uma representação aproximada de Z_{GER} . Após a correção proposta os resultados foram consideravelmente aprimorados.

As simulações foram realizadas no domínio do tempo, através da utilização do software PSAT [2].

PALAVRAS-CHAVE

Sincrofasores, PMU, Impedância Operacional de Geradores, Equivalente de Thévenin.

1.0 - INTRODUÇÃO

Diversas propostas baseadas na medição de sincrofasores, provenientes de Unidades de Medições Fasoriais Sincronizadas (PMUs), com a finalidade de detecção da proximidade da instabilidade de tensão, se encontram implantadas em alguns sistemas de energia elétrica (SEE).

Algumas destas propostas são baseadas exclusivamente em medições fasoriais, e serão referidas neste trabalho como *Algoritmos de Detecção da Instabilidade de Tensão Baseados em Medições* (ABMs). Normalmente, nestes casos, são requeridas medições fasoriais de tensão e corrente nas barras de carga que deverão ser monitoradas em relação à estabilidade de tensão. Ou seja, nenhuma outra informação se faz necessária, além da medição dos fasores supracitados, para o desenvolvimento dos algoritmos pertencentes à esta classe. Pode-se citar como algoritmos desta classe os desenvolvidos em [3], [4] e [5].

Os algoritmos que se baseiam também em medições fasoriais, mas que necessitam de informações topológicas, serão referidos neste trabalho por *Algoritmos de Detecção da Instabilidade de Tensão Baseados em Medições e Modelos de Componentes* (ABMMs). Nestes casos, além de medições fasoriais de tensão e corrente nas barras de carga a serem analisadas, são necessárias medições fasoriais de tensão e/ou corrente em outros pontos do sistema, como em barras de geração e outras barras de carga. Além disso, são necessárias informações sobre a topologia da rede, uma vez que a maioria destes algoritmos utilizam a matriz Y_{BARRA} dos sistemas a serem analisados, como parte do desenvolvimento para obtenção da impedância Z_{EQ} vista pelas barras de carga monitoradas. Pode-se citar como algoritmos desta classe os desenvolvidos em [6], [7] e [1].

Para os ABMMs, a obtenção da Y_{BARRA} normalmente vem através de uma base de dados estática, “alimentada” pelo SCADA, configurador de topologia e estimador de estado. Nas análises estáticas da rede os

geradores são tratados como fontes ideais, ou seja, com impedâncias internas nulas. Devido a este fato, as impedâncias dos geradores não são contabilizadas na matriz de admitância Y_{BARRA} .

Embora, estes métodos possuam desenvolvimentos distintos, os mesmos possuem como essência comum a maneira de monitoramento da estabilidade de tensão, que se dá através da utilização do *Teorema da Máxima Transferência de Potência (MTP)*, descrito quando o fator de potência (FP) da carga é mantido constante em um determinado ponto de operação, segundo [8]. A seguir, esta condição é descrita de maneira breve.

A Figura 1 descreve o circuito equivalente de Thévenin visto de uma barra de carga, de tensão V_L . Este equivalente tem o intuito de descrever todo sistema conectado à barra de interesse, a partir de uma fonte de tensão em série com uma impedância:

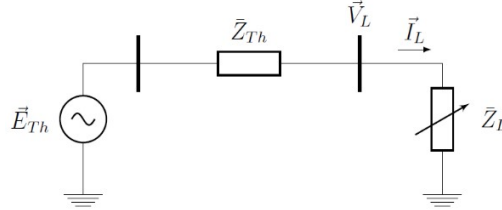


Figura 1. Barra de carga acompanhada de seu Equivalente de Thévenin

Para o fator de potência da carga ($\cos \theta$) com um valor constante, [8] verifica que a máxima potência transferida para a referida barra de carga, em um sistema de impedância equivalente Z_{TH} , é dada por:

$$|\bar{Z}_L| = |\bar{Z}_{TH}| \quad (1)$$

Cabe ressaltar que, embora a instabilidade de tensão não ocorra sempre no ponto de máxima transferência de potência, pois isso depende do tipo de carga a ser considerada [9] [10], este ponto indica, entretanto, que a instabilidade está muito próxima de ocorrer, e esse será o parâmetro a ser utilizado pelos métodos analisados para identificar a proximidade da instabilidade de tensão de longo prazo.

Dessa forma, basicamente, os métodos possuem algoritmos com o intuito de realizar o cálculo, em tempo real, das impedâncias equivalentes (Impedância de Thévenin) vistas das barras de carga, e compará-las, a cada passo de integração, com as respectivas impedâncias de carga das barras. Dessa forma, a aproximação numérica destes valores passa ser relacionada a uma aproximação da instabilidade de tensão, conforme equação (1), e com base neste princípio, alguns indicadores de estabilidade de tensão foram desenvolvidos, tais como o Z_{MATCH} , S_{MAX} e S_{MARGIN} , descritos em [11] e [12].

