



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GAT/21
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

NOVA METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE EQUIVALENTES DINÂMICOS

Jorge L. Jardim (*)

HPPA

RESUMO

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para solução integrada do problema de equivalência de redes e modelos dinâmicos. O objetivo é a redução de redes de grande porte para uso em sistemas de avaliação de segurança estática e dinâmica, e que resultem em modelos portáteis. O método de obtenção de um equivalente dinâmico utiliza uma nova forma de identificação de coerência por sensibilidade de tensão. Este tipo de sensibilidade permite também a classificação dos geradores em zonas com distanciamento relativo à área de interesse. O método é testado em sistemas de 39, 5.700 e 59.000 barras.

PALAVRAS-CHAVE

Equivalentes de Rede, Equivalentes Dinâmicos, Resposta em Frequência, Análise de Sensibilidade.

1.0 - INTRODUÇÃO

Modelos equivalentes reduzidos são tipicamente usados para avaliação de segurança online, planejamento operacional ou da expansão de sistemas de grande porte e simulação em tempo real. Para avaliação de segurança online, representar áreas não observadas com modelos equivalentes reduzidos é, muitas vezes, necessária, ou pelo menos desejada, em vista da não existência de informações (falta de observabilidade) de áreas remotas, além de aumentar significativamente o desempenho computacional do processo como um todo. Para estudos de planejamento, a redução de modelos faz sentido se o modelo original é muito grande e o foco do estudo está em uma parte relativamente pequena do todo. Em particular, o benefício é ainda muito maior se os estudos requerem um grande número de simulações, como, por exemplo, análise de contingências repetidas e extensivas. Neste caso, o modelo equivalente permite uma enorme economia de tempo.

Com o objetivo de se ter modelos equivalentes portáteis, ou seja, qualificados para uso na maioria dos programas de simulação, métodos de redução que resultam em modelos matemáticos não padronizados, tais como em [1, 2] não são considerados. Segue-se, então, uma linha voltada a agregação por coerência, cujo procedimento geral é o seguinte.

- I. Identifica-se os grupos de geradores que oscilam de forma coerente, ou seja, oscilam com praticamente os mesmos modos e proximidade angular;
- II. Agrega-se cada grupo em um modelo de gerador equivalente;
- III. Reduz-se a rede, eliminando-se barras e circuitos desnecessários.

Há diversas propostas para cada um destes passos. Em particular, a identificação de geradores coerentes recebe grande atenção. O método da Coerência que é baseado em medições de diferenças angulares de geradores para perturbações no sistema interno [3-5], foi pioneiro nesta questão. As principais críticas a este método são a

(*) Rua Carlos Frias, 100 – CEP 22.753-170 Rio de Janeiro, RJ – Brasil.

Tel: (+55 21) 996 537 238 – Email: jorge.jardim@hppa.com.br

dependência da coerência com a localização da perturbação, e a baixíssima eficiência computacional. Soma-se a isto o fato que não é difícil encontrar exemplos de má classificação com esta técnica. Os métodos baseados em Coerência Modal [6,7] introduz melhoras a medida que identifica os geradores com base em análise modal, requerendo a computação de autovalores. Outra técnica também baseada em análise modal é a de Perturbação Singular [8], mas que introduz e explora o conceito de geradores fortemente conectados. Este conceito é mais fortemente explorado no método Weak Links, cuja principal vantagem está na não necessidade de se calcular autovalores, mas simplesmente explorar as características da matriz jacobiana do sistema reduzida aos estados dinâmicos. Outra variante da análise modal é o método Synchrony [9], que impõe menos restrições que o de Perturbação Singular.

A proposta testada neste trabalho segue a linha do método Weak Links [10], ou seja, de que o fator fundamental para a coerência está na rigidez de acoplamento entre os geradores. Todavia, em vez de utilizar a matriz jacobiana reduzida, utiliza uma matriz de sensibilidade de tensão. Com isto, o método é de simples implementação, computacionalmente mais eficiente, de maior portabilidade, e de fácil extensão para agrupamento por diferentes critérios, como, por exemplo, diferentes fontes primárias de potência.

A metodologia proposta também traz inovações na forma de agregação de modelos dinâmicos, que são mapeados em modelos clássicos e, consequentemente, portáveis. Para a redução da rede, utiliza-se as melhores práticas associadas aos equivalentes do tipo Ward [11]. O resultado é uma ferramenta computacional efetiva e de fácil uso.

Este artigo está organizado da seguinte forma, a Seção 2 descreve a metodologia, a Seção 3 apresenta os resultados de testes, e as principais contribuições e benefícios obtidos são brevemente descritos na Seção 4.

2.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta é baseada primariamente na classificação do sistema em três zonas. Sendo a primeira a zona interna ou área de interesse, cujos elementos são retidos na forma original. A segunda é uma zona de acomodação ('buffer') cujos elementos (de rede ou dinâmicos) tenham importância significativa no comportamento da área de interesse e portanto devem ser retidos. E a terceira consiste das partes do sistema com menor influência na área de interesse e que podem ser representadas de forma reduzida ou simplificada.

A área de interesse é obviamente definida pelo analista do sistema utilizando filtros (ex., área, níveis de tensão, etc.). A zona de acomodação pode também ser definida pelo usuário e/ou automaticamente através de análises de sensibilidade. O restante do sistema compõe a terceira zona, ou zona a ser reduzida, ou seja, calcula-se a rede equivalente e agrega-se os geradores.. Definida a área de interesse, o processo segue os seguintes passos:

- i. Caso solicitado pelo analista, determina a parte da rede a ser retida na zona de acomodação via análise de sensibilidade.
- ii. Determina os geradores a serem retidos, com respectivos modelos, na zona de acomodação por análise de sensibilidade.
- iii. Identifica os grupos de geradores coerentes.
- iv. Agrega os modelos dinâmicos dos geradores e as respectivas barras terminais.
- v. Reduz a rede.

Como sabido, não há uma solução exata para a redução de modelos. Todas são aproximadas e dependem do propósito e exatidão exigidos, que variam por tipo de estudo e outras necessidades. Na prática, o processo requer muitas tentativas e ajustes. A adequação do modelo é aferida via simulações e inspeção visual, que por si só é extremamente laborioso, dificultando muito o uso efetivo deste tipo de ferramenta. Portanto, é importante que programas de redução de rede ofereçam meios de aferição automática do grau de acurácia do modelo reduzido.

2.1 Análise de sensibilidade para retenção de elementos de rede

É importante reter na zona de acomodação ramos que tenham impacto significativo nos fluxos da área de interesse. Para fazer o levantamento de tais circuitos, utiliza-se uma análise de sensibilidade, via método de compensação. A partir de um nível de sensibilidade especificado, retém-se ou não os ramos fora da área de interesse. Há também uma opção para que sejam retidas as barras até uma dada vizinhança do sistema interno. Esta é uma forma simples e sem custo computacional, que em muitas condições, pode oferecer bons resultados.

Também é de grande importância a retenção na zona de acomodação de geradores que tenham influência significativa no controle de tensão da área de interesse. Estes geradores também podem ser facilmente classificados via análise de sensibilidade de tensão.

2.2 Classificação de geradores próximos à área de interesse e em grupos coerentes

A classificação de geradores próximos à área de interesse e a de geradores coerentes é baseada na 'proximidade elétrica'. Geradores fortemente acoplados oscilam de forma coerente em relação a distúrbios externos remotos. Assim, o conceito fundamental explorado aqui é que os geradores coerentes no sistema externo são os fortemente conectados, como na proposta de perturbação singular e weak links, mas em vez de encontrar estas ligações fortes por análise de autovalores ou fatores de acoplamento da matriz jacobiana reduzida aos estados dinâmicos, a linha aqui adotada utiliza uma redução recíproca, ou, mais precisamente, a redução das equações, em um ponto de equilíbrio, aos estados algébricos da rede, ou seja, as tensões das barras. Então, dada a representação do sistema por seu conjunto de equações algébricas e diferenciais.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y) \\ 0 &= g(x, y)\end{aligned}\tag{1}$$

Onde $x \in R^n$ é o vetor das variáveis diferenciais e $y \in R^m$ é o vetor das variáveis algébricas. Linearizando (1) em um ponto de equilíbrio, resulta em

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= A \Delta x + B \Delta y \\ 0 &= C \Delta x + D \Delta y\end{aligned}\tag{2}$$

Pelo método weak links, por exemplo, a análise de elos fracos é feita sobre o seguinte sistema reduzido:

$$\Delta \dot{x} = A_r \Delta x, \quad \text{onde} \quad A_r = A + B D^{-1} C\tag{3}$$

Na metodologia proposta, e considerando derivadas nulas no ponto de equilíbrio, a análise de ligações fortes é realizada considerando a representação:

$$0 = D_r \Delta y, \quad \text{onde} \quad D_r = D - C A^{-1} B\tag{4}$$

A matriz D_r inclui o efeito dos modelos dos geradores. Cabe notar que a redução em (4) praticamente não altera a estrutura esparsa da matriz D original, que é a mesma da matriz Y_{barra} (matriz de admitâncias nodais) do sistema. Na prática, a sensibilidade que se deseja calcular através de (4) não requer muita precisão, e consequentemente os geradores podem ser simplesmente representados por uma tensão constante atrás de uma reatância transitória. Isto não só torna o método mais simples e eficiente, quanto impacta muito positivamente a questão de portabilidade entre programas, pois, pelo menos neste passo, não há necessidade de conhecimento de modelos detalhados.

A Equação (4) representa a matriz de admitâncias nodais incluindo o efeito dos geradores (representados de forma simplificada) e opcionalmente os modelos das cargas. A sua inversa é equivalentemente a matriz de impedâncias de barras, Z_{barras} , cujas colunas são os vetores de sensibilidade de variação de tensão nas barras do sistema para uma injeção unitária de corrente na barra de mesmo índice da coluna. Ou seja, os elementos desta matriz podem ser definidos como o seguinte fator de sensibilidade:

$$z_{ij} = \frac{\partial V_i}{\partial I_j}\tag{5}$$

Tais fatores de sensibilidades espelham com boa precisão as distâncias elétricas entre barras e são empregados neste trabalho na identificação de geradores que devem ser retidos e de grupos de geradores coerentes.

A princípio, um aspecto prático do problema é que Z_{barras} é cheia, ou seja, não esparsa. Consequentemente, para sistemas de grande porte, o seu armazenamento e computação não é eficiente. Entretanto, considerando que somente a partição relativa às barras dos geradores é necessária, e que nem todas estas colunas precisam ser armazenadas simultaneamente, não há desvantagens significativas no uso destes fatores.

2.3 Definição de grupos coerentes

Como mencionado, a forma de agrupamento ('clustering') de geradores como coerentes, ou seja, geradores cujos modelos serão agregados, é baseada na distância elétrica entre eles. Outro conceito heurístico norteador o algoritmo adotado no agrupamento é que geradores de maior porte tendem a dominar o modo do grupo, devido a maior inércia e capacidade de sincronização. Com base nisto, adotou-se um método de agrupamento baseado em medoids, que no caso são os geradores de maior porte. O porte neste caso pode ser determinado pela constante de inércia ou capacidade nominal do gerador.

O número de agrupamentos alcançado depende de tolerâncias e restrições impostas pelo analista, e que têm impacto na qualidade final do modelo reduzido. A definição destes parâmetros em geral requer algumas tentativas. Os parâmetros a serem definidos são:

- Sensibilidade para identificação da zona de acomodação. Quanto menor a sensibilidade maior a tolerância par inclusão de geradores nesta zona, ou seja, expansão da mesma.
- Sensibilidade para agrupamento de geradores. Da mesma forma, quanto menor a sensibilidade maior o número de geradores agrupados.
- Maior diferença angular no ponto de equilíbrio entre geradores de um mesmo grupo. Isto tem impacto na redução da rede e também na qualidade do modelo reduzido.

O algoritmo de agrupamento é implementado como segue.

- Ordene os geradores por tamanho (porte).

- ii. Percorrendo o sentido de ordem decrescente, selecione o gerador de maior porte não agrupado como o medoid de um novo grupo e mova para o grupo os geradores cuja sensibilidade seja maior que a estabelecida. Caso o gerador a ser movido já pertença a um grupo, decida a disputa via um critério de desempate, que pode ser simplesmente a menor dos dois fatores sensibilidade para o medoid de cada grupo ou, além disto, incluir um fator de persistência.
- iii. Decidir se se descarta geradores ou grupos de pequeno porte.

2.4 Agregação das barras de geradores agrupados

Geradores em um mesmo grupo são agregados em uma única barra. Como as tensões destas barras têm magnitude e fase diferentes, há necessidade de artifícios matemáticos para manutenção do ponto de equilíbrio original. A solução tradicional para este problema é a inclusão de transformadores defasadores ideais como descrito em [4, 8], por exemplo. Todavia, os defasadores introduzem assimetrias indesejadas nas equações de rede. Uma alternativa equivalente é substituir estes transformadores por injeções nas barras de interface. Um destes métodos é o de Zhukov, descrito em [12]. Neste método, a agregação das barras consiste em substituir um conjunto de barras A (agrupadas) por uma barra equivalente a . As barras do conjunto A estão ligadas a um conjunto de barras, R , retidas pelo menos neste momento. A agregação satisfaz às seguintes condições

1. Não alterar as correntes e tensões das barras retidas.
2. A potência injetada na barra a deve ser a soma da potência de cada gerador no grupo.

Então, considerando as equações da rede original e reduzida:

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{RA} \\ Y_{AR} & Y_{AA} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_A \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \begin{bmatrix} I_R \\ I_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{Ra} \\ Y_{aR} & Y_{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_a \end{bmatrix}, \text{ respectivamente} \quad (6)$$

Deve-se manter I_R e V_R originais, resultando em:

$$Y_{aR} = [Y_{RA}]^T = \frac{1}{V_a^*} V_A^T Y_{AR} \quad (8)$$

e

$$Y_{aa} = \frac{1}{V_a^*} V_A^T Y_{AA} V_A + I_c, \quad \text{onde} \quad I_c = \left(\frac{1}{V_a^*} V_A^* - \frac{1}{V_a} V_A \right)^T Y_{AR} V_R \quad (9)$$

I_c garante que o somatório de potência gerada não varie e é pequeno se os ângulos das barras não forem muito diferentes. O módulo da tensão V_a é calculado como a média dos módulos individuais, e o ângulo como a média ponderada pelo MVA dos geradores.

2.5 Agregação dos modelos dinâmicos

A linha adotada com relação a esta questão é que não há necessidade de representação detalhada modelos de máquinas que estejam relativamente distantes da área de interesse. Assim, para os modelos agregados, adota-se um modelo clássico de gerador. Isto tem a grande vantagem de tornar o modelo equivalente portátil para a maioria dos programas de simulação existentes.

A agregação de modelos clássicos de máquina síncrona é trivial, consistindo de somar as constantes de inércias e amortecimento e calcular o paralelo das reatâncias transitórias. O aspecto complicador no caso geral é que os dados originais não estão referidos ao modelo clássico. Então, apesar da soma das inércias e paralelização das reatâncias serem razoavelmente acuradas, o efeito de amortecimento é totalmente descartado, causando muitas diferenças nas simulações (baixo amortecimento do modelo reduzido). A solução desta dificuldade foi resolvida em dois passos. No primeiro, reduz-se o modelo de cada gerador para um modelo de segunda ordem. Em seguida, se faz o mapeamento do modelo de segunda ordem no modelo clássico, que é padrão.

A redução do modelo de cada gerador é realizada via resposta em frequência, como segue.

- i. Calcula-se a resposta em frequência de cada gerador tendo como sinal de entrada e de saída, a potência elétrica e o ângulo do rotor, respectivamente.
- ii. Com base na resposta em frequência obtida com o modelo completo, os parâmetros de uma função de transferência de segunda ordem que melhor reproduzem tal resposta são calculados.
- iii. Mapeia-se o modelo de segunda ordem em um modelo clássico com base nos polos da função de transferência e mantendo a constante de inércia original.

2.6 Equivalente de rede

Tendo-se as barras dos grupos de geradores agregadas, a área de interesse definida e as barra retidas, quer por solicitação do usuário ou por análise de retenção, procede-se a redução da rede. Para isto, foi adotado o método Ward [11]. Uma consideração importante de efeito prático é que o efeito de geradores remotos na área de interesse ocorre em função de oscilações eletromecânicas entre áreas. Tais oscilações se propagam pelos corredores de menor impedância, ou seja, circuitos de mais alta tensão. Então, é importante que o analista retenha tais circuitos. Note que isto não é importante em um equivalente para uso somente em análises estáticas se tais

circuitos não formam laços de fluxo com o sistema interno e geradores remotos não contribuem para o controle de tensão no sistema interno.

2.7 Verificação de acurácia

Como já mencionado, a adequação do modelo às necessidades do analista deve ser verificada. Fazer isto manualmente é extremamente laborioso, pois requer o exame detalhado de similaridade dos modelos original e reduzido. Como o ponto de equilíbrio é o mesmo por força dos artifícios matemáticos, a análise somente desta condição não tem valor. É necessário que se verifique se os efeitos no sistema interno (de interesse) são muito próximos nos dois modelos quando distúrbios são aplicados neste sistema (interno), o que aumenta o grau de dificuldade da comparação significativamente. Para contornar esta dificuldade e facilitar sobremodo a utilização de uma ferramenta deste tipo, é necessário que se disponha de uma forma de avaliação automática de similaridade (acurácia). Isto é feito utilizando-se análises de contingência estática e dinâmica que, por opção do analista, são executadas automaticamente. Também por opção do analista, a ferramenta deve poder gerar um conjunto de contingências/eventos automaticamente.

Para a análise de acurácia estática da rede, uma contingência é definida como a perda de um circuito na fronteira do sistema interno. Então, o número total de contingências equivale ao número de circuitos na fronteira. A verificação de acurácia é feita comparando-se os maiores desvios de tensão e fluxo no sistema interno por contingência. Para a análise de acurácia dinâmica, uma contingência é definida por um curto-circuito trifásico em uma barra de fronteira, com o tempo de curto ajustado pelo analista. Então, o número total de contingências equivale ao número de barras de fronteira. A verificação de acurácia é feita comparando-se os desvios nos índices de estabilidade que consistem da margem de estabilidade [13] e análise espectral da tensão na barra de falta.

3.0 - TESTES

Para testar a metodologia proposta foram utilizados sistemas de 39, 5,700 e 57,000 barras. A seguir são apresentados alguns destes resultados. Para cada resultado, foi utilizada uma estratégia específica, que consiste em definir níveis de sensibilidade, limites em parâmetros, etc. Modelos com diferentes acurácia e escala de redução podem ser obtidos com diferentes estratégias. Nos exemplos que seguem não se pretende mostrar os melhores resultados, mas simplesmente resultados típicos.

3.1 Equivalente dinâmico com sistema de 39 barras.

Este sistema é normalmente denominado de New England, contém 39 barras e 10 geradores, e é frequentemente utilizado em testes de demonstração. Não é um sistema ideal para ilustração desta metodologia, principalmente porque todos os geradores estão muito próximos e, portanto, influenciam significativamente o sistema interno, por mais restritivo que este seja. Mas ajuda a ilustrar alguns aspectos interessantes do processo de redução dinâmica. O sistema interno é definido como contendo dois geradores deste sistema (35 e 36) e algumas barras. Um dos geradores no sistema externo tem uma inércia muito grande o que faz com que para qualquer perturbação oscile contra os demais geradores.

O primeiro teste com este sistema utiliza o modelo clássico para todos os geradores e procura-se verificar a acurácia no processo de redução de modelos, que neste caso implica em encontrar os mesmos parâmetros originais. A Tabela 1 mostra os resultados, confirmando a acurácia esperada. Diferenças são observadas somente na quarta casa decimal.

Tabela 1 – Valores original e estimado para os modelos clássicos na base 100 MVA.

Barra	M		D		X'd	
	Original	Estimado	Original	Estimado	Original	Estimado
30	34.8	34.8008	3.	3.0001	0.1063	0.1064
31	41.7384	41.7394	6.12	6.1201	0.0423	0.0423
32	92.565	92.5672	7.65	7.6502	0.0484	0.0484
33	50.4	50.4012	7.	7.0002	0.0403	0.0403
34	41.8066	41.8076	6.13	6.1301	0.0422	0.0422
37	50.16	50.1612	6.6	6.6002	0.0424	0.0424
38	122.4664	122.4693	3.	3.0001	0.0275	0.0275
39	10000.	10000.2356	100.	100.0024	0.0005	0.0005
30	34.8	34.8008	3.	3.0001	0.1063	0.1064
31	41.7384	41.7394	6.12	6.1201	0.0423	0.0423

No processo de agrupamento foram encontrados 5 grupos externos {(39); (31,32); (33,34); (37,10); 38}. O sistema interno especificado resultou em 6 barras de interface e consequentemente 6 contingências dinâmicas automaticamente geradas para os testes de acurácia, cujos resultados estão mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultados de acurácia (índice de estabilidade) para o sistema de 39 barras com modelos clássicos.

Contingência	Original	Reduzido	Diferença
1	0.134	0.152	-0.019
2	0.176	0.172	0.004
3	0.167	0.169	-0.002
4	0.155	0.173	-0.018
5	0.170	0.170	0
6	0.148	0.147	0.001

A seguir, são mostrados os resultados de um segundo teste com o mesmo sistema, mas tendo os geradores modelados em detalhes (modelos de máquina de 5ª e 6ª ordem, sistema de excitação, turbina e reg. de velocidade). A Tabela 3 mostra os parâmetros dos modelos reduzidos dos geradores. Nota-se umas pequenas diferenças nos valores de reatância transitória, mas, o mais importante, é a identificação do efeito de amortecimento. A Tabela 4 mostra os resultados do teste de acurácia.

Tabela 3 – Valores original e estimado para os modelos clássicos na base 100 MVA.

Barra	M		D		X'd	
	Original	Estimado	Original	Estimado	Original	Estimado
30	34.8	34.8	0.	47.1441	0.1063	0.0924
31	41.7384	41.7384	0.	54.3599	0.0423	0.0413
32	92.565	92.565	0.	87.8508	0.0484	0.0482
33	50.4	50.4	0.	40.7090	0.0403	0.0370
34	41.8066	41.8066	0.	59.9979	0.0422	0.0419
37	50.16	50.16	0.	55.6346	0.0424	0.0368
38	122.4664	122.4664	0.	144.0924	0.0275	0.0292
39	10000.	10000.	100.	100.	0.0005	0.0005
30	34.8	34.8	0.	47.1441	0.1063	0.0924
31	41.7384	41.7384	0.	54.3599	0.0423	0.0413

Tabela 4 – Resultados de acurácia (índice de estabilidade) para o sistema de 39 barras com modelos detalhados.

Contingência	Original	Reduzido	Diferença
1	0.171	0.154	0.016
2	0.170	0.139	-0.031
3	0.166	0.173	-0.007
4	0.174	0.153	0.020
5	0.175	0.188	-0.013
6	0.148	0.147	0.001

3.2 Equivalente dinâmico com o sistema brasileiro

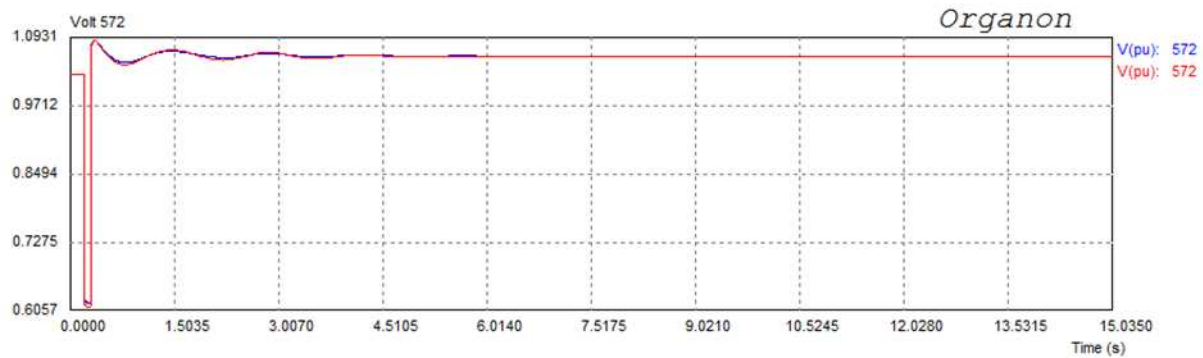
O caso considerado contém 5231 barras e 7488 ramos. O sistema interno é definido como a maior parte da área São Paulo (áreas 4, 5, 6, 7 e 8). Incluído na estratégia de retenção está a retenção da segunda vizinhança ao sistema interno e barras com tensão acima de 300 kV. Não foi feita análise de retenção da rede. Para os parâmetros fornecidos o método determinou que a maioria dos geradores em Minas Gerais e São Paulo ficassem retidos na zona de acomodação com representação detalhada. Os demais geradores foram agregados. A Tabela 5 apresenta um resumo da redução e a Tabela 6 o resultado da verificação de acurácia. Como o número de barras de interface para este sistema interno é muito grande limitou-se o número de contingências a 8 faltas monofásicas. O sistema foi reduzido a aproximadamente um terço, mas devido à proximidade de muitos geradores à área de interesse, a redução no número de geradores não chegou a ser drástica. A Figura 1 mostra uma comparação da tensão da barra de falta de umas das contingências.

Tabela 5 – Resumo da redução para o sistema de 5.231 barras.

Componente	Original	Reduzido
Barras	5223	1747 (744 no sistema interno)
Ramos	7478	3482
Modelos de Máquina Síncrona	229	106 (11 interno + 73 retidos + 22 grupos)
Número de estados dinâmicos	5682	2045

Tabela 6 – Resultados de acurácia (índice de estabilidade) para o sistema de 5.231 barras.

Contingência	Original	Reduzido	Diferença
1	0.201	0.251	-0.05
2	0.028	0.027	0.001
3	0.033	0.037	-0.004
4	0.031	0.029	0.001
5	0.279	0.231	0.048
6	0.03	0.027	0.003
7	0.197	0.25	-0.053
8	0.028	0.027	0.001

**FIGURA 1** – Comparação de tensão da barra 572 com os modelos original e reduzido para a Contingência 5.

3.3 Sistema norte americano da costa leste

Este sistema contém 59,917 barras, 77, 638 ramos e 6,715 geradores. A área interna é definida como a área de um ISO (operador de sistema) contendo 3,908 barras. A estratégia de redução inclui a retenção da terceira vizinhança e barras com tensão acima de 300 kV. A Tabela 7 mostra um resumo da redução. Verifica-se neste caso uma redução significativa de geradores, tendo 259 agrupamentos. A estratégia de retenção da terceira vizinhança reteve 963 barras. A área interna contém 17 barras de interface. O resultado da análise de acurácia está na Tabela 8. A Figura 2 mostra a comparação de tensão para a contingência 1.

Tabela 7 – Resumo da redução para o sistema de 59.917 barras.

Componente	Original	Reduzido
Barras	57.433	6.719 (3908 no sistema interno)
Ramos	73.882	13.834
Modelos de Máquinas Síncronas (em serviço)	6.715 (4.756)	904 (677)
Número de Estados Dinâmicos	67.991	8962

Tabela 8 – Resultados de acurácia (índice de estabilidade) para o sistema de 59.000 barras.

Contingência	Original	Reduzido	Diferença
1	0.653	0.964	-0.311
2	0.865	0.65	0.215
3	-0.006	-0.017	-0.011
4	0.745	0.975	-0.23
5	0.773	0.979	-0.206
6	0.774	0.979	-0.205
7	-0.001	-0.001	0
8	-0.001	-0.001	0
9	0.811	0.696	0.115
10	0.808	0.806	0.002
11	0.812	0.81	0.002
12	-0.141	-0.735	0.594
13	-0.011	-0.126	0.115
14	0.883	0.909	-0.026
15	0.551	0.521	0.03
16	0.846	0.881	-0.035
17	0.849	0.736	0.113

4.0 - CONCLUSÃO

Foi apresentada uma metodologia para cálculo de equivalentes dinâmicos para sistemas de potência. A principal novidade no método é a forma de identificação de geradores coerentes, que é baseada em uma matriz de sensibilidade de tensões. Outra contribuição está na forma simples de agregação de modelos de geradores. O modelo clássico resultante é portátil para a maioria dos programas de simulação disponíveis. Vários detalhes importantes a serem considerados na implementação da metodologia são abordados.

A metodologia foi testada em sistemas de até 59,000 barras mostrando resultados plenamente satisfatórios. A metodologia está integrada em uma ferramenta de uso relativamente simples.

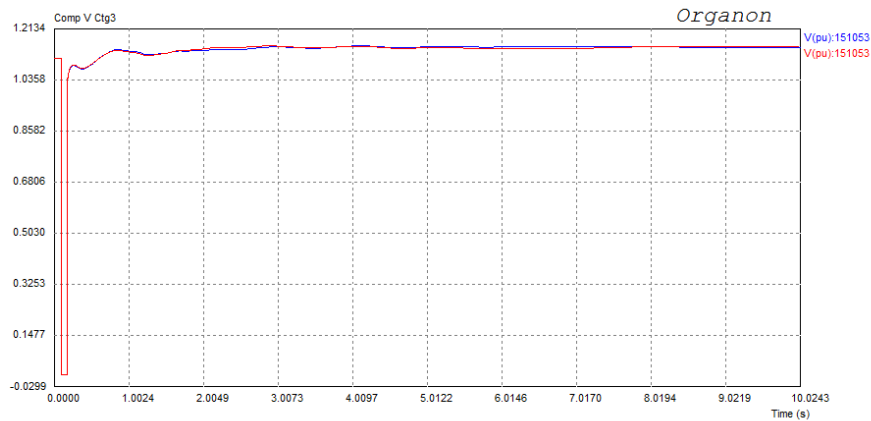


FIGURA 2 – Comparação de tensão da barra 151053 com os modelos original e reduzido para a Contingência 1.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) J.M. Undrill and A.E. Turner, "Construction of Power System Electromechanical Equivalents by Modal Analysis," IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-90, no. 5, pp. 2049-2059, Sep./Oct. 1971.
- (2) W.W. Price, E.M. Gulachenski, P. Kundur, F.J. Lange et al., "Testing of the Modal Dynamic Equivalents Technique," IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-97, no. 4, pp. 1366-1372, July/Aug. 1978.
- (3) R.W. DeMello, R. Podmore, K.N. Stanton, "Coherency-based Dynamic Equivalents: Applications in Transient Stability Studies," 1975 PICA Conference Proceedings, pp. 23-31.
- (4) R. Podmore, "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, no. 4, pp. 1344-1354, July/Aug. 1978.
- (5) E.J.S. Pires de Souza and A.M. Leite da Silva, "An Efficient Methodology for Coherency-Based Dynamic Equivalents," IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, vol. 139, no. 5, pp. 371-382, Sep. 1992.
- (6) R.A. Schlueter, H. Akhtar, and H. Modir, "An RMS Coherency Measure: A Basis for Unification of Coherency and Modal Analysis Model Aggregation Techniques," IEEE PES Summer Meeting, Los Angeles, CA, 1978.
- (7) S. Geeves, "A Modal-Coherency Technique for Deriving Dynamic Equivalents," IEEE Transactions on PS vol. 3, no. 1, pp. 44-51, Feb. 1988.
- (8) J.H. Chow, R. Galarza, P. Accari, W.W. Price, "Inertial and Slow Coherency Aggregation Algorithm for Power System Dynamic Model Reduction", IEEE Trans on PS, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- (9) G.N. Ramaswamy, L. Rouco, O. Fillatre, G.C. Verghese et al., "Synchronic Modal Equivalencing (SME) for Structure-Preserving Dynamic Equivalents," IEEE Transactions on PS, vol. 11, no. 1, pp. 19-29, Feb. 1996.
- (10) R. Nath, S.S. Lamba, K.S. Prakasa Rao, "Coherency Based System Decomposition Into Study and External Areas Using Weak Coupling", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, No. 6, pp 1443-1449, June 1985.
- (11) A. Monticelli, S. Deckmann, A. Garcia, and B. Stott, "Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis," IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-98, no. 2, pp. 498-508, Mar./Apr. 1979.
- (12) J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby, "Power System Dynamics: Stability and Control", Second Edition, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- (13) A. M. Leite da Silva, J.L. Jardim, L. R. de Lima e Z.S. Machado Jr., "A Method for Ranking Critical Nodes in Power Networks Including Load Uncertainties", Aprovado para publicação no IEEE Transaction on PS, IEEE.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Jorge Luiz de A. Jardim nasceu em Niterói, RJ, em 1957, graduou em Eng. Elétrica na UFF, tem Mestrado pela PUC-RJ e Doutorado pelo Imperial College, Reino Unido. Ele tem mais de 30 anos de experiência em análise de sistemas de potência, tendo trabalhado no Brasil em Furnas e ONS, no Canadá e Estados Unidos.