

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO O PROGRAMA ANATEM

Pedro Henrique Rezende dos Santos Fontes

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc
(Orientador)

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
NOVEMBRO DE 2012

Dedico este projeto a meus pais
Maria Fátima e Pedro Paulo.

e à minha namorada e companheira
Thais.

Agradecimentos:

Aos meus pais que se sacrificaram para minha formação e me ensinaram todos os valores que um homem correto necessita ter.

A minha namorada que sempre me apoiou nos momentos de dúvidas e dificuldades, demonstrando carinho e compreensão.

A todos os amigos que conquistei no decorrer da faculdade, especialmente aos membros da Equipe Berimbal que sempre estiveram presentes nesta longa jornada de estudos.

Aos professores, técnicos e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica que, através de seus esforços, contribuem para que a UFRJ seja uma das melhores faculdades do Brasil. Um agradecimento especial ao professor Sebastião Ércules Melo de Oliveira, por ter abraçado o projeto e por toda sua paciência e dedicação na orientação.

A todos que, de alguma forma, direta ou indiretamente, contribuíram para a minha formação profissional.

Um grande obrigado,

Pedro Henrique Fontes.

Resumo

Este projeto foi baseado no estudo de caso de um Sistema de Potência amplamente difundido para fins acadêmicos, o Sistema Exemplo IEEE14 barras. Foi simulado e analisada a resposta dinâmica do sistema a perturbações a partir das condições iniciais definidas nos estudos de fluxo de potência.

Foram realizados estudos do fluxo de potência através do método de Newton-Raphson e estudos da estabilidade por integração numérica do conjunto de equações diferenciais do sistema dinâmico, conhecido como método trapezoidal implícito,

Para os estudos de regime permanente foi utilizado o programa computacional ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL. As simulações de fluxo de potência permitiram fixar o ponto de operação do sistema em condições normais. Também foi simulado o comportamento dinâmico do sistema a partir de casos base de fluxo de potência sob cargas LEVE e PESADA. Além disso, foram realizadas contingências baseadas na abertura de linhas de transmissão.

O sucesso da operação de um sistema de potência com suprimento contínuo e confiável de energia depende de seus geradores manterem o sincronismo sob as condições transitórias que podem ser criadas por diferentes distúrbios. Para simulação deste regime dinâmico, foi utilizado o programa computacional ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL. Foi estabelecido um caso crítico e, a partir dele, realizadas aplicações de curto-circuito abrindo e religando linhas de transmissão. Também foi avaliado o efeito de variações do tempo de falta e da constante de inércia dos geradores síncronos.

Sumário

1 – Introdução.....	1
2 – Modelagem dos componentes do sistema de potência.....	4
2.1 – Para estudos de fluxo de potência.....	4
2.1.1 – Método de Newton-Raphson.....	6
2.2 – Para estudos dinâmicos.....	11
2.2.1 – Estabilidade.....	12
2.2.2 – Equações diferenciais.....	15
2.2.3 – Método de integração das equações diferenciais.....	17
2.3 – Modelos dos elementos do sistema.....	19
2.3.1 – Barras CA.....	19
2.3.2 – Rede do Sistema CA.....	21
2.3.3 – Geradores	26
2.3.3.1 – Controles.....	30
2.3.4 – Cargas.....	31
3 – Descrição do Sistema Exemplo IEEE14 Barras.....	35
3.1 – Introdução.....	35
3.2 – Dados do sistema.....	35
4 – Estudos de fluxo de potência.....	41
4.1 – Ferramenta Computacional.....	41
4.2 – Critério de Convergência	41
4.3 – Condição normal de operação do CASO BASE.....	42
4.3.1 – Monitoração de limites.....	43
4.3.2 – Intercâmbio entre áreas e análise de perdas.....	44
4.4 – Nível de carregamento de área (cargas leve, média e pesada).....	46
4.5 – Análise de Contingências.....	51

5 – Estudos de estabilidade	57
5.1 – Ferramenta computacional.....	57
5.2 – Análise de Contingências.....	59
5.2.1 – CASO A.....	60
5.2.2 – CASO B.....	65
5.2.3 – CASO C.....	69
5.2.4 – CASO D.....	70
5.2.5 – CASO E.....	73
5.2.6 – CASO F.....	78
6 – Conclusões	81
7 – Referências Bibliográficas	85

Lista de Anexos:

A.1 – Relatório 1 - RCGV, Relatório 2 - RCGV com opção FLAT.....	86
A.2 – Relatório 3 - RBAR, Relatório 4 – RLIN, Relatório 5 - RARE, Relatório 6 – RTIE e Relatório 7 – RTOT.....	87
A.3 – Relatório 8 – RTIE (LEVE), Relatório 9 – RTOT (LEVE), Relatório 10 – RTIE (PESADO) e Relatório 11 – RTOT (PESADO).....	92
A.4 – Relatório 12 – EXCT (CASO 1), Relatório 13 – EXCT (CASO 2), Relatório 14 – EXCT (CASO 3).....	94

1 – Introdução:

Um sistema elétrico de potência é, normalmente, formado por geradores, transformadores elevadores e abaixadores, linhas de transmissão e alimentadores de distribuição [4]. Estes geradores transformam a energia mecânica em energia elétrica e injetam potência gerada para a rede de transmissão. A energia mecânica é fornecida por turbinas hidráulicas, eólica ou a vapor, de diversas fontes como carvão, gás, óleo, entre outras. A transmissão é realizada em tensões elevadas (138kV, 230kV e 500kV) para minimizar as perdas. Assim, os geradores que geralmente ficam afastados dos grandes centros urbanos produzem energia em níveis de tensão entre 10 a 30 kV e, em seguida, esta energia é elevada para níveis de tensões de transmissão por transformadores elevadores abastecendo todo o sistema de potência [4]. A potência entregue aos grandes centros de carga não pode, em geral, ser consumida nos níveis de tensão em que é realizada a transmissão. Desta forma, são utilizados transformadores abaixadores com a finalidade de reduzir as tensões para níveis desejados. Para a operação satisfatória deste sistema, ou seja, abastecimento permanente às cargas, é necessária a análise de dois modos de operação: permanente e transitório.

Sabe-se que os sistemas de potência funcionam sob perturbações constantes decorrentes de evolução nas cargas e chaveamentos de elementos da rede. Supondo-se que este sistema opere, em determinado período, sem essas variações, podemos definir um estado permanente senoidal à frequência nominal [5]. Este regime permanente é caracterizado pelo chamado fluxo de potência entre barras em uma determinada situação de carga definida como ponto de operação.

Definido o fluxo de potência, o regime dinâmico ou transitório consiste basicamente no comportamento temporal das máquinas síncronas perante alguma situação de contingência. Desta forma, o sistema oscila até encontrar um novo ponto de operação que pode ser estável. Ou seja, este regime é caracterizado pela dinâmica de transição entre estados [7].

Este projeto de graduação teve como objetivo caracterizar a resposta do Sistema Exemplo IEEE14 barras, ou seja, apresentar resultados das análises de sua operação em regime permanente baseada nos estudos de fluxo de potência e do seu comportamento transitório perante situações reais de contingências verificando sua característica de estabilidade.

No segundo capítulo deste projeto é apresentada a modelagem dos componentes principais de um sistema de potência (geradores, reguladores, carga, barras e redes CA), tanto para o regime estacionário quanto para o regime transitório, assim como é feita uma breve descrição da formulação e dos métodos de solução dos problemas de fluxo de potência e estabilidade.

No terceiro capítulo deste projeto são apresentadas configuração e condições iniciais do Sistema Exemplo IEEE14 barras utilizado como referência para os estudos cuja proposição e resultados são apresentados nos capítulos posteriores.

No quarto capítulo são apresentados resultados dos estudos de fluxo de potência utilizando o programa computacional ANAREDE, desenvolvido pelo CEPTEL [2]. Foram feitas diversas avaliações, tais como: análise de convergência, monitoração de

limites de operação em condições normais e emergência, análise de carga/geração, nível de carregamento de área e análise de contingências.

No quinto capítulo são apresentadas simulações da estabilidade do Sistema IEEEE14 barras utilizando o programa computacional ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL, e resultados da verificação do comportamento temporal do sistema antes, durante e após a ocorrência de um determinado evento [3]. Desta maneira, o sistema foi levado a um estado transitório, do qual poderia retornar ou não de maneira estável. Ou seja, este estudo foi realizado para verificar a tendência do sistema à instabilidade perante perturbações. Para a análise da estabilidade, foram aplicados curto-circuitos trifásicos em determinadas barras CA do sistema, com abertura e religamento de linhas de transmissão, variação da constante de inércia dos geradores e mudanças de cenário (aumento programado de carga).

No sexto capítulo deste projeto, são apresentadas as conclusões baseadas nos resultados obtidos com as simulações dos capítulos anteriores. Também é apresentada uma avaliação qualitativa do problema de estabilidade por meio do Critério das Áreas Iguais e indicadas algumas medidas que contribuiriam para a solução deste problema [7].

2 – Modelagem dos componentes do sistema de potência:

2.1 – Para estudo de fluxo de potência

Fluxo de Potência é a solução do problema matemático de definição do ponto de operação do sistema em regime permanente. Os componentes deste sistema foram modelados considerando a rede em regime permanente, o sistema elétrico simétrico e equilibrado, ou seja, só foram consideradas as componentes de sequência positiva [1].

Para a realização deste estudo, foi necessário obter algumas informações iniciais:

- a) Geração ativa e reativa das barras do sistema;
- b) Carga ativa e reativa nas barras do sistema;
- c) Resistência e reatância dos elementos da rede elétrica.

Além de ter respeitado as condições de operação, tais como:

- a) Capacidade de geração das máquinas;
- b) Módulo de tensão nas barras;
- c) Limite de fluxo de potência para linhas de transmissão e transformadores.

Este estudo foi baseado no modelo nodal, em que as barras representaram os nós do sistema. Cada uma delas apresentou quatro variáveis (V θ P Q), sendo duas como dados de entrada e duas como incógnitas [1].

V - Módulo da tensão na barra;

θ - Ângulo da tensão na barra;

P - Injeção líquida de potência na barra;

Q - Injeção líquida de potência reativa na barra.

Para a demonstração de sua formulação básica, foi considerada uma barra k com geração, carga e linhas de transmissão, conforme figura 2.1 [1]:

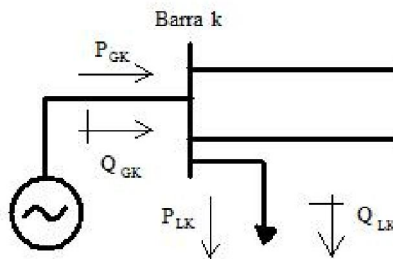


Figura 2.1 – Barra k para formulação básica

A equação $I = Y_{barra} \times V$ foi obtida utilizando o modelo nodal para a rede associado com a matriz de admitância de barras.

onde:

- I : Vetor de correntes injetadas nos nós
- V : Vetor de tensão das barras da rede
- Y_{barra} : Matriz de admitância da rede

Considerando-se I_k como a injeção de corrente na barra k e supondo a barra k conectada a um sistema de n -barras, obteve-se:

$$I_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \text{ e } I_k^* = \sum_{m=1}^n Y_{km}^* V_m^*$$

Nesta barra k, as potências foram descritas da seguinte forma:

$$P_k = P_{Gk} - P_{Lk}, \quad Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk}, \quad S_k = P_k + jQ_k.$$

Portanto, $S_k = V_k I_k^* = P_k + jQ_k$.

onde:

- P_k : Potência ativa na barra k
- Q_k : Potência reativa na barra k
- S_k : Potência aparente na barra k

Relacionando-se a equação para corrente na barra k com a fórmula da potência aparente, obtém-se:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* = V_k \left(\sum_{m=1}^n Y_{km}^* V_m^* \right), \quad k=1, n.$$

Visto que a matriz de admitância foi definida como $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$, e as tensões nas barras foram descritas na forma polar como $V_k \angle \theta_k$ e $V_m \angle -\theta_m$, as equações para a potência complexa são desmembradas e descritas em função da barra k conforme as fórmulas abaixo [1]:

$$P_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{ G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) \} \right], \quad k=1, n.$$

$$Q_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{ G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km}) \} \right], \quad k=1, n.$$

2.1.1 – Método de Newton-Raphson

Para a solução das equações não-lineares do fluxo de potência, foi necessária a utilização de um método numérico. O método mais usual e que foi utilizado neste projeto é chamado de Newton-Raphson, que consiste na linearização de uma dada função em torno de um ponto inicial $X^{(0)}$ especificado utilizando a série de Taylor da

função neste ponto [5]. Este método teve como vantagem ser robusto, pois convergiu na maioria dos casos, com poucas iterações. Além disto, a sua convergência foi independente da dimensão do sistema. Este sistema elétrico foi descrito por um conjunto de equações que calcula o fluxo nas linhas. As barras do sistema foram classificadas em três tipos: PV, PQ e referência. Foi utilizado este conceito para solucionar as equações do sistema que foi dividido em dois subsistemas [1].

Subsistema 1:

Os dados de entrada deste subsistema foram:

- P_k e Q_k das barras PQ
- P_k, V_k das barra PV

Com a utilização desses dados, foi calculado, por meio das equações de potência definidas para a barra k os valores (V_k, θ_k) para as barras PQ e (θ_k) para a barra PV. Desta forma, o subsistema 1 foi definido como: $2n_{PQ}+n_{PV}$ equações algébrica não-lineares com o mesmo número de incógnitas.

Subsistema 2:

Os dados de entrada desse subsistema foram:

- V_k e θ_k da barra de referência
- Solução do subsistema 1

Desta forma, foram obtidos os valores da tensão e de seu ângulo para todas as barras do sistema. Em seguida, foram calculados, por meio das equações de potência definidas para a barra k os valores de P_k e Q_k para a barra de referência e os valores

Q_k para as barras PV. Portanto, o subsistema 2 foi definido como: nPV+2 equações algébricas não-lineares com o mesmo número de incógnitas de forma explícita.

Após solucionar os subsistemas 1 e 2, foram obtidas todas as potências ativa e reativa nas barras, além de seus estados (V, θ) , o que tornou possível o cálculo do fluxo de potência nas linhas de transmissão e transformadores.

Portanto, a solução do fluxo de potência, aplicando o método Newton-Raphson, foi realizado da seguinte forma [1]:

i) Equações básicas do subsistema 1

$$P_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{ G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) \} \right], k \in \{PQ, PV\}$$

$$Q_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{ G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km}) \} \right], k \in \{PQ\}$$

Foi utilizada a matriz Y_{barra} juntamente com os valores iniciais das barra PQ e PV, e foram solucionadas as equações do subsistema 1.

ii) Resíduos de potência (*power mismatches*)

$$\Delta P_k = P_k^{\text{especificado}} - P_k^{\text{calculado}}, k \in \{PQ, PV\}$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{\text{especificado}} - Q_k^{\text{calculado}}, k \in \{PQ\}$$

Foram utilizados os valores calculados das equações do item anterior associado com os valores especificados em projeto, e, conseqüentemente, foram calculados os resíduos de potência.

Estes resíduos foram comparados com a tolerância previamente apresentada para definir se o sistema convergiu ou não.

$$|\Delta P_k| \leq \varepsilon_p, \text{ convergiu} \quad \text{e} \quad |\Delta Q_k| \leq \varepsilon_q, \text{ convergiu}$$

onde: ε_q e ε_p são as tolerâncias.

Como o sistema não convergiu, foi necessário iniciar um processo iterativo.

iii) Resolução do sistema matricial correspondente à linearização:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(j)} = -J^{(j)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(j)}, \text{ onde a matriz } J = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\theta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\theta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix}$$

Foi definida a primeira iteração deste processo como sendo $i=i+1=1$. Foram utilizados os valores dos resíduos de potência, e, portanto, foram calculados os valores dos ângulos e tensões nas barras do sistema utilizando a matriz jacobiana de derivadas, quadrada de dimensão n, com seu tamanho determinado pelas quantidades de barras PQ e PV. Esta matriz foi dividida em quatro regiões (submatrizes) que foram denominadas como H, M, N e L.

$$\text{onde, } J = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}.$$

Os elementos dessas submatrizes foram definidos como:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k \times V_m \times \{ G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km}) \}$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \times B_{kk} - V_k \times \left[\sum_{m \in k} V_m \times \{ G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km}) \} \right]$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k \times \{ G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) \}$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k \times G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m \times \{ G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) \}$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k \times V_m \times \{ G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) \}$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \times G_{kk} + V_k \times \left[\sum_{m \in k} V_m \times \{ G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) \} \right]$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k \times \{ G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km}) \}$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k \times B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m \times \{ G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km}) \}$$

iv) Atualização das variáveis

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)}$$

Foram utilizados os valores dos ângulos e tensões do item anterior, e foram atualizadas as variáveis deste sistema matricial. Em seguida, foi calculado novamente P_k e Q_k com esses novos valores e foi verificada a ocorrência ou não de convergência. Como não ocorreu a convergência, o cálculo recomeçou na próxima iteração, em que foi necessária a atualização da matriz jacobiana, até a iteração em que ocorreu a convergência.

v) Equações do subsistema 2

$$P_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{ G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) \} \right]$$

$$Q_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{ G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km}) \} \right]$$

Quando ocorreu a convergência, foram substituídas as variáveis nas equações de potência e foram calculados os valores de Q para as barras PQ, e os valores de P e Q para a barra de referência, resolvendo o subsistema 2. Dessa forma, o fluxo de potência foi resolvido pelo método de Newton-Raphson, que, neste projeto, foi realizado por meio do programa computacional ANAREDE, que foi desenvolvido pelo CEPEL.

2.2 – Modelagem para estudo de sistemas dinâmicos

Quando ocorre uma perturbação em um sistema de potência, é calculado o fluxo de potência antes e após a perturbação. Porém, este procedimento não expressa a dinâmica de transição dos estados, ou seja, a evolução no tempo do sistema até atingir um novo estado [6].

O sucesso da operação de um sistema de potência com suprimento contínuo e confiável de energia depende de seus geradores manterem o sincronismo sob as condições transitórias que podem ser criadas por diferentes distúrbios. Durante a ocorrência da perturbação, o comportamento dinâmico do sistema é descrito por equações diferenciais representando as oscilações mecânicas, angulares e do sistema de excitação. Neste projeto, as equações diferenciais foram solucionadas por meio do método trapezoidal implícito utilizado pelo programa ANATEM [3]. O estudo deste regime dinâmico é caracterizado como o estudo da estabilidade transitória.

2.2.1 – Estabilidade

A estabilidade é a capacidade do sistema desenvolver forças restauradoras iguais ou maiores que forças perturbadoras, permitindo estabelecer um novo estado de equilíbrio [7].

O limite da estabilidade foi definido como o fluxo máximo de energia que passou por um ponto particular do sistema, quando todo ele ou parte a que se refere funcionou de maneira estável [6].

A estabilidade foi dividida em dois tipos [5] [6]:

- Estabilidade angular: Estudo das oscilações eletromecânicas das máquinas síncronas durante a ocorrência de um distúrbio, em que o fator fundamental é a forma com que as máquinas mantêm o balanço de potência quando ocorrem variações nos torques e oscilações na posição do ângulo do rotor. Por exemplo, quando uma máquina síncrona perde o sincronismo com o restante do sistema, seu rotor gira com uma velocidade maior ou menor do que aquela requerida para gerar tensões na frequência do sistema. A defasagem entre a frequência do sistema e a frequência do rotor da máquina resulta em flutuações grandes na potência, na corrente e na tensão da máquina;
- Estabilidade de tensão: Estudo da capacidade do sistema elétrico em manter níveis de tensão em todas as barras em condições normais de operação e de retornar a um ponto de equilíbrio após ocorrência de um distúrbio. Dada uma condição operativa para todos os barramentos do sistema, a magnitude da tensão nas barras cresce com o aumento de injeção de potência reativa nas barras, se diminuir fica caracterizada uma instabilidade na tensão.

O impacto destes distúrbios foram caracterizados de duas formas [6]:

- Estacionário: Pequenas perturbações que ocorrem no sistema como uma suave variação de carga, em que é possível uma análise linearizando as equações que modelam o sistema em regime permanente.
- Transitório: Grandes Perturbações que ocorrem no sistema como curto-circuito, desligamento de geradores e aberturas de linhas de transmissão. Na estabilidade transitória angular, ocorrem grandes variações nos ângulos dos geradores, devendo ser analisado por meio da relação não-linear potência ângulo.

Para casos de sistemas simples formados, por exemplo, de um gerador conectado a uma barra infinita através de duas linhas de transmissão, o problema de instabilidade transitória pode ser resolvido utilizando um método baseado em interpretações gráficas, chamado Critério das Áreas Iguais [7]. Este método se baseia na curva potência-ângulo do gerador, verificando a excursão de seu ângulo rotórico. São assumidas as hipóteses de que a potência mecânica de entrada das máquinas foi considerada constante, as máquinas síncronas são representadas por uma fonte de tensão constante atrás de sua reatância transitória, caracterizando o modelo clássico, também é desconsiderado o amortecimento das máquinas, assim como outras fontes de amortecimento (resistência de armadura, resistência de linha de transmissão). Supondo um curto-circuito nos terminais da máquina, após a duração de um tempo de falta, é desligada uma das linhas de transmissão que conectam o sistema. A figura 2.2 descreve o comportamento da máquina.

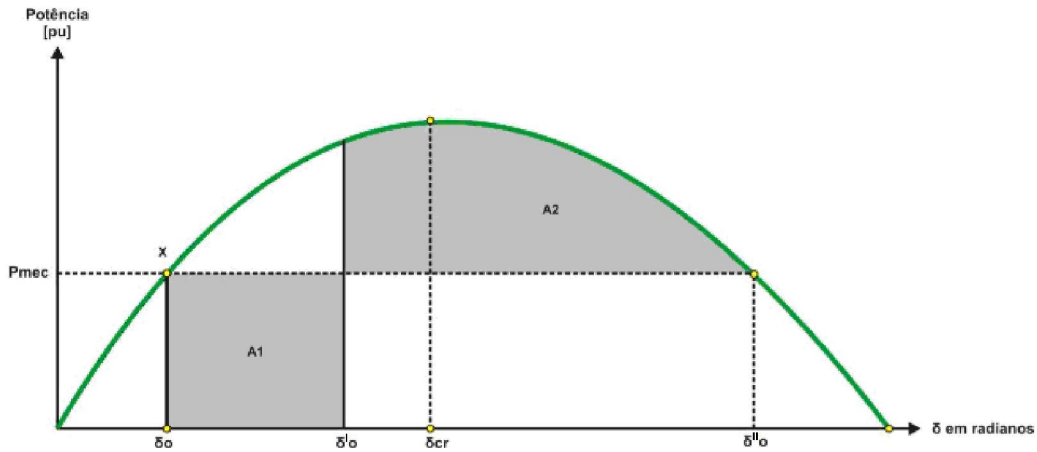


Figura 2.2 – Curva potência x ângulo

Inicialmente o sistema opera em equilíbrio com a potência mecânica da máquina igual à potência elétrica fornecida à carga, operando em δ_0 no ponto x da figura 2.2. A ocorrência de um curto-circuito trifásico nos terminais da máquina faz com que a potência elétrica seja nula, provocando a aceleração do rotor. Esta aceleração acarreta um acúmulo de energia cinética até que o curto-circuito seja eliminado após uma duração de tempo de falta em δ'_0 . Assim, a região A1 corresponde à área de aceleração do rotor. Quando o defeito é eliminado, a máquina volta a fornecer potência elétrica e o rotor começa a desacelerar, transformando a energia cinética acumulada em energia elétrica. A desaceleração acontece até δ''_0 . Assim, a região A2 corresponde à área de desaceleração do rotor. Note que, caso a área A2 não iguale a área A1 antes de o ângulo atingir o valor de δ''_0 , a potência elétrica será menor do que a potência mecânica, provocando, novamente, a aceleração do rotor e o crescimento do ângulo. Neste caso, o ponto de equilíbrio não será restaurado e o sistema passará a ser instável. Quanto maior o atraso na eliminação do defeito, maior será o ângulo δ''_0 e, conseqüentemente, maior seria a área de aceleração A1. O tempo máximo (t_{cr}) de eliminação do defeito que garante a condição de estabilidade ($A1 = A2$) está associado a um ângulo crítico δ_{cr} .

Para uma situação mais geral, como a que foi abordada neste projeto, com várias máquinas síncronas submetidas a grandes perturbações, o Critério das Áreas Iguais foi utilizado apenas de forma qualitativa [7]. Neste caso, foram utilizados métodos quantitativos baseados na integração numérica das equações diferenciais não-lineares que modelam o sistema [3]. Portanto, neste projeto, não foi analisada a estabilidade estacionária, foram analisadas apenas as grandes perturbações que caracterizam a estabilidade transitória.

2.2.2 – Equações diferenciais

Para o desempenho dinâmico do sistema de potência, o gerador é considerado o elemento mais importante. No estudo do comportamento transitório destas máquinas ressalta-se tanto os efeitos de natureza elétrica quanto os de natureza mecânica. O efeito elétrico relaciona os fluxos e as correntes, enquanto o efeito mecânico relaciona as variações de velocidade do eixo e dos ângulos dos rotores [5]. Este comportamento é descrito por equações diferenciais não-lineares.

Foi considerado o modelo da máquina síncrona com um enrolamento amortecedor no eixo d e um enrolamento amortecedor no eixo q. As equações que descreveram o sistema foram: Equação diferencial angular (2.2.1 - a), Equação diferencial de oscilação mecânica (2.2.1 - b) e as Equações diferenciais de excitação (2.2.1 - c , 2.2.1 - d e 2.2.1 - e) [6].

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_r \quad (2.2.1 - a)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_r}{2H} (P_m - P_e - D(\omega - \omega_r)) \quad (2.2.1 - b)$$

$$\frac{dE_q}{dt} = \frac{1}{T_{do}} (E_{fd} + (x_d - x'_d) I_d - E_q) \quad (2.2.1 - c)$$

$$\frac{dE_q^n}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (E_q + (x'_d - x''_d) I_d - E_q^n) \quad (2.2.1 - d)$$

$$\frac{dE_d^n}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} (E_d + (x'_d - x''_d) I_d - E_d^n) \quad (2.2.1 - e)$$

onde:

δ : Ângulo de carga da máquina

ω : Velocidade angular relacionada com a rede

ω_r : Velocidade angular do rotor

P_m : Potência mecânica proveniente da turbina

P_e : Potência elétrica fornecida pelo gerador

H : Constante de inércia

D : Constante de amortecimento

E_q : Tensão transitória do eixo em quadratura

E_{fd} : Tensão proporcional à corrente de campo

I_d : Corrente de eixo direto

x_d : Reatância síncrona do eixo direto

x'_d : Reatância transitória do eixo direto

x''_d : Reatância subtransitória do eixo direto

E_d^n : Tensão subtransitória do eixo direto

E_q^n : Tensão subtransitória do eixo em quadratura

T_{do} : Constante de tempo transitória de eixo direto

T'_{do} : Constante de tempo subtransitória de eixo direto

T'_{qo} : Constante de tempo subtransitória do eixo em quadratura

2.2.3 – Método de integração das equações diferenciais

O método de avaliação mais preciso e que foi aplicado para a estabilidade transitória foi o da simulação no domínio do tempo, em que as equações diferenciais não-lineares foram resolvidas por técnicas de integração numérica. O comportamento dinâmico do sistema não possuiu nenhum tipo de restrição quanto à modelagem dos componentes e controles do sistema. Foi necessário apenas estabelecer os modelos mais representativos para o estudo em questão.

O uso de computadores foi fundamental para este método de avaliação da estabilidade transitória, pois o programa utilizado, ANATEM, forneceu curvas demonstrando o comportamento das variáveis ao longo do tempo [3]. Este programa, por sua vez, não se limitou apenas à determinação de algumas variáveis, como os ângulos dos rotores das máquinas ao longo do tempo, mas de uma série de outras grandezas associadas ao efeito global sobre o sistema.

Para solução das equações diferenciais, foi utilizado o programa ANATEM, que utiliza o método trapezoidal implícito para algebrização das equações diferenciais, cuja formulação básica foi definida para uma equação diferencial de primeira ordem da seguinte forma [3]:

$$\dot{x} + ax = v$$

$$\int_{t-\Delta t}^t dx + \int_{t-\Delta t}^t ax dt = \int_{t-\Delta t}^t v dt$$

$$x_{(t)} - x_{(t-\Delta t)} + a \frac{\Delta t}{2} (x_{(t)} + x_{(t-\Delta t)}) = \frac{\Delta t}{2} (v_{(t)} - v_{(t-\Delta t)})$$

$$x_{(t)} = B_{(t-\Delta t)} + \frac{\frac{\Delta t}{2}}{1 + a \frac{\Delta t}{2}} v_{(t)}$$

$$\text{onde; } B_{(t-\Delta t)} = \frac{1 - a \frac{\Delta t}{2}}{1 + a \frac{\Delta t}{2}} x_{(t-\Delta t)} + \frac{\frac{\Delta t}{2}}{1 + a \frac{\Delta t}{2}} v_{(t-\Delta t)}$$

Este método teve como características sua simplicidade de implementação e estabilidade numérica, o que evitou acumulação de erros de truncamento a cada passo de integração. O fluxograma da figura 2.3 descreve o esquema do programa ANATEM para a solução do sistema dinâmico [3].

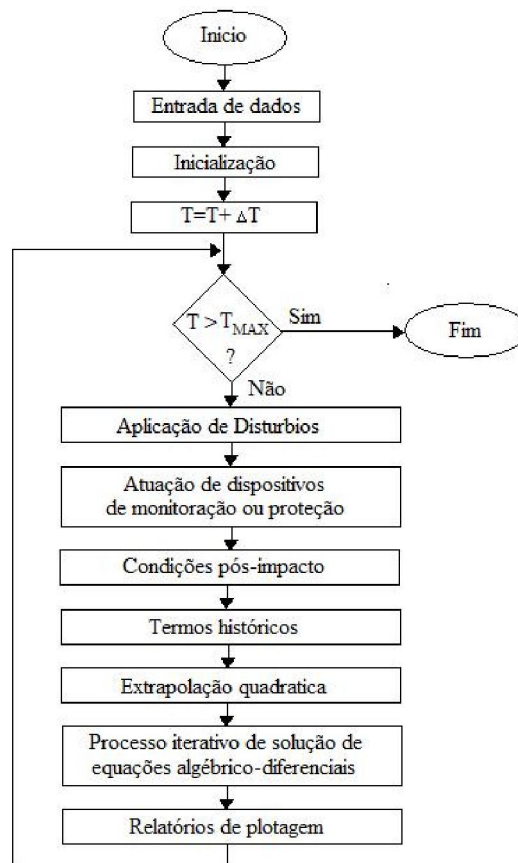


Figura 2.3 – Fluxograma para solução dinâmica do ANATEM

2.3 – Modelos dos elementos do sistema

Este tópico do capítulo tem como objetivo apresentar a modelagem de: Barras CA, Redes CA, Geradores e Cargas. Os modelos foram utilizados por meio de ambos os programas computacionais: ANAREDE e ANATEM, desenvolvidos pelo CEPEL. Portanto, esta modelagem foi realizada tanto para regime permanente quanto para regime dinâmico.

2.3.1 – Barras CA

As Barras do sistema de potência foram modeladas de três tipos [1] [2]:

A) Barras PQ – Chamadas de barras de carga, pois possuem a geração ativa e reativa especificada. A magnitude da tensão nesta barra foi controlada quando conectada a transformadores com controle de tap. Na solução do fluxo de potência, foram calculados os valores do ângulo e magnitude da tensão;

B) Barras PV – Nestas barras, a tensão foi mantida constante pelo uso de reguladores, a potência ativa foi especificada no projeto, esta também foi chamada de barra de tensão controlada. A geração reativa variou entre limites especificados para manter a tensão constante. Foram barras associadas a fontes de geração com potência e tensão constante. Na solução do fluxo de potência, foram calculados os valores da potência reativa e do ângulo da tensão.

C) Barras de Referência – Estas barras possuem potência ativa e reativa, tensão e seu ângulo de fase especificados. Normalmente, em sistemas interligados, como o

abordado por este projeto, existe uma barra de referência cujo ângulo foi a referência de fase do sistema.

Para solução do fluxo de potência, foi utilizado o programa ANAREDE, em que as barras CA do sistema foram descritas pelo código de Execução DBAR. A tabela 2.1 apresenta os campos relacionados a este código [2].

Tabela 2.1 – Código de Execução DBAR do ANAREDE

CAMPO	DESCRIÇÃO
Número	Número de identificação da barra CA
Operação	A ou 0 - adição de dados de barra E ou 1 - eliminação de dados de barra M ou 2 - modificação de dados de barra
Estado	L se a barra estiver em operação (ligada). D se a barra circuito estiver fora de operação (desligada).
Tipo	0 – barra de carga (PQ - Injeções de potências ativa e reativa fixas) 1 – barra de tensão regulada (PV - Injeção de potência ativa e magnitude de tensão fixa) 2 – barra de referência (V - Magnitude de tensão e ângulo de fase fixo) 3 – barra de carga com limite de tensão (PQ enquanto a magnitude da tensão permanecer Entre os valores limites)
Grupo de Base de Tensão	Identificador de grupo base tensão ao qual pertence a barra CA. Os valores associados aos grupos são definidos no Código de Execução DBGT. Os valores que não forem definidos terão valor igual a 1 kV.
Nome	Identificação alfanumérica da barra
Grupo de Limite de Tensão	Identificador de Grupo de Limite de Tensão ao qual pertence a barra CA. Os valores associados aos grupos são definidos no Código de Execução <i>DGLT</i> . Os grupos que não forem definidos terão valores limites de tensão, mínimo e máximo, iguais a 0,8 e 1,2 p.u., respectivamente.
Tensão	Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u. Para barra de tensão controlada, remotamente ou não, por geração de potência reativa ou por variação de tap de transformador, este campo deve ser preenchido com o valor da magnitude da tensão a ser mantido constante. Ponto decimal implícito entre as colunas 25 e 26.
Ângulo	Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus
Geração Ativa	Valor de geração de potência ativa na barra, em MW. Este campo define o ponto base de operação sobre o qual as ações de controle são executadas de modo a manter o intercâmbio de potência ativa programado entre áreas. Os erros de intercâmbio de potência ativa entre áreas são distribuídos entre os geradores das áreas, com base neste valor e de acordo com a participação de cada gerador.
Geração Reativa	Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar. Para barra de carga, este valor é fixo. Para barra de carga com limite de tensão, este valor é mantido constante, enquanto a magnitude da tensão permanecer entre os limites especificados. Para barras de tensão regulada e de referência com limites de geração de potência reativa especificados, este campo pode ser deixado em branco.
Geração Reativa mínima	Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.

Geração Reativa máxima	Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.
Barra Controlada	Para barras de tensão regulada e de referência, com limites de potência reativa especificados, este campo destina-se ao número da barra cuja própria magnitude da tensão será controlada. O valor da magnitude da tensão a ser mantido é obtido no campo Tensão do registro relativo à barra.
Carga Ativa	Valor da carga ativa da barra, em MW. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo o valor da carga para a tensão especificada no campo Tensão Para Definição de Carga.
Carga Reativa	Valor da carga reativa da barra, em Mvar. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo o valor da carga para a tensão especificada no campo Tensão Para Definição de Carga.
Capacitor Reator	Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se à potência reativa injetada na tensão nominal (1 p.u.). Este valor deve ser positivo para capacitores e negativo para reatores.
Área	Número da área à qual pertence a máquina.
Tensão para Definição de carga	Entre neste campo com o valor em p.u. da tensão para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa da carga definidos nos campos Carga Ativa e Carga Reativa, respectivamente. Ponto decimal implícito entre as colunas 77 e 78.

2.3.2 – Redes de sistema CA

As redes do sistema CA foram compostas dos seguintes elementos: Linhas de Transmissão, Transformadores e Shunts de barra.

A. Linhas de Transmissão

O modelo da linha de transmissão que foi adotado neste projeto é conhecido como modelo pi-equivalente [1]. Este modelo é determinado considerando os parâmetros da linha distribuídos, o que resultou em equações diferenciais parciais que são solucionadas, permitindo a definição dos fatores de correção da distribuição [6].

As perdas de potência nas linhas de transmissão foram definidas por meio das seguintes equações: $P_{perdas} = RI^2$ e $Q_{perdas} = XI^2$.

As linhas de transmissão apresentaram um limite de carregamento de fluxo de potência definido em projeto. Um dos fatores limitantes desta capacidade de transporte de energia elétrica foi a temperatura do condutor e seus efeitos nas características eletromecânicas dos materiais, tais como recozimentos e redução da distância de

segurança entre o cabo e o solo [6]. Esta temperatura foi um resultado do equilíbrio térmico entre as quantidades de calor cedido e recebido devido à corrente elétrica e a ações climáticas, como vento e radiação solar. Portanto, a temperatura do condutor definiu as duas condições de operação para as linhas de transmissão; condição normal em regime permanente de longa duração e condição de emergência em casos de contingências de curta duração em que, eventualmente, o sistema operaria em sobrecarga.

B. Transformadores

Para a representação deste elemento, foi utilizado o modelo pi [1]. A admitância poderia ser colocada do lado unitário ou do lado do tape, e a relação de transformação foi definida como 1:t. Este modelo foi composto de uma parcela em série (A), e duas parcelas em paralelo (B) e (C) sendo descritas por: $A = t \cdot Y$, $B = (t^2 - t) \cdot Y$, $C = (1 - t) \cdot Y$ [1].

Caso o transformador estivesse em sua relação nominal, $t=1$, o circuito equivalente seria reduzido a uma admitância Y em série com a rede [1].

As perdas de potência no transformador foram apenas reativas e definidas como:

$$Q_{perdas} = Q_j - Q_k.$$

C. Elemento Shunt

Existem três tipos de elementos *shunt* que podem ser alocados em barras de circuito CA: Capacitores, Reatores e Resistores. Quando estes elementos são conectados a uma barra, os capacitores geraram potência reativa, os reatores consumiram potência reativa e os resistores consumiram potência ativa.

Para o estudo do fluxo de potência no regime permanente, foi suposto o sistema equilibrado, portanto, só foi utilizada a componente de sequência positiva. Este sistema foi dividido em duas partes: Interna e Externa [2]. A parte externa foi composta pelos geradores e pelas cargas, enquanto a interna foi composta pelos demais componentes (LT, Tr e *shunts*).

A rede do sistema elétrico foi representada pelo modelo nodal e pela matriz admitância de barra que foi descrita pelo sistema linear do tipo $I = Y_{barra} \times V$ [1]. Neste modelo nodal, foi possível enquadrar dois grupos distintos: Ligação nó-terra e Ligação entre dois nós. Na ligação nó-terra, foram representados os geradores, as cargas e os *shunts* de barra, enquanto, na ligação entre dois nós, foram representadas as linhas de transmissão e os transformadores.

Desta forma, as equações do fluxo de potência foram obtidas utilizando-se a conservação de potência ativa e reativa em cada nó da rede elétrica, ou seja, a potência líquida injetada em um nó foi igual a soma das potências que fluem deste nó conforme a primeira Lei de Kirchhoff. A segunda Lei de Kirchhoff foi utilizada para expressar o fluxo de potência nos componentes internos do sistema.

Para o estudo do fluxo de potência no programa ANAREDE, os dados de circuito CA foram descritos pelo código de Execução DLIN. A tabela 2.2 apresenta os campos relacionados a este código [2].

Tabela 2.2 – Código de Execução DLIN do ANAREDE

CAMPO	DESCRIÇÃO
Da Barra	Número da barra de uma das extremidades do circuito como definido no campo número do Código de Execução DBAR.
Abertura Da Barra	Não utilizado nesta versão.
Operação	A ou 0 - adição de dados de circuito.

	E ou 1 - eliminação de dados de circuito.
Abertura Para Barra	Não utilizado nesta versão.
Para Barra	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo número do Código de Execução DBAR.
Circuito	Número de identificação do circuito CA em paralelo.
Estado	L se o circuito estiver em operação (ligado). D se o circuito estiver fora de operação (desligado).
Proprietário	F se o circuito pertencer à área da barra definida no campo Da Barra. T se o circuito pertencer à área da barra definida no campo Para Barra.
Resistência	Valor da resistência do circuito, em %. Para transformadores, este valor corresponde ao valor da resistência para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 24 e 25.
Reatância	Valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores, este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 30 e 31.
Susceptância	Valor total da susceptância <i>shunt</i> do circuito, em Mvar. Ponto decimal implícito entre as colunas 35 e 36.

Foi utilizado o método Newton-Raphson para resolver as equações do fluxo de potência e foi verificado que estas matrizes são esparsas e assimétricas [2]. Cabe ressaltar que, no regime transitório, as matrizes foram simétricas [3].

Para o estudo do regime transitório, foi utilizado o fluxo de potência definido para o ponto de operação estabelecido para o regime permanente. As linhas de transmissão e transformadores também foram representadas pelos seus circuitos pi-equivalentes. Estes elementos poderiam ser ligados e desligados pelo usuário, em qualquer instante de tempo de simulação do programa ANATEM por meio do Código de Execução DEVT, ou, automaticamente, por relés de impedância, de sobrecorrente ou de sobretensão por meio do Código de Execução DREL [3]. Estes relés possuem a função de detectar defeitos, sobrecargas e subtensões. Neste código DEVT, foi possível realizar inúmeras possibilidades de eventos, que foi explorado ao longo do quinto capítulo.

Neste regime dinâmico, para a solução das equações algébricas, foi utilizado o método direto usando fatoração LU em sistemas esparsos de matrizes simétricas [3]. O

sistema CA novamente foi representado pelo sistema linear $I = Y_{barra} \times V$. Apesar de, neste projeto, não ter apresentado cargas funcionais ou outros elementos não-lineares (como compensadores estáticos, motores de indução, etc.), caso possuísse, as correntes destes elementos seriam consideradas no vetor I e a solução da rede seria necessariamente iterativa, pois estas correntes dependeriam do vetor de tensão V a ser calculado [3].

Durante o comportamento transitório, as barras de geração consideradas como barras infinitas (tensão e frequência constante) tiveram suas variáveis correspondentes eliminadas do sistema, sendo suas contribuições incluídas no termo independente à direita da igualdade do sistema. A figura 2.4 apresenta este sistema de matrizes [3].

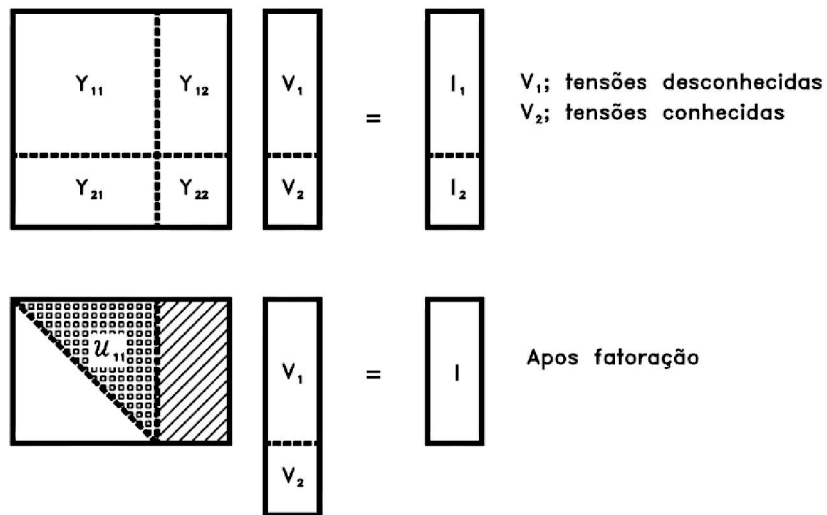


Figura 2.4 – Sistema de matrizes do programa ANATEM

2.3.3 – Geradores

Para a realização do fluxo de potência, os geradores conectados ao sistema foram modelados fixando as gerações ativas em seus valores especificados para cada ponto de operação do sistema. Suas gerações de potência reativa variaram dentro de seus limites pré-estabelecidos. Os limites de geração ativa foram especificados para a realização de alguns estudos, como controle de intercâmbio entre áreas, contingências de geração/carga, redespacho de potência, entre outros. Enquanto os limites de geração reativa poderiam ser utilizados para análise de correntes máximas de rotores e estatores, e limites de subexcitação para os geradores de polos salientes [2].

No programa ANAREDE, os dados de barras de geração foram descritos pelo código de Execução DGER. A tabela 2.3 apresenta os campos relacionados a este código [2].

Tabela 2.3 – Código de Execução DGER do ANAREDE

CAMPO	DESCRIÇÃO
Número	Número da barra, como definido no campo número do Código de Execução DBAR.
Operação	A ou 0 - adição de dados de grupo de cargas individualizadas M ou 2 – modificação de dados de grupo de cargas individualizadas
Geração Ativa Mínima	Valor do limite mínimo de geração de potência ativa na barra, em MW
Geração Ativa Máxima	Valor do limite máximo de geração de potência ativa na barra, em MW
Fator de Participação	Valor do fator de participação da barra de geração, em %. O erro de intercâmbio de potência ativa de cada área é distribuído entre as barras de geração da área, proporcionalmente ao fator de participação de cada uma delas, obedecendo aos respectivos limites mínimo e máximo de geração de potência ativa.
Fator de Participação de Controle Remoto	Fator de participação do gerador na quantidade de potência reativa necessária para o controle de tensão de barra remota em %.
Fator de Potência Nominal	Fator de Potência Nominal da Máquina
Fator de Serviço	Fator de Serviço da corrente de armadura, em %
Fator de Serviço	Fator de Serviço da corrente do rotor, em %
Ângulo de Carga	Ângulo de carga máximo (0.0 – 85.0), em graus.
Reatância da Máquina	Reatância da Máquina, em %.
Potência Aparente Nominal	Potência aparente nominal da máquina, em MVA.

Para o regime transitório, os geradores podem ser representados em três tipos de modelos: modelo clássico, modelo de rotor liso e modelo de polos salientes. No programa computacional ANATEM, esses modelos pré-definidos de máquinas síncronas foram realizados por meio do Código de Execução DMDG [3]. A cada barra de geração definida no programa ANAREDE, foram associadas várias máquinas idênticas (grupo de máquinas) por meio do Código de Execução DMAQ, dessa forma, a usina foi representada por geradores equivalentes [3]. Nos modelos dos geradores de polos saliente, foi possível apresentar dados de curva de saturação pelo Código de Execução DCST [3]. Caso existisse uma máquina não modelada, ela seria automaticamente convertida para impedância constante [3].

O Código de Execução DMDG do ANATEM, que detém os dados dos modelos de gerador, pode ser utilizado com três opções de modelos predefinidos [3]:

- MD01 – Modelo Clássico: Modelo de barra infinita, definido como tensão constante atrás de reatância transitória;
- MD02 – Modelo de polos salientes: Modelo com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedor, sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura. Neste modelo, o cálculo do ângulo do rotor é realizado por meio do processo iterativo visto anteriormente;
- MD03 – Modelo de rotor liso: Modelo com um enrolamento de campo e três enrolamentos amortecedor, sendo um no eixo direto e dois no eixo em quadratura.

A tabela 2.4 apresenta os campos relacionados a este código [3].

Tabela 2.4 – Código de Execução DMDG do ANATEM

CAMPO	DESCRIÇÃO
Número (NO)	Número de identificação do Modelo do gerador
Curva de saturação (CS)	Número de identificação da curva de saturação, como definido no campo Curva de Saturação do Código de Execução DCST.
Ld	Indutância síncrona de eixo direto, em %
Lq	Indutância síncrona de eixo em quadratura, em %
L'd	Indutância transitória de eixo direto, em %
L'q	Indutância transitória de eixo direto, em %
L''d	Indutância subtransitória de eixo direto, em %
Ll	Indutância de dispersão da armadura, em %
T'do	Constante do tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos
T'qo	Constante do tempo transitória de eixo direto em quadratura em circuito aberto, em segundos
T''do	Constante do tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos
T''qo	Constante do tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos
Ra	Resistência do enrolamento de armadura
H	Constante de inércia, em segundos. Representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina-gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina.
D	Constante de amortecimento, em p.u./p.u. Representa a relação entre a potência de amortecimento, em p.u. na base da máquina e a variação da velocidade do rotor, em p.u., na base da velocidade síncrona.
MVA	Potência aparente nominal da máquina, em MVA usada como base para parâmetros.
Frequência (Fr)	Frequência síncrona da máquina, em HZ. Se for deixado em branco, será considerado o valor de 60 HZ.
CorFre (C)	Indica se será considerada (S) ou não (N) a correção com a frequência nas equações de oscilação eletromecânica e nas equações elétricas do gerador. Se for deixado em branco, será considerado o valor N.

O código de Execução DMAQ do ANATEM associou o modelo do gerador definido no código DMDG com as barras de geração do sistema que foram definidas no ANAREDE. A tabela 2.5 apresenta os campos relacionados a este código [3].

Tabela 2.5 – Código de Execução DMAQ do ANATEM

CAMPO	DESCRIÇÃO
Barra	Número de identificação da barra de geração à qual deverá ser associada o modelo de máquina e respectivos sistemas de controle.
Grupo de máquinas	Número de identificação do grupo de máquinas. Em uma barra de geração, podem estar conectados um ou mais grupos de máquinas. Um grupo de máquinas pode ser constituído por uma ou mais unidades geradoras idênticas.
Fator P	Fator que define o percentual de potência ativa gerada na barra pelo grupo de máquina. Se deixado em branco, será considerado igual a 100%. A soma dos fatores dos grupos de máquinas de uma barra de geração tem que totalizar 100%. Este campo deve ser preenchido com um número inteiro.

Fator Q	Fator que define o percentual de potência reativa gerada na barra pelo grupo de máquina. Se deixado em branco, será considerado igual a 100%. A soma dos fatores dos grupos de máquinas de uma barra de geração tem que totalizar 100%. Este campo deve ser preenchido com um número inteiro.
Unidades	Número de unidades iguais que constituem a máquina equivalente. Se for deixado em branco, será considerado 1 unidade.
Número do modelo de gerador	Número de identificação do modelo do gerador, como definido no campo <i>Número</i> do Código de Execução <i>DMDG</i> .
Número do modelo de regulador de tensão	Número de identificação do modelo de regulador de tensão, como definido no campo <i>Número</i> do Código de Execução <i>DRGT</i> ou no campo <i>CDU</i> do Código de Execução <i>DCDU</i> .
Definição do modelo	Letra <i>U</i> se o modelo for definido de regulador de tensão foi definido pelo usuário por meio do Código de Execução <i>DCDU</i> .
Número do modelo de regulador de velocidade	Número de identificação do modelo de regulador de velocidade, como definido no campo <i>Número</i> do Código de Execução <i>DRGV</i> ou no campo <i>CDU</i> do Código de Execução <i>DCDU</i> .
Definição do modelo	Letra <i>U</i> se o modelo for definido de regulador de tensão foi definido pelo usuário por meio do Código de Execução <i>DCDU</i> .
Número do modelo de estabilizador	Número de identificação do modelo estabilizador aplicado em regulador de tensão como definido no campo <i>Número</i> do Código de execução <i>DEST</i> ou no campo <i>CDU</i> do Código de Execução <i>DCDU</i> .
Definição do modelo	Letra <i>U</i> se o modelo for definido de regulador de tensão foi definido pelo usuário por meio do Código de Execução <i>DCDU</i> .
Reatância de compensação	Reatância de compensação de queda de tensão (“Line Drop Compensation Reactance”) para o cálculo do sinal de entrada do regulador de tensão (sinal <i>VTR</i>), em % na base de uma unidade de máquina. O sinal <i>VTR</i> é uma tensão calculada pela subtração da tensão da barra controlada com a queda de tensão na reatância de compensação, usando a corrente terminal da máquina.
Número da barra controladora	Número de identificação da barra a ser controlada pelo gerador. Quando for deixado em branco, o número da barra controlada será o mesmo da barra terminal do gerador. Quando preenchido com zero, o número da barra controlada será aquele definido anteriormente nos dados de barra do programa ANAREDE (código <i>DBAB</i>).

No Código de Execução DCST do ANATEM, as curvas de saturação foram referenciadas para os modelos de gerador (Código de Execução *DMDG*) e para os modelos de regulador de tensão (Código de Execução *DRGT*). A tabela 2.6 apresenta os campos relacionados a este código [3].

Tabela 2.6 – Código de Execução DCST do ANATEM

CAMPO	DESCRIÇÃO
Número	Número de identificação da curva de saturação.
Tipo	Indica o tipo de equação usada para a curva de saturação
Parâmetro 1	Valor de Y1 para os tipos 1, 3 e 4 ou valor de A para o tipo 2
Parâmetro 2	Valor de Y2 para os tipos 1, 3 e 4 ou valor de B para o tipo 2
Parâmetro 3	Valor de X1 para os tipos 1, 3 e 4 ou valor de C para o tipo 2

Foi verificada a existência de quatro tipos diferentes de curvas que poderiam ser utilizadas. Algumas definidas por retas e outras por exponenciais. Neste projeto, foi utilizada a curva Tipo 2 que foi representada por uma exponencial definida no eixo xy pela equação: $y = Ae^{B(x-C)}$ [3].

2.3.3.1 – Controles

A função dos controles dos sistemas elétricos é garantir o suprimento contínuo de energia respeitando, simultaneamente, certos padrões de qualidade. Ou seja, consiste basicamente, na manutenção da frequência e tensão dentro de certos limites estabelecidos [6].

Manter a frequência próxima do valor nominal é importante para o desempenho das máquinas de corrente alternada. A principal característica em um sistema ao se manter a frequência igual ao valor nominal é o indicativo de balanço de potência ativa realizado de forma adequada [7]. Manter a tensão em níveis adequados, de maneira análoga à frequência para a potência ativa, é um indicador do balanço de potência reativa [7].

Para estudos dinâmicos, foram utilizados alguns modelos pré-definidos para controles associados às máquinas síncronas modeladas pelo Código de Execução DMAQ [3].

O programa ANATEM apresenta 24 modelos pré-definidos de regulador de tensão (dados fornecidos pelo Código de Execução DRGT) [3]. Este regulador de tensão englobou as partes do sistema de controle e da excitatriz. A função do sistema de excitação foi estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Em consequência, o

sistema de excitação foi responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pelo módulo da corrente gerada [3].

O programa ANATEM também apresenta 7 modelos pré-definidos de reguladores de velocidade (dados fornecidos pelo Código de Execução DRGV) [3]. Este regulador de velocidade engloba as partes do sistema de controle e turbina. A principal função do sistema de regulação de velocidade é controlar a velocidade do gerador pelo ajuste do suprimento de potência ao gerador. O regulador acompanha a variação de velocidade do gerador durante todo o tempo e em qualquer condição de carga, mantendo na condição especificada. A ação do regulador de velocidade garante uma rotação constante, na velocidade síncrona, durante a operação do gerador síncrono ao longo do regime permanente. Durante o regime transitório, ele atua no sentido de minimizar