Para o cálculo do módulo da impedância de carga da barra em análise (Z_L) basta calcular a razão das medições locais dos fasores de tensão (V_L) e corrente (I_L):

$$|Z_L| = |V_L/I_L| \quad (2)$$

Dessa forma, os métodos irão se diferenciar quanto à maneira de cálculo da impedância equivalente vista da barra de carga (Z_{TH}). Neste ponto, surge a importância, por parte de alguns ABMMs, sobre a questão de considerar corretamente valores para as impedâncias equivalentes dos geradores, uma vez que valores associados incorretamente, irão promover erros na estimação de Z_{TH} e conseqüentemente, na estimação da instabilidade de tensão.

Um exemplo disto é o ABMM "DUONG", descrito em [1], que é altamente dependente dos elementos que estão modelados, em termos de impedância. Dessa maneira, a modelagem incorreta de equipamentos, como por exemplo, de unidades geradoras, pode promover erros de estimação consideráveis. Segundo [11] e [13], o algoritmo é inadequado para estimativas da instabilidade de tensão em tempo real, justamente por não prever valores para as impedâncias dos geradores (Z_{GER}), ou seja, considerá-los como fontes de tensão ideais. Verificou-se que este algoritmo, em sua concepção, se baseou em análises estáticas, não levando em conta, dessa forma, o comportamento dinâmico dos equipamentos dos SEE.

2.0 - O PROBLEMA DA IMPEDÂNCIA OPERACIONAL DE GERADORES SÍNCRONOS

Tendo como motivação a deficiência verificada no método DUONG, a Dissertação [11] buscou considerar valores não nulos da impedância dos geradores, e verificar se tal procedimento corrigiria o erro de estimação. No entanto, chegou-se a outro problema. Qual valor considerar para Z_{GER} ? Reatância Síncrona? Reatância Transitória ou Subtransitória? E se fosse considerada a operação de suas malhas automáticas de controle: a regulação de tensão (RT), regulação de velocidade (RV) e malha de estabilização (PSS), assim como de seus limitadores associados: OEL (*overexcitation limiter*) e UEL (*underexcitation limiter*). Qual valor considerar?

2.1 Análise das Impedâncias Convencionais do Gerador Síncrono

Para realização de análise das reatâncias convencionais (Regime Permanente, Transitória e Subtransitória) o seguinte sistema de 2 Barras na Figura 2 foi considerado. Este sistema possui topologia simples, o que permite uma validação analítica sem grandes complexidades sobre o valor de Z_{TH} obtido por DUONG:

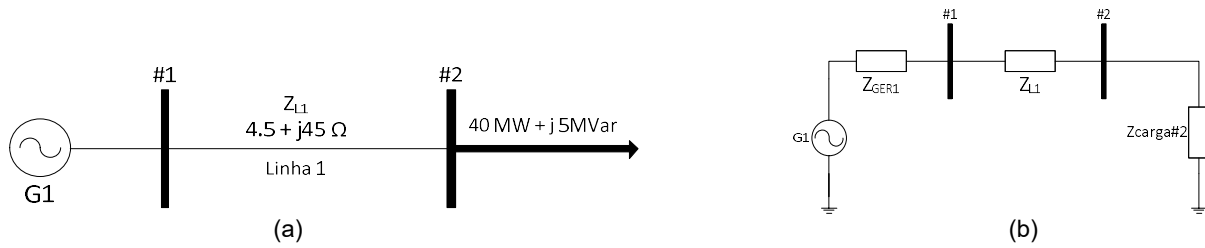


Figura 2. Diagramas Unifilar (a) e de Impedâncias (b) do Sistema 2 Barras

Nas simulações dinâmicas realizadas, considerou-se as reatâncias operacionais de Regime Permanente de eixo d (X_d), Regime Permanente de eixo q (X_q), Transitória de eixo d (X'_d), Transitória de eixo q (X'_q). As reatâncias subtransitórias não foram consideradas, pois o modelo de simulação considerado no PSAT (Modelo IV) não inclui os efeitos subtransitórios. A seguir, na Figura 3, encontra-se a simulação realizada para um dos valores operacionais considerados:

- Z_{GER1} com valor de Regime Permanente (eixo d): $Z_{GER1} = jX_d = j0,146$ p.u.

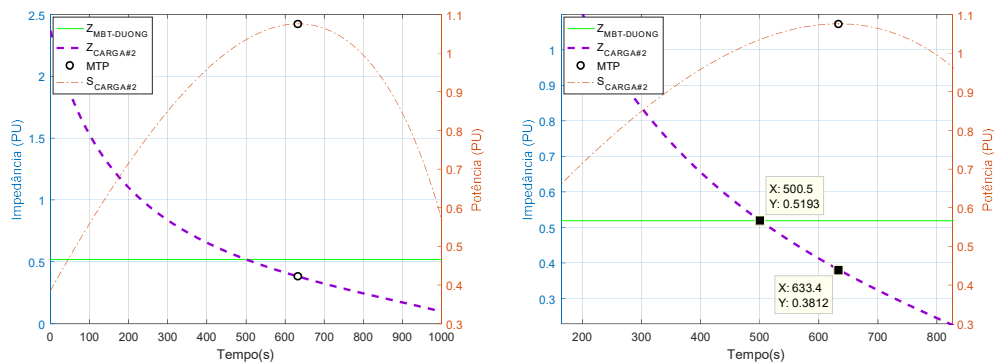


Figura 3. Simulação 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{GER1} = jX_d = j0,146$ p.u.

Na Tabela 1 encontra-se um resumo dos resultados de estimação do método DUONG utilizando os valores operacionais disponíveis.

Tabela 1. ABMM DUONG utilizando valores operacionais para estimação – Sistema 2 Barras

Valor Operacional	Casamento ($Z_{MBT-DUONG} \times Z_{CARGA\#2}$) [P.U.]	Z_{MTP} [P.U.]	Erro Absoluto [P.U.]	Erro Relativo [%]
X_d	0,52	0,38	0,14	36,52
X_q	0,47	0,38	0,09	23,62
X'_d	0,43	0,38	0,05	14,14
X'_q	0,47	0,38	0,09	23,62

Com base nos resultados apresentados na Tabela 1, verifica-se que ocorre uma superestimação da estabilidade de tensão, uma vez que o casamento de impedâncias ocorrerá após o momento efetivo de MTP. Isso é verificado porque no valor de Z_{MTP} as impedâncias estimadas possuem valores maiores. Dessa maneira, as reatâncias convencionais não realizam boa representação de Z_{GER} .

2.2 Análise da Atuação de Reguladores de Tensão e Limitadores de Sobreexcitação

Neste tópico será analisada a influência de RTs e atuação de OEL no valor da impedância operacional dos geradores Z_{GER} .

Em [14], [15] é relatado que enquanto o gerador não atingir seu limite de corrente de campo (I_F) o RT consegue controlar a tensão terminal da máquina síncrona (V_G), através de injeção de potência reativa. No entanto, quando I_F atinge seu valor máximo, o OEL atua de forma a “congelar” a corrente de campo neste valor limite, como medida de proteção para os enrolamentos de campo da máquina. Então, a partir desse ponto, o gerador perde o controle de tensão em sua barra terminal e o valor de tensão constante passa a estar em um ponto elétrico atrás da impedância síncrona, quando se considera como modelo de gerador a representação de fonte atrás da uma impedância síncrona. A tensão constante é a própria tensão interna do gerador (Tensão de Excitação).

Quando o OEL atua, a impedância síncrona do gerador passa a estar em série com o circuito conectado ao gerador, modificando, portanto, o sistema em questão. A Figura 4 ilustra o processo de controle de tensão do gerador, considerando a atuação do OEL:

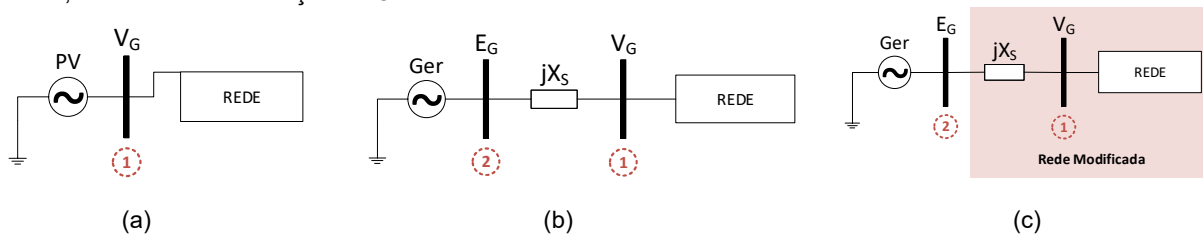


Figura 4. Ilustração do processo de perda de controle por parte do Gerador Síncrono devido atuação do OEL. Fonte: [15]

Na Figura 4(a), é ilustrado um gerador visto em análises estáticas (Barra PV ou Swing). Na Figura 4(b) encontra-se o modelo considerado em simulações dinâmicas, de uma fonte de tensão atrás de uma impedância síncrona, considerando atuação do RT. Na Figura 4(c), é ilustrado o momento em que o OEL atua, fazendo com que a tensão constante passe da barra terminal, para ser a tensão de excitação produzida no gerador síncrono, mantendo agora a excitação constante. Nesse momento, a impedância do gerador, que possui valor relevante, entra juntamente com a rede. Essa característica enfraquece a rede, uma vez que diminui a margem de estabilidade. Por isso a grande importância em considerá-lo adequadamente.

Verificou-se também, a partir das simulações realizadas, que mesmo que o OEL não atue, o RT não consegue manter a tensão terminal exatamente constante, em função do carregamento do gerador (*droop*). E isso ocorre devido a operação de seus sistemas de controle, como detalhado em [11]. Dessa maneira, em termos de impedância, é como se ocorresse uma queda de tensão em função do carregamento. Na Figura 9, encontra-se a tensão na barra terminal dos geradores do Sistema Tutorial. Mesmo com a atuação dos RTs, as tensões terminais têm uma pequena queda.

A partir das análises supracitadas, verificou-se que tanto devido ao RT, quanto à atuação do OEL, a tensão terminal dos geradores não se manterá constante, prevendo com isso, a existência de uma impedância interna diferente do valor nulo. Considerar as impedâncias internas nulas, é desprezar as quedas de tensão relevantes que ocorrem devido à atuação das malhas de controle dos geradores, e com isso, promover erros nas estimações da instabilidade de tensão.

Analogamente à atuação dos RTs e OELs, a atuação dos demais controles irá influenciar na tensão terminal dos geradores, e consequentemente com isso, nos valores equivalentes da impedância interna. Portanto, a esta evolução dinâmica da máquina há uma correspondente impedância interna equivalente (Z_{GER}) "vista" do sistema para dentro da máquina.

Pergunta-se: numa avaliação dinâmica em tempo real considerando a atuação conjunta dos controles e limitadores sobre a máquina, qual seria a impedância associada a um modelo matemático de fonte de tensão ideal atrás de uma impedância? Seria a impedância subtransitória? A impedância transitória? A impedância síncrona? Ou nenhuma das anteriores? Através de análises já realizadas, verificou-se que nenhuma das tradicionais impedâncias operacionais da máquina necessariamente devem ser utilizadas no correspondente modelo matemático utilizado para detecção de instabilidade de tensão.

Então, para realização do monitoramento dinâmico de Z_{GER} , são utilizados PMUs de tensão e corrente nos terminais dos geradores a serem considerados. Estas medições fasoriais "alimentam" um algoritmo de identificação disponível na literatura, baseado em medições fasoriais e equivalente de Thevenin, que até o presente só foi utilizado para o monitoramento da estabilidade de tensão. Desta forma, basicamente, tal algoritmo terá a responsabilidade de identificar dinamicamente, não mais a impedância equivalente vista à montante da barra crítica de um subsistema, mas sim a impedância à montante da barra terminal do gerador escolhido, ou seja, monitorar Z_{GER} em tempo real. A seguir, este algoritmo será brevemente descrito.

3.0 - ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO ADAPTATIVA

O Algoritmo de Identificação Adaptativa, que será referenciado neste trabalho por "Método Baseado em Medições Fasoriais Corsi-Taranto", ou simplesmente "MBM-CT", como supracitado, pertence à classe dos métodos de monitoramento da estabilidade de tensão que utilizam somente medições fasoriais.

O método foi introduzido em [4], e desde então vem sendo analisado, através de outros trabalhos, para diversos contextos inerentes a um sistema de energia elétrica sobre seu desempenho na tarefa de previsão da instabilidade de tensão, o qual, até o presente momento, tem experimentado êxito [4, 12, 11]. Dessa forma, como o mesmo foi devidamente descrito nos trabalhos supracitados, tal descrição será omitida neste trabalho.

4.0 - MONITORAMENTO DINÂMICO DAS IMPEDÂNCIAS DOS GERADORES

4.1 Impedância dinâmica dos geradores utilizando identificação adaptativa

O MBM-CT, como verificado na seção anterior, foi desenvolvido para ser implementado em barras de carga, com a finalidade de obtenção dos equivalentes de rede (Thévenin) conectados a estas barras. Com a finalidade de

monitorar a impedância equivalente vista das barras de geração (Z_{GER}), o MBM-CT será alimentado pelos fasores de tensão e corrente provenientes de PMUs, existentes nestas barras.

Na Figura 5 é mostrada a localização dos PMUs de tensão e corrente para as duas aplicações supracitadas no sistema 2-Barras da Figura 2. Quando os medidores são colocados na barra #2 (Carga), a impedância $Z_{EQ\#2}$ é obtida, utilizada para avaliação da estabilidade de tensão. Quando os sincrofusores são colocados da barra #1 (Geração), $Z_{EQ\#1}$ é obtida, ou seja, Z_{GER} .

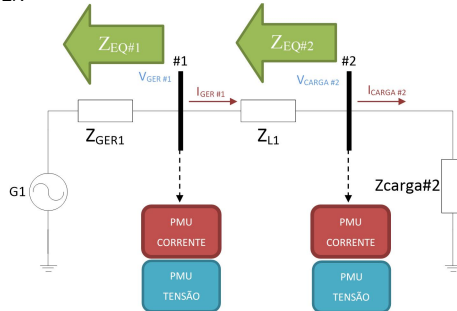


Figura 5. Implementações de PMU para utilizar MBM-CT na estimação da $Z_{EQ\#1}$ em tempo real

4.1.1 Sistema Tutorial – 3 Barras

Para verificar o comportamento do MBM-CT na estimação de Z_{GER} , tal algoritmo foi implementado em um sistema de topologia relativamente simples, que é o sistema de 3 Barras radial mostrado na Figura 6. Este sistema possui duas unidades geradoras (barras periféricas) e uma carga (barra central). O MBM-CT será aplicado nas barras de geração #1 e #2.

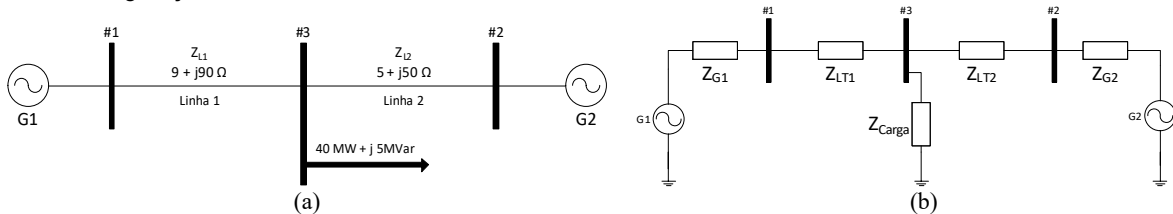


Figura 6. Sistema 3 Barras - Diagramas Unifilar (a) e de Impedâncias (b)

O objetivo principal da implementação do MBM-CT, neste caso, será o de buscar estimar coerentemente os valores de Z_{G1} e Z_{G2} . Durante a estimação, algumas condições operativas serão exercitadas, tais como: consideração e não consideração de existência de RTs, atuação de OELs e rampeamento de carga dos geradores. Como possibilidade de aplicação, os valores estimados das impedâncias dos geradores, serão utilizados no algoritmo supracitado “Duong”, adiante referenciado como MBT-DUONG. A seguir encontra-se o resumo do algoritmo MBT-DUONG, que é descrito em detalhes em [11] e [13]:

Tabela 2. Algoritmo do MBT-DUONG

1)	Atualizar a topologia do sistema (Y_{barra})	← --- SCADA
2)	Atualizar condição das cargas	← --- PMUs de Tensão e Corrente
3)	Montar Y_{mod} , ao incluir as cargas na Y_{barra}	
4)	Inverter Y_{mod} para obter Z_{mod}	
5)	Selecionar as barras a serem monitoradas	
6)	Desacoplar os efeitos das cargas próprias	
7)	A impedância de Thévenin (Z_{Th}) é obtida	
8)	Atualização dos Indicadores	

4.1.1.1 Rampeamento de Carga da Máquina Síncrona

Como análise inicial, se verificará a sensibilidade da estimação de impedâncias de geração a partir do MBM-CT, em função do carregamento do gerador. Dessa forma, foi realizada simulação em que os geradores são submetidos a uma rampa positiva de crescimento de carga na primeira parte do tempo, e na outra metade, a uma rampa negativa de crescimento de seu carregamento. Neste caso, também, foi considerado atuação de RV e RT. Na Figura 7, são mostradas as variações de carregamento submetidas aos geradores G1 e G2 durante o período de simulação considerado (200s).

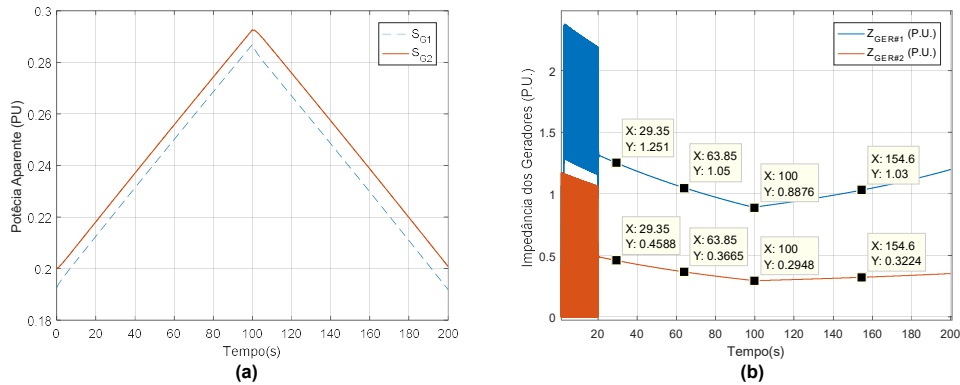


Figura 7. Sistema 3 Barras – Rampeamento dos Geradores (a); $Z_{GER\#1}$ e $Z_{GER\#2}$ em tempo real (b) – Com RT

Analisando os resultados, verifica-se que, quando as unidades de geração aumentam seus valores despachados, os valores de Z_{GER} tendem a diminuir em relação a um valor inicial. Analogamente, quando existe um alívio de geração, a impedância interna equivalente dos geradores, tende a aumentar.

4.1.1.2 Com RT

A partir da simulação da Figura 8, se realizará comparação entre as estimções da estabilidade de tensão considerando ou não Z_{GER} pelo MBT-DUONG. O Método Duong que considera Z_{GER} , será referenciado adiante por MBT-DUONG-CT. Na simulação a seguir, o foco de análise será sobre a atuação do regulador de Tensão.

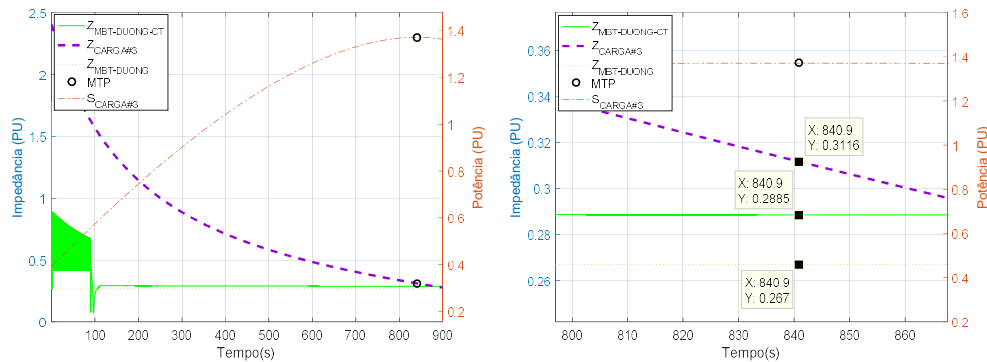


Figura 8. Sistema 3 Barras – Estabilidade de Tensão MBT-DUONG-CT – Com RT

A partir de análise da simulação supracitada, verifica-se que existe uma melhora na estimção realizada por Duong, uma vez que a impedância estimada com a correção, se aproximou mais de realizar o casamento de impedâncias no momento da MTP. Consta-se que não existe uma grande diferença relativa entre os valores com e sem Z_{GER} , para este caso. Isso se dá, pois, o RT está atuando, fazendo com que a tensão terminal dos geradores se modifiquem pouco da unidade, conforme Figura 9(b). No entanto, as impedâncias equivalentes da Figura 9(a), estimadas por MBM-CT, são necessárias para explicação da suave queda de tensão na barra terminal.

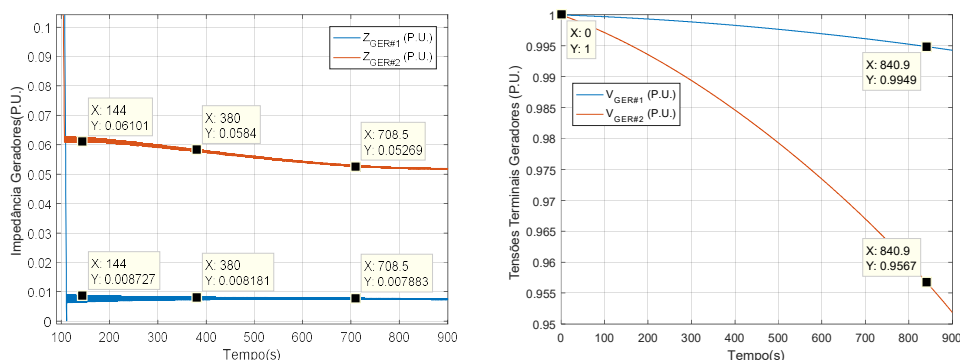


Figura 9. Impedâncias equivalentes $Z_{GER\#1}$ e $Z_{GER\#2}$ e Tensões Terminais Geradores em tempo real – Com RT

4.1.1.3 Sem RT

Nesta ocasião, a atuação dos RTs das máquinas síncronas foram inibidas, e as simulações relativas às estimções da instabilidade de tensão e os valores estimados para Z_{GER} , são mostradas na Figura 10.

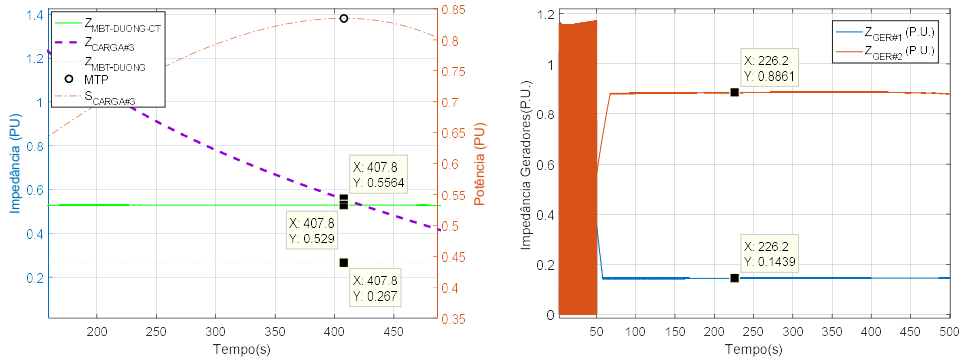


Figura 10. Sistema 3 Barras – Estabilidade MBT-DUONG-CT (a); $Z_{GER\#1}$ e $Z_{GER\#2}$ em tempo real (b) – Sem RT

Neste contexto, verifica-se que estimar corretamente as impedâncias Z_{GER} são determinantes para uma estimação minimamente próxima do valor de MTP. Isso ocorre, porque os valores das reatâncias síncronas são relativamente grandes, quando comparados com impedâncias dos outros componentes dos SEPs. Os valores estimados por MBM-CT, são bastante próximos às reatâncias de eixo-d: $X_{dG1} = 0,146 p.u.$ e $X_{dG2} = 0,896 p.u.$, respectivamente para G1 e G2. Os valores são coerentes, haja visto que a máquina não possui controle da tensão terminal.

4.1.1.4 Atuação OEL

Conforme mostrado na seção 2.2, a condição de operação dos geradores se torna mais crítica, do ponto de vista da estabilidade de tensão, quando o OEL atua, e a impedância do gerador, passa a ser contabilizada integralmente na Ybarra do sistema, normalmente, aumentando consideravelmente a impedância equivalente vista das barras de carga. Por isso, os geradores do Sistema Tutorial foram “forçados” a atingir seus limites de corrente de campo, de forma que seus OELs atuassem.

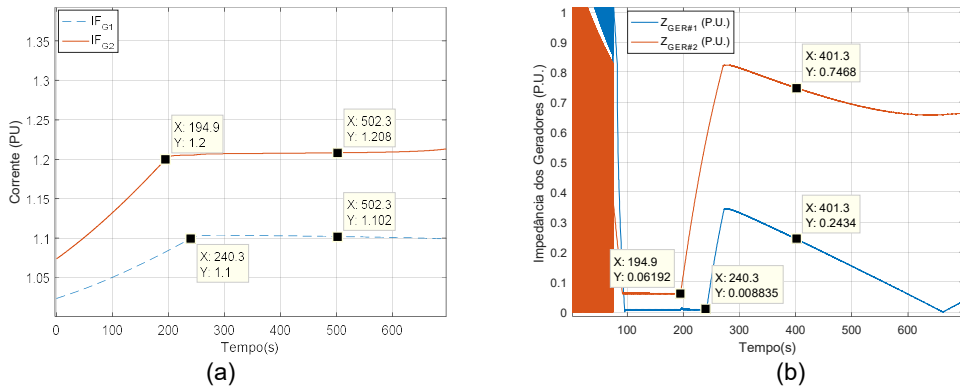


Figura 11. Corrente de Campo de G1 e G2; $Z_{GER\#1}$ e $Z_{GER\#2}$ em tempo real – Atuação OEL

Na Figura 11(a) pode-se verificar as correntes de campo de ambos geradores alcançando seus limites. Na Figura 11(b) encontram-se os valores estimados de Z_{GER} utilizando MBM-CT. No instante 194,9 s, a tensão terminal de G2 deixa de ser controlada e sua impedância interna cresce significativamente. Fenômeno análogo ocorre com G1 em 240,3 s.

Na Figura 12 verifica-se que a estimação da instabilidade é altamente influenciada por considerar Z_{GER} , tornando o método Duong mais competitivo. Neste caso, a determinação da MTP é praticamente exata, conforme Figura 10(a).

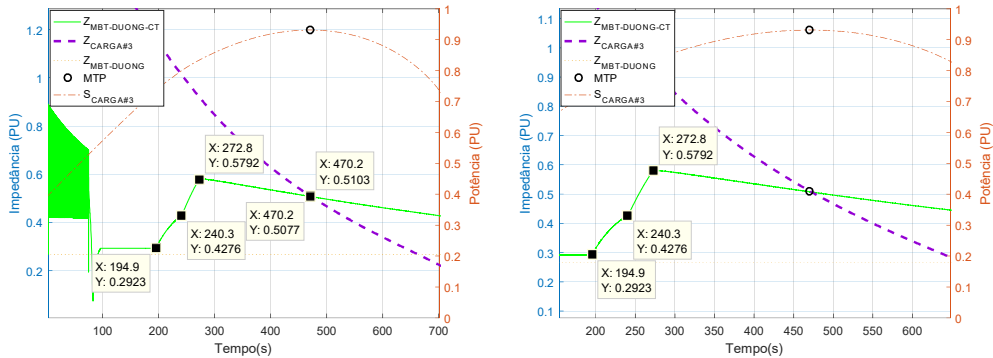


Figura 12. Sistema 3 Barras – Estimação da Estabilidade de Tensão MBT-DUONG-CT – Atuação OEL

5.0 - CONCLUSÃO

A partir deste trabalho, diante da carência literária sobre o comportamento dinâmico de geradores síncronos, do ponto de vista de impedância interna equivalente, foi desenvolvido uma metodologia eficiente, diante dos resultados apresentados, a partir da aplicação do MBM-CT, que originalmente possuía como finalidade específica a estimação em tempo real da estabilidade de tensão. Durante as simulações, verificou-se que considerar um dos valores operacionais convencionais (Impedâncias de Regime Permanente, Transitória ou Subtransitória) não reflete corretamente o valor dinâmico de Z_{GER} , uma vez que existem as malhas de controle automática atuando: RT, RV, OEL, UEL, PSS.

Nas simulações realizadas no “Sistema Tutorial”, formado por três barras, o MBM-CT estimou com boa precisão o valor de Z_{GER} , considerando as malhas de controle atuando. Uma maneira de ratificar tal afirmação se deu através da utilização destes valores estimados no MBT-DUONG, para estimação da estabilidade de tensão. Originalmente este algoritmo não prevê valores para Z_{GER} , considerando as barras de geração como fontes ideais. Após consideração de Z_{GER} , através de MBM-CT, o método Duong obteve estimativas muito próximas da MTP, o que não ocorrera antes.

Outra contribuição de utilizar o MBM-CT para estimar Z_{GER} , foi de verificar a sensibilidade desta impedância em função do carregamento dos geradores, assim como frente à atuação de seus controles associados.

Neste trabalho, a estimação de Z_{GER} foi utilizada para aprimorar um método de detecção da estabilidade de tensão, porém, tal estratégia pode ser utilizada de uma maneira geral, para monitorar as condições operativas de geradores, atuação de controle, carregamento, através da ótica da impedância equivalente interna.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. DUONG, K. UHLEN, G. TARANTO e et al, “A Comparative Case Study of Online Voltage Instability Monitoring,” em *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Holanda, 2015.
- [2] MILANO, F., *Power System Analysis Toolbox, Documentation for PSAT, 2.1.8*, Jan. 2013.
- [3] B. MILOSEVIC e M. BEGOVIC, “Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, nº 1, pp. 121-127, 2003.
- [4] S. CORSI e G. TARANTO, “A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 3, pp. 1271-1279, 2008.
- [5] I. V. G. G. F. SMON, “Local Voltage-Stability Index Using Tellegen’s Theorem,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. VOL.21, nº NO.3, pp. 1267-1275, AUGUST 2016.
- [6] Y. WANG, I. R. PORDANJANI, W. LI e et al, “Voltage Stability Monitoring Based on the Concept of Coupled Single-Port Circuit,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 4, pp. 2154-2163, 2011.
- [7] J. C. C. LIU, “Wide-Area Measurement-Based Voltage Stability Indicators by Modified Coupled Single-Port Models,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. VOL.29, nº NO. 2, pp. 756-764, MARCH 2014.
- [8] T. VAN CUTSEM e C. VOURNAS, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [9] S. CORSI e G. TARANTO, “Voltage Instability - the Different Shapes of the “Nose”,” em *2007 IREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control*, Charleston, SC, USA, 2007.
- [10] W. LI e T. CHEN, “An Investigation on the Relationship between Impedance Matching and Maximum Power Transfer,” em *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference*, Montreal, Canadá, 2009.
- [11] A. FERREIRA, “Thévenin, Comparação de Dois Métodos de Detecção da Instabilidade de Tensão Baseados em Medição Fasorial e Equivalente de Thévenin,” em *Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ*, Rio de Janeiro, 2017.
- [12] C. CARVALHO, “Comparação de Métodos de Identificação de Instabilidade de Tensão Baseados em Medições Sincronizadas,” em *Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ*, Rio de Janeiro, 2016.
- [13] A. T. G. A. T. FERREIRA, “COMPARAÇÃO DE DOIS MÉTODOS DE DETECÇÃO DA INSTABILIDADE DE TENSÃO BASEADOS EM MEDIÇÃO FASORIAL E EQUIVALENTE DE THÉVENIN,” em *XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING*, RECIFE, PE, 2018.
- [14] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*, Nova Iorque, EUA: McGraw-Hill, 1994.
- [15] I. PORDANJANI, Y. WANG e W. XU, “Identification of Critical Components for Voltage Stability Assessment Using Channel Components Transform,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, nº 2, pp. 1122-1132, 2013.
- [16] D. DUONG, K. UHLEN e S. LOVLUND, “A Method for Real Time Voltage Stability Monitoring in Sub-Transmission Networks,” em *2014 Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Polônia, 2014.
- [17] C. TAYLOR, *Power System Voltage Stability*, Nova Iorque, EUA: McGraw-Hill, 1994.
- [18] M. GLAVIC e T. VAN CUTSEM, “Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part II: Simulation Results,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 3, pp. 1417-1425, 2009.
- [19] Y. L. V. L. CHOMPOOBURGOOL, “Development and Implementation of a Nordic Grid Model for Power System Small-Signal and Transient Stability Studies in a Free and Open Source Software,” em *IEEE PES General Meeting Conference*, Califónia, EUA, 2012.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Alan de Paula Faria Ferreira graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (2014), Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2017). Atualmente é Professor EBTT do curso de graduação em Engenharia Elétrica do CEFET/RJ, e aluno de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, na área de Sistema de Energia Elétrica. Trabalha na área de Dinâmica de sistemas de energia elétrica e Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição.



Glauco Nery Taranto possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (1988), Mestrado pela PUC/RJ (1991) e Doutorado pelo Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, NY, EUA (1994). Realizou pós-doutorado no CESI, Milão, Itália (2015). Professor do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ desde 1997, passando a Professor Titular em 2014. É membro do CIGRÉ e do IEEE. Atua na área de Dinâmica, Proteção e Controle de sistemas de energia elétrica. Desde 2016 é editor da revista *IEEE Transactions on Power Systems*, e desde Janeiro de 2019 é Chairman do Power System Stability Subcommittee da Power&Energy Society do IEEE.