

4 Cálculo de Equivalentes Dinâmicos

4.1. Introdução

Os sistemas de potência interligados vêm adquirindo maior tamanho e complexidade, aumentando a dependência de sistemas de controle tanto em operação normal como em condições de emergência. Assim, cada vez mais, é necessário analisar uma grande quantidade de situações que podem ocorrer, o que requer o desenvolvimento de técnicas de análise de estabilidade mais rápidas e com menores custos para reduzir o esforço computacional nos estudos da segurança dinâmica do sistema.

O equivalente dinâmico consiste de um número menor de barras, transformadores, linhas, geradores e seus controles, resultando em uma economia de tempo de processamento e reproduzindo, sem perda significativa de precisão, o comportamento dinâmico do sistema completo original.

A determinação de reduções drásticas da rede elétrica para a realização de estudos com simuladores em tempo real é outra aplicação de grande interesse que motiva a pesquisa dos equivalentes dinâmicos baseados em coerência. Tal redução faz-se necessária pois estes simuladores permitem a modelagem detalhada dos componentes da rede, porém possuem capacidade limitada de representação de elementos [2].

A metodologia utilizada para proceder ao cálculo do equivalente dinâmico baseado em coerência requer que o sistema completo original seja dividido em um sistema em estudo, que consiste no sistema interno e nas barras de fronteira, e em um sistema externo, que corresponde ao restante do sistema interligado. O sistema em estudo é a área de interesse imediato para análises de contingências e,

portanto, deve ser preservado. O sistema externo será representado pelo equivalente dinâmico.

As reações do sistema externo devido às contingências ocorridas no sistema em estudo são importantes na avaliação da segurança dinâmica do sistema de potência interligado.

Três etapas devem ser executadas para que o equivalente dinâmico seja calculado, sendo elas: a identificação dos geradores coerentes, a redução estática da rede e a agregação dinâmica dos modelos das unidades geradoras coerentes. A figura 4.1 ilustra estas três etapas.

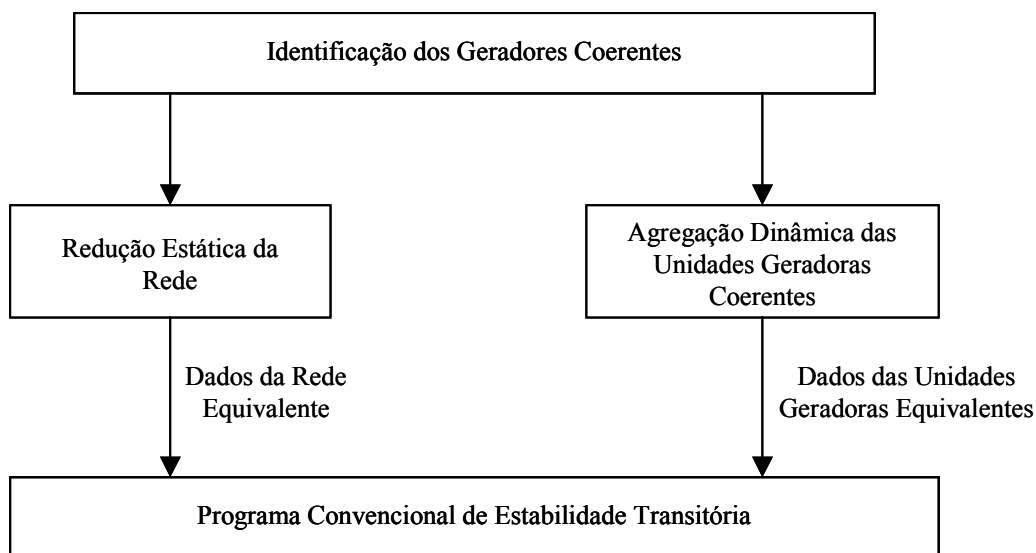


Figura 4.1 – Etapas da metodologia para cálculo de equivalentes dinâmicos baseados em coerência

A primeira etapa consiste na identificação dos geradores coerentes. Posteriormente, procede-se, paralelamente, às etapas de redução estática da rede original, que fornece os dados da rede equivalente, e à agregação dinâmica dos modelos dos geradores coerentes e seus controles que fornece os dados das unidades geradoras equivalentes de cada grupo formado. Os dados obtidos podem ser utilizados em programas convencionais de estabilidade transitória.

Um equivalente dinâmico bem calculado, ou seja, com todas as três etapas bem equacionadas, deve fornecer como resultado a similaridade entre as curvas de

oscilação dos geradores do sistema em estudo obtidas com o equivalente em comparação com o sistema completo.

A seguir, nas seções, 4.2 e 4.3, são apresentadas, respectivamente, as etapas de identificação dos geradores coerentes e de redução estática da rede. A etapa de agregação dinâmica dos modelos das unidades geradoras coerentes e seus controles, por ser objeto desta dissertação, foi apresentada em maiores detalhes no capítulo 2.

4.2. Identificação dos Geradores Coerentes

Dada a ocorrência de um distúrbio no sistema, um grupo coerente de geradores é aquele cujos componentes oscilam de modo idêntico no período transitório, ou seja, com a mesma velocidade angular e tensão da barra terminal numa razão complexa constante.

A metodologia de identificação de coerência trata o modelo dinâmico do sistema de potência de forma linear, visto que a formação dos grupos de geradores coerentes não sofre grande influência da magnitude do distúrbio e da quantidade de detalhes dos modelos das unidades geradoras. Para representar o efeito do distúrbio é considerado o sistema inicialmente sem a falta, seguido de incrementos em degraus na potência mecânica dos geradores de valores iguais à potência de aceleração no instante da falta. Tais incrementos de potência são aplicados por um tempo igual ao de duração da falta [3,11].

A medida de coerência considerada no método de simulação linear utilizado nesta dissertação é o desvio médio da velocidade angular dos geradores, calculado para cada intervalo de tempo da simulação [3]. O algoritmo de agrupamento, a seguir apresentado, garante a unicidade da composição dos grupos coerentes formados durante todo o período transitório.

4.2.1. Algoritmo de Agrupamento e Medida de Coerência [3]

A técnica utilizada considera que a diferença dos desvios de velocidade angular para cada par de geradores deve ser calculada em cada intervalo de tempo da simulação linear.

Para calcular a coerência entre um par de geradores, ou seja, entre o i -ésimo e o j -ésimo geradores, considera-se a máxima diferença de velocidade angular entre eles no período de simulação $[0, T]$. Isto resulta em uma medida C_{ij} , calculada em Hertz, definida a seguir:

$$C_{ij} = \max_{t \in [0, T]} |\Delta\omega_i(t) - \Delta\omega_j(t)| f_0 \quad (4.1)$$

onde $i = 1, 2, \dots, n-1$ e $j = i+1, i+2, \dots, n$

Uma lista contendo todas as medidas C_{ij} é obtida ao fim do período de estudo. Tal lista é ordenada em ordem crescente, ou seja, da menor para a maior medida de coerência. Em outras palavras, do par de geradores mais coerente ao menos coerente, o que determina a prioridade de agrupamento dos geradores no algoritmo e garante a unicidade da composição dos grupos coerentes.

O algoritmo de agrupamento leva em consideração uma tolerância de frequência ε_f , calculada em função da maior e da menor medida de coerência e de um índice de qualidade da coerência, com a qual todas as medidas ordenadas são comparadas, e desta forma um gerador k pertencerá a um grupo coerente G se, e somente se, ele for coerente com todos os geradores deste grupo. Logo,

$$C_{kj} \leq \varepsilon_f \quad \forall j \in G \quad (4.2)$$

A tolerância especificada reflete a qualidade da coerência dos grupos formados e, para atender a esta necessidade, foi definido o índice de qualidade da coerência q como segue:

$$q = \frac{(C_{ij}^{\max} - C_{ij})}{(C_{ij}^{\max} - C_{ij}^{\min})} \quad (4.3)$$

Nesta equação, C_{ij}^{\max} e C_{ij}^{\min} são, respectivamente, a maior e a menor medidas de coerência. Se $C_{ij} = C_{ij}^{\max}$, então $q = 0$ e se $C_{ij} = C_{ij}^{\min}$, então $q = 1$. À medida que o índice de qualidade da coerência q aumenta, diminui o número de geradores pertencentes a um grupo.

4.3. Redução Estática da Rede

A redução estática da rede consiste na eliminação das barras terminais dos geradores coerentes e das barras de carga do sistema externo, fornecendo os dados da rede equivalente a ser usada no cálculo do equivalente dinâmico.

Os geradores de cada grupo coerente são transferidos para uma barra terminal comum através da formulação REI [20] apresentada no Apêndice 2. Em seguida, procede-se à eliminação das barras de carga. O sistema externo equivalente será constituído pelas barras terminais dos geradores equivalentes de cada grupo coerente (barras R das malhas REI) e pelas barras terminais dos geradores não-coerentes.

4.4. Desempenho dos Equivalentes Dinâmicos

A metodologia para o cálculo de equivalentes dinâmicos baseados em coerência será avaliada pela análise do desempenho do equivalente dinâmico do sistema teste New England com o auxílio dos programas ANAREDE [16] e ANATEM [17], utilizados no cálculo do fluxo de potência e nos estudos de estabilidade transitória, respectivamente.

O sistema teste New England é apresentado no Apêndice 1. As barras 2, 26 e 39 são barras de fronteira. A parte superior do diagrama unifilar corresponde ao sistema em estudo (sistema interno e barras de fronteira) e a parte inferior corresponde ao sistema externo, que será substituído pelo equivalente.

Nesta dissertação, as unidades geradoras são representadas pelos modelos de máquina síncrona e regulador de tensão.

Foram realizados diversos testes para curtos-circuitos trifásicos com duração de 67 ms aplicados nas barras 25 e 29 do sistema interno, e eliminação da falta após a abertura das linhas 25-26 e 28-29, respectivamente.

As análises dos desempenhos dos equivalentes dinâmicos serão feitas através da comparação entre as curvas de oscilação das unidades geradoras do sistema interno (1, 8 e 9) obtidas com o sistema completo e com o equivalente. O gerador 10 foi considerado como referência angular.

No capítulo 3, foi determinado o melhor modelo equivalente para cada composição de modelos de reguladores de tensão num grupo de geradores coerentes. As análises dos desempenhos dos equivalentes dinâmicos serão feitas no presente capítulo para validar os resultados obtidos anteriormente.

A figura 4.2 apresenta as curvas de oscilação do gerador 1 para o teste 1. Observa-se, por inspeção visual das curvas obtidas com o sistema completo e com o equivalente, o bom desempenho dinâmico do equivalente quando os modelos do grupo coerente e do equivalente são idênticos.

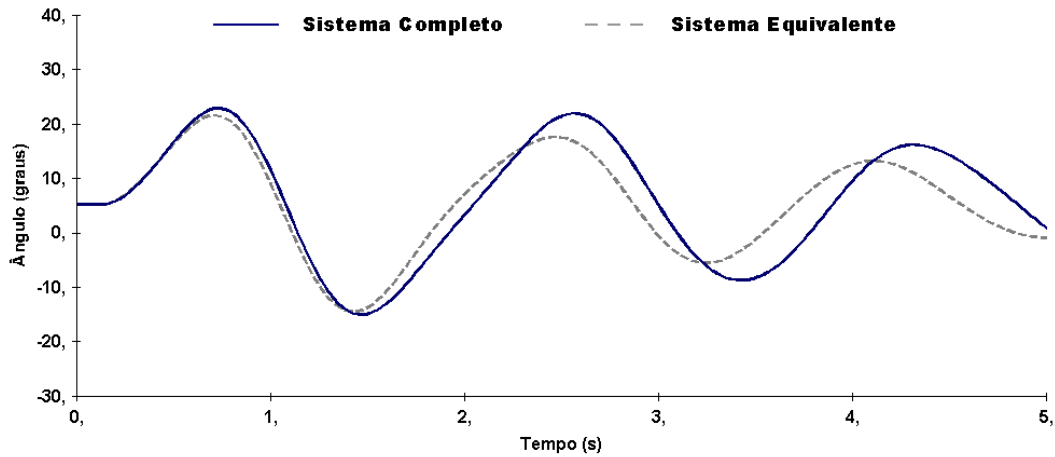


Figura 4.2 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupos (6,7) e (2,3) com reguladores de tensão modelos 19. Equivalente – modelo 19.

As curvas apresentadas nas figuras 4.3 e 4.4 mostram que para grupos coerentes formados por modelos 1 e 21, o equivalente poderá ser tanto o modelo 1 quanto o modelo 21. Os resultados obtidos com os dois modelos equivalentes foram bons e confirmam a análise realizada nos testes 2 e 3.

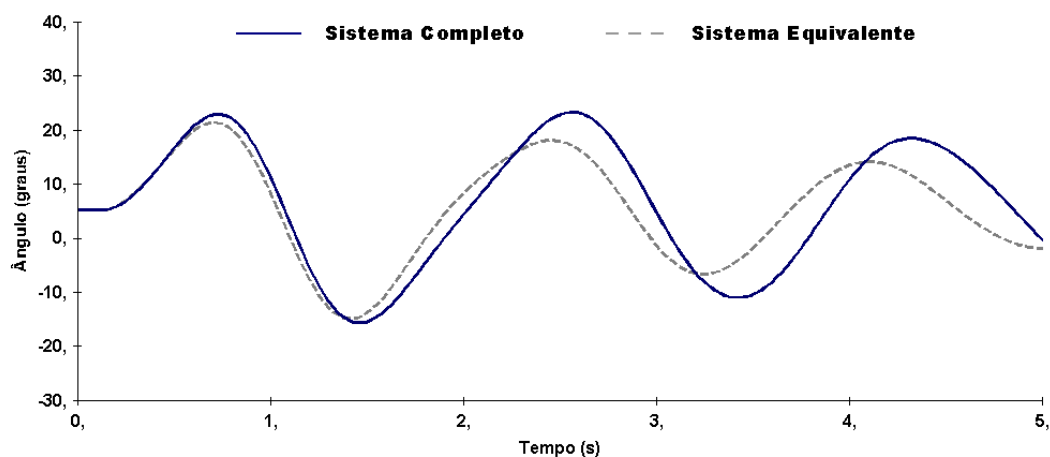


Figura 4.3 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupos (6,7) e (2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 21. Equivalente – modelo 1.

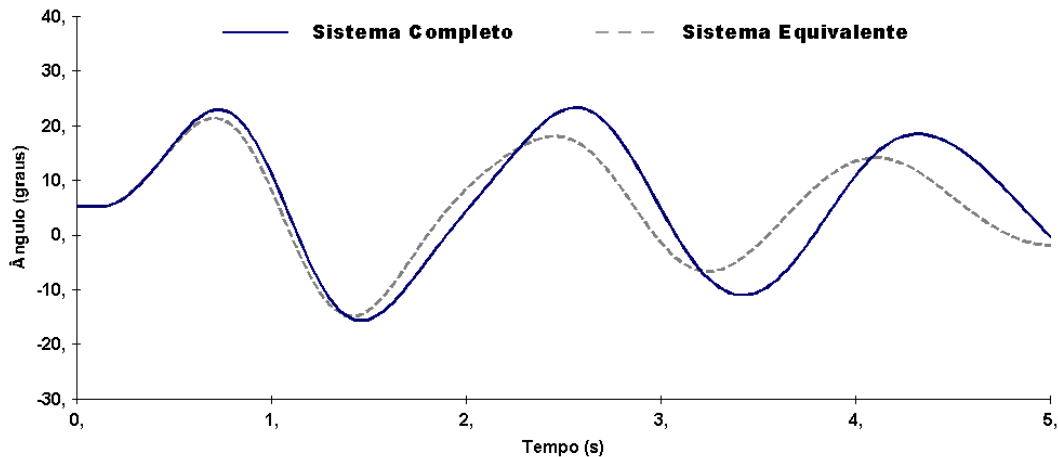


Figura 4.4 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupos (6,7) e (2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 21. Equivalente – modelo 21.

O desempenho dinâmico do equivalente será apresentado nas figuras 4.5, 4.6 e 4.7, para os geradores 1, 8 e 9 do sistema interno, considerando o modelo 19 como regulador de tensão equivalente para cada grupo coerente formado pelos modelos 19 e 21. Os testes 4, 5 e 6 mostraram que os modelos 20 e 21 apresentam parâmetros negativos quando escolhidos como equivalente, tornando-os inviáveis para esta configuração de modelos individuais. O equivalente deverá ser o modelo 19, que apresenta desempenho dinâmico satisfatório. Esta é uma contingência severa para o equivalente, visto que a eliminação da falta na barra 25 é feita através da abertura da linha 25-26, dividindo o sistema interno em dois subsistemas interligados pelo equivalente.

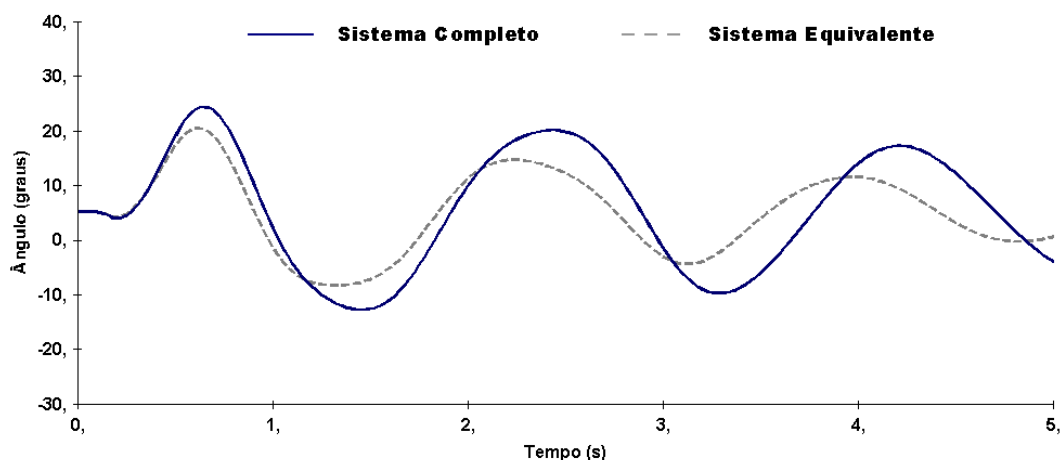


Figura 4.5 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupos (6,7,4) e (2,3) com reguladores de tensão modelos 19 e 21. Equivalente – modelo 19.

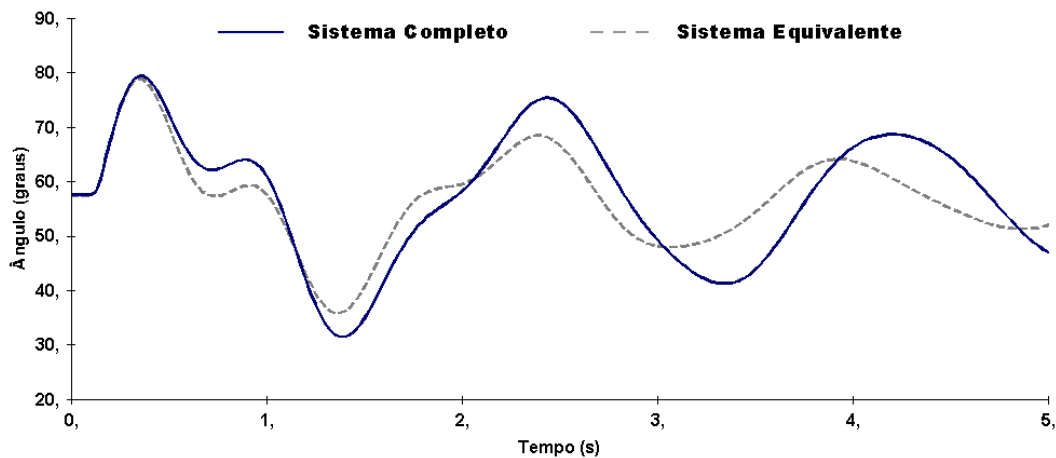


Figura 4.6 – Curvas de oscilação do gerador 8: grupos (6,7,4) e (2,3) com reguladores de tensão modelos 19 e 21. Equivalente – modelo 19.

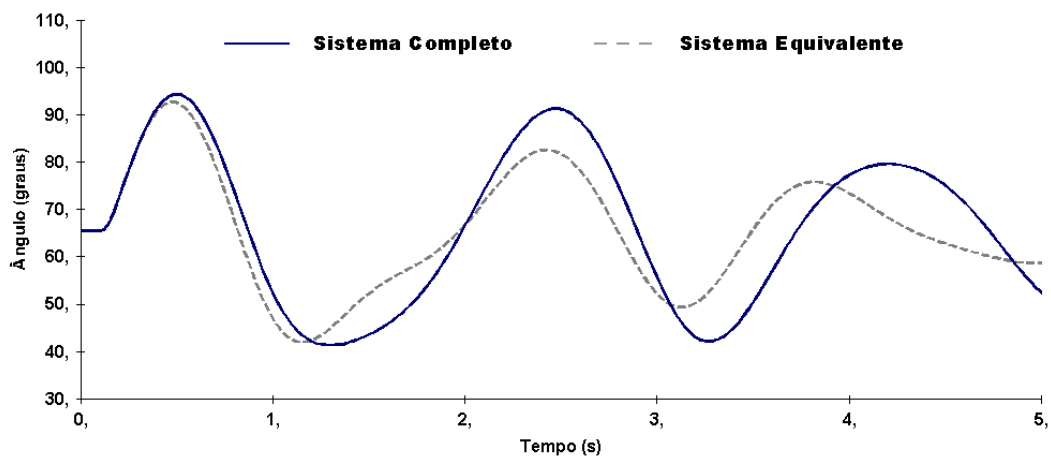


Figura 4.7 – Curvas de oscilação do gerador 9: grupos (6,7,4) e (2,3) com reguladores de tensão modelos 19 e 21. Equivalente – modelo 19.

As curvas de oscilação para o sistema completo e equivalente são mostradas nas figuras 4.8, 4.9 e 4.10, para os geradores 1, 8 e 9 do sistema interno, considerando grupos coerentes constituídos pelos modelos de reguladores de tensão 1, 19, 20 e 21, com o modelo equivalente 20. Os testes 7, 8, 9 e 10 mostraram que para esta composição de modelos num grupo, a única opção viável para o equivalente é o modelo 20. Os resultados obtidos no estudo de estabilidade transitória mostram o bom desempenho dinâmico.

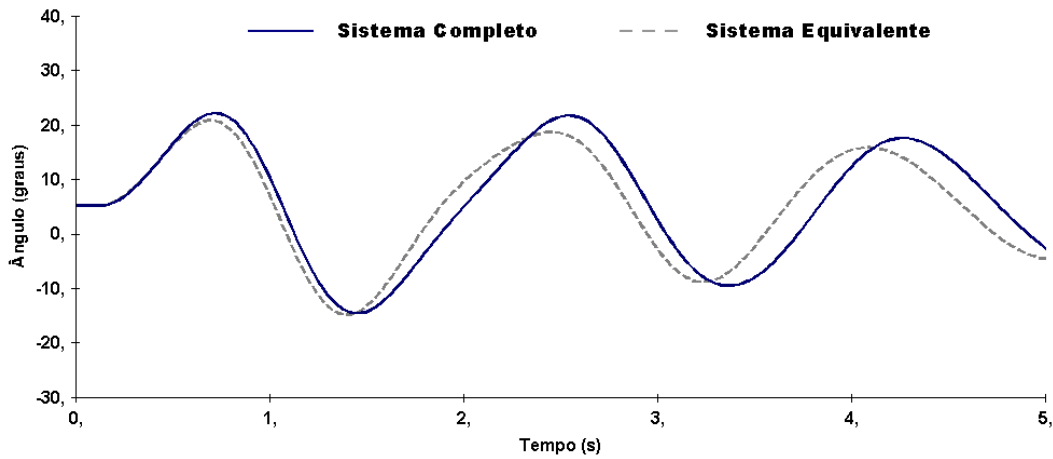


Figura 4.8 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1, 19, 20 e 21. Equivalente – modelo 20.

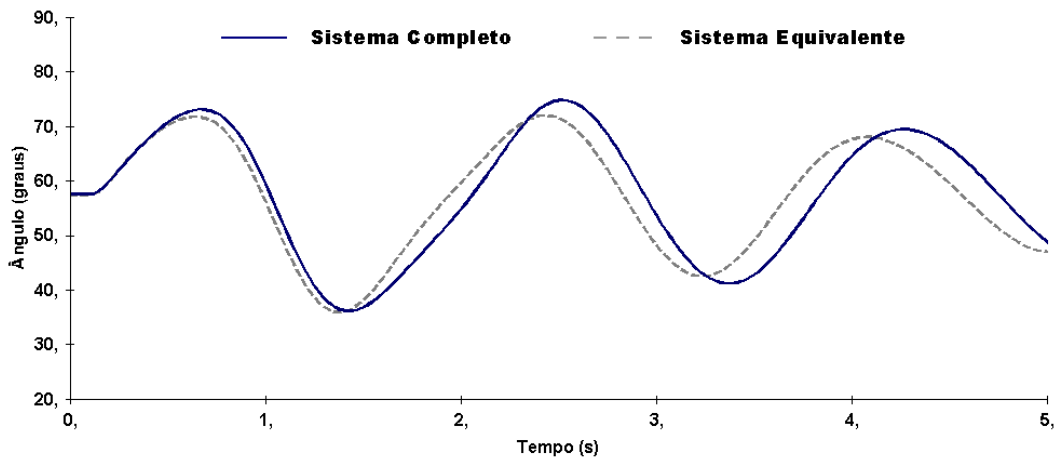


Figura 4.9 – Curvas de oscilação do gerador 8: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1, 19, 20 e 21. Equivalente – modelo 20.

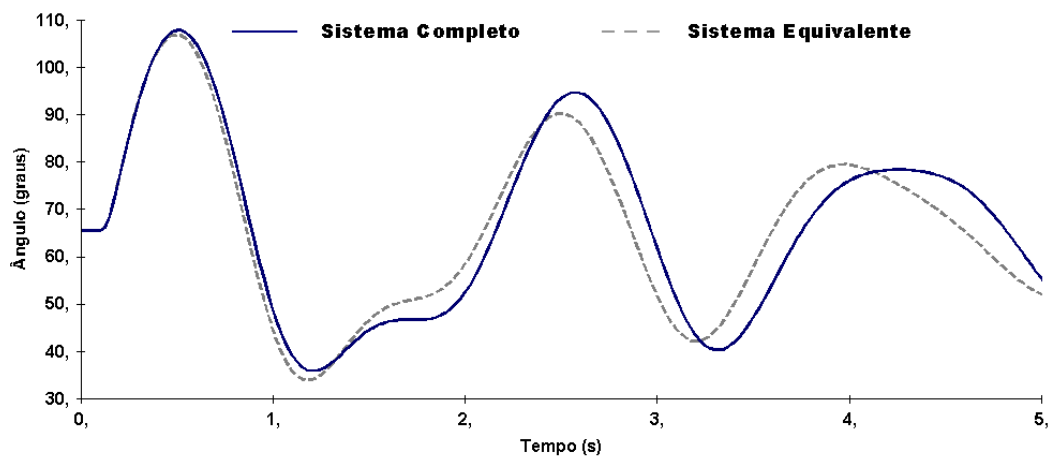


Figura 4.10 – Curvas de oscilação do gerador 9: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1, 19, 20 e 21. Equivalente – modelo 20.

Para os testes 11 e 12, as curvas de oscilação dos geradores 1, 8 e 9 obtidas com o sistema completo e com o sistema equivalente são mostradas nas figuras 4.11 a 4.16, considerando os modelos de reguladores de tensão equivalentes 1 e 19. O modelo 19 apresenta diferenças angulares menores entre as curvas de oscilação obtidas com os sistemas completo e equivalente. O melhor ajuste dos diagramas de Bode obtido no capítulo anterior resultou em melhor desempenho dinâmico, reforçando que o modelo equivalente não deve ser escolhido arbitrariamente.

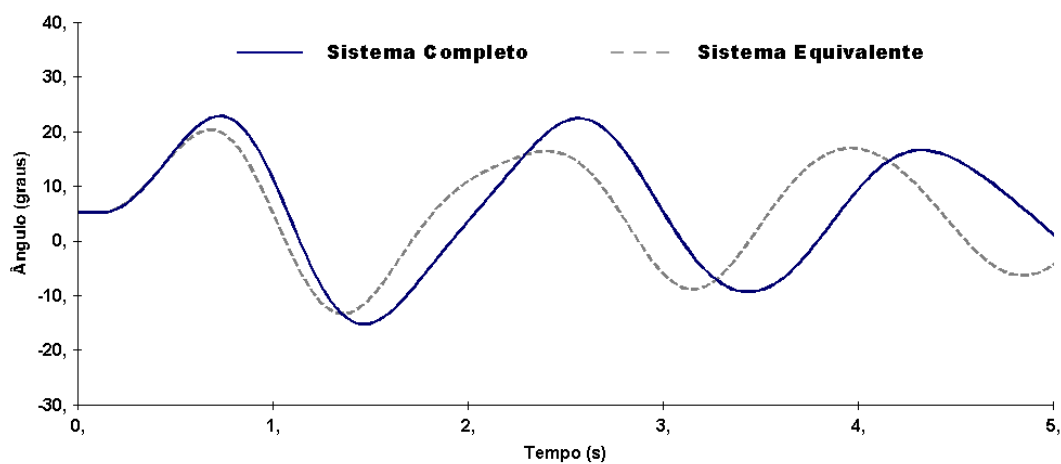


Figura 4.11 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 19. Equivalente – modelo 1.

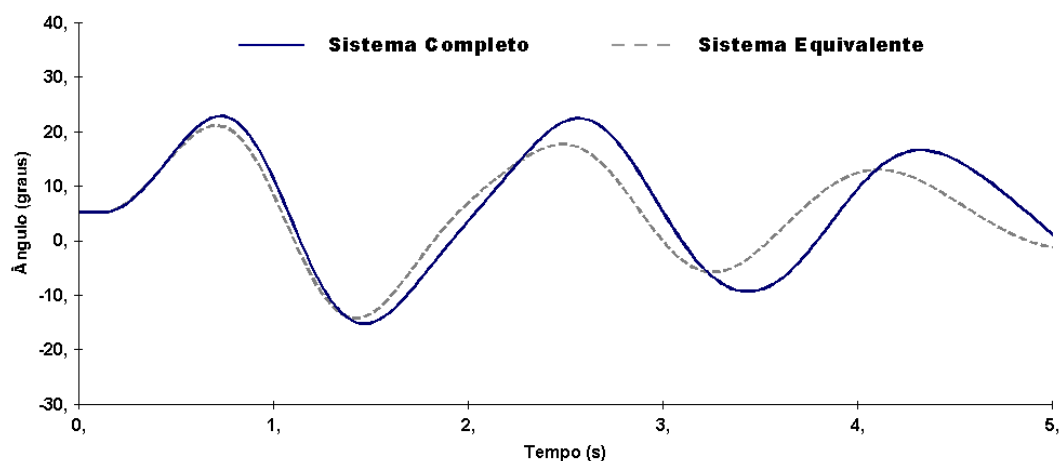


Figura 4.12 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 19. Equivalente – modelo 19.

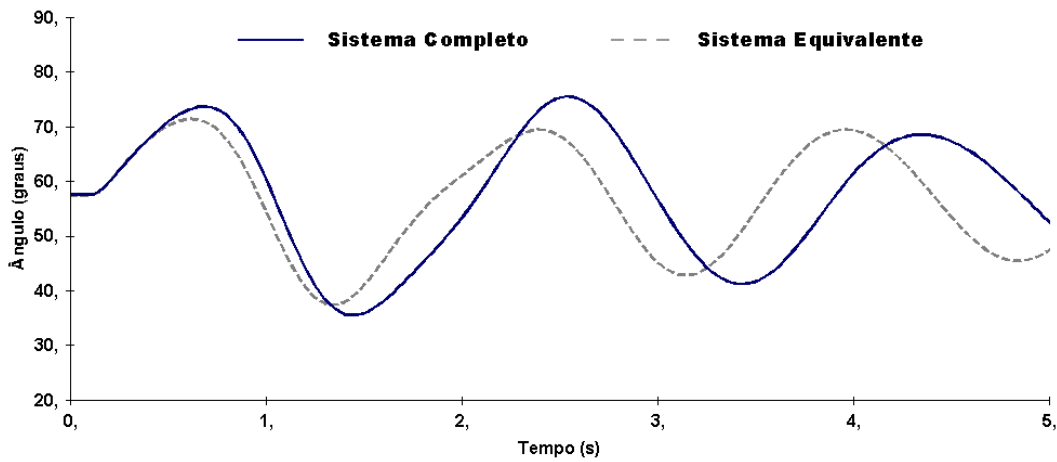


Figura 4.13 – Curvas de oscilação do gerador 8: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 19. Equivalente – modelo 1.

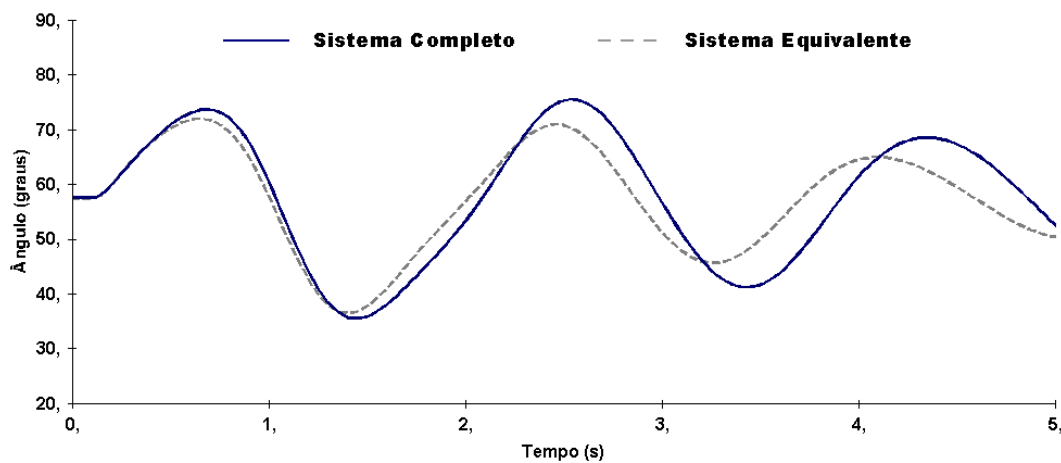


Figura 4.14 – Curvas de oscilação do gerador 8: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 19. Equivalente – modelo 19.

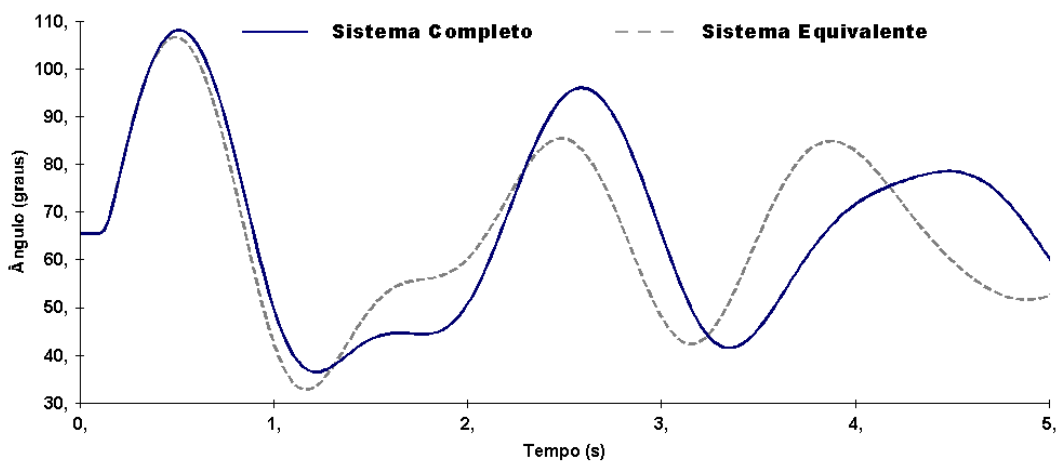


Figura 4.15 – Curvas de oscilação do gerador 9: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 19. Equivalente – modelo 1.

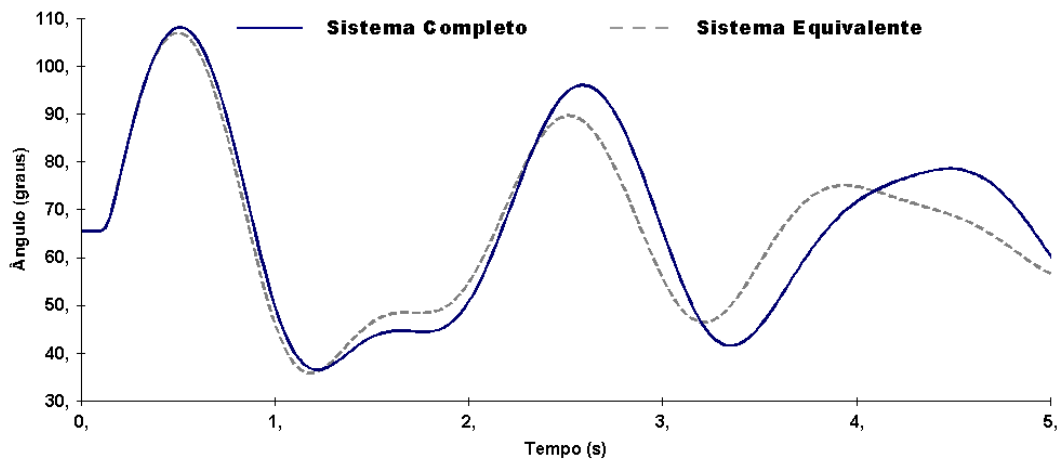


Figura 4.16 – Curvas de oscilação do gerador 9: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 19. Equivalente – modelo 19.

As figuras 4.17 e 4.18 apresentam as curvas de oscilação dos geradores 1 e 8 obtidas com o sistema completo e equivalente relativas ao teste 14 do capítulo anterior. O teste foi feito com modelos individuais tipo 1 e 20, considerando o modelo 20 como regulador de tensão equivalente para o grupo coerente formado.

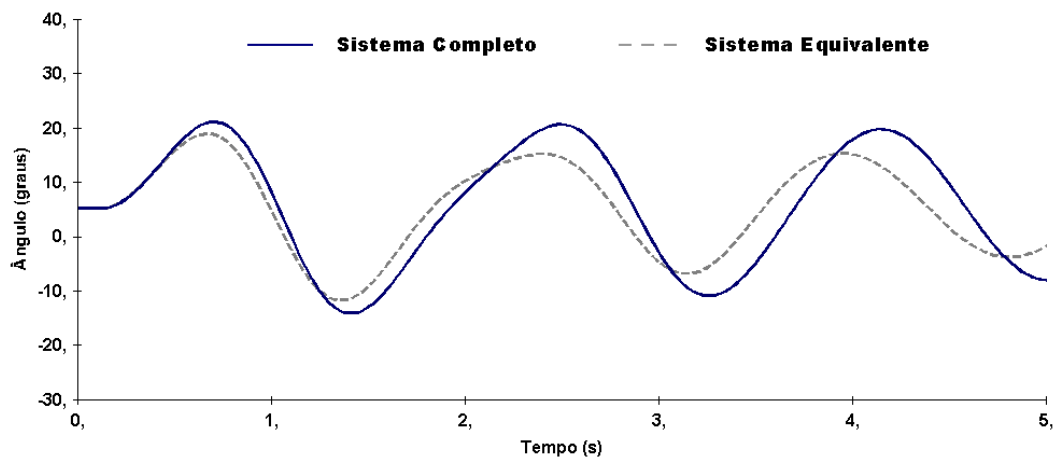


Figura 4.17 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 20. Equivalente – modelo 20.

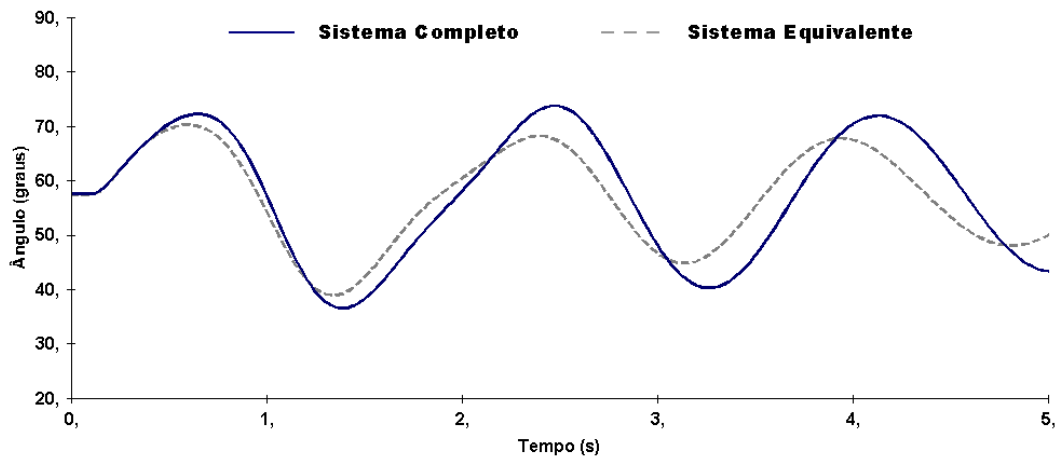


Figura 4.18 – Curvas de oscilação do gerador 8: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 1 e 20. Equivalente – modelo 20.

Para os testes 15 e 16 do capítulo anterior, as curvas de oscilação dos geradores 1 e 8 obtidas com o sistema completo e com o sistema equivalente são mostradas nas figuras 4.19 e 4.20, considerando o modelo 20 como equivalente. Observa-se o bom desempenho dinâmico do modelo equivalente 20 para um grupo de geradores coerentes constituído por modelos tipo 19 e 20. Neste caso, esta é a única opção viável, pois o resultado numérico do método de agregação dinâmica indica a presença de constante de tempo negativa quando o modelo 19 é o equivalente.

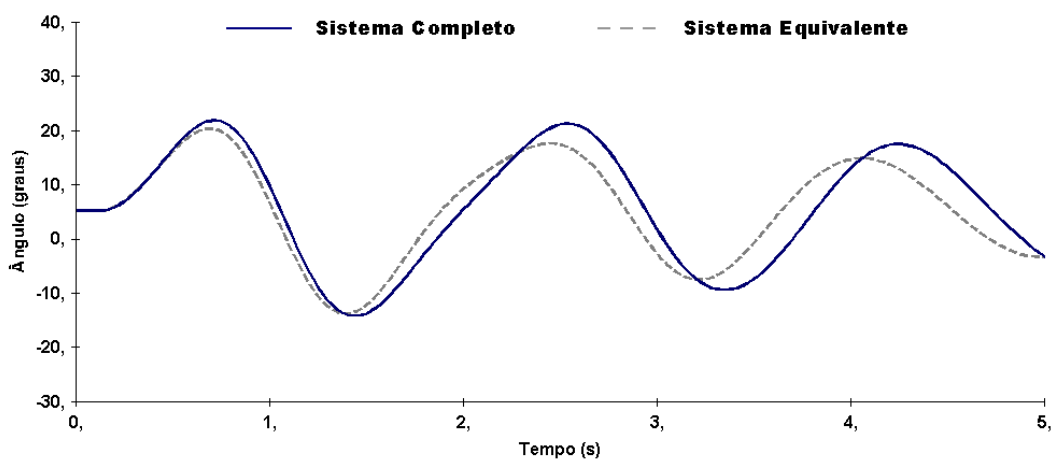


Figura 4.19 – Curvas de oscilação do gerador 1: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 19 e 20. Equivalente – modelo 20.

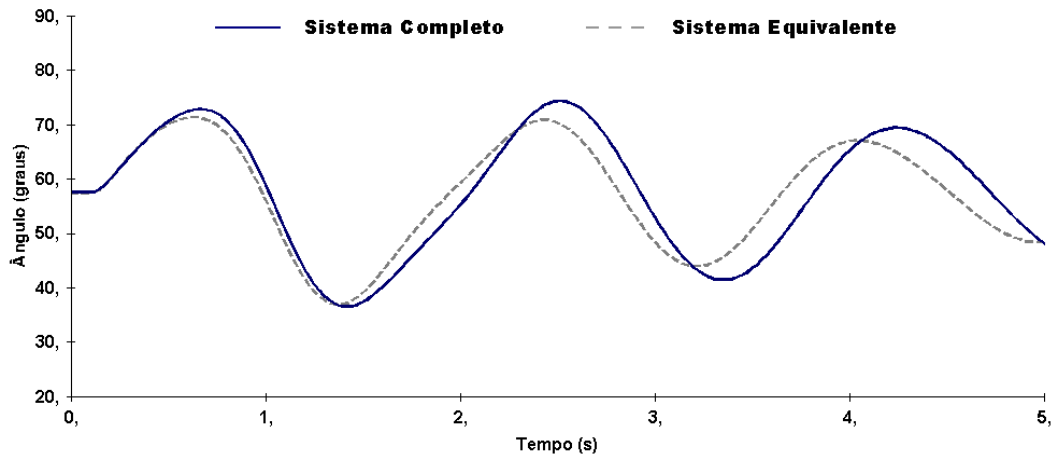


Figura 4.20 – Curvas de oscilação do gerador 8: grupo (6,7,4,2,3) com reguladores de tensão modelos 19 e 20. Equivalente – modelo 20.

4.5. Conclusões

Os estudos de estabilidade transitória mostraram o bom desempenho dinâmico dos equivalentes propostos. As curvas de oscilação obtidas com os sistemas completo e equivalente apresentaram comportamentos semelhantes, validando a metodologia de agregação dinâmica aplicada a reguladores de tensão.

Os resultados também mostraram que o melhor desempenho dinâmico do equivalente é obtido quando o melhor regulador de tensão equivalente é escolhido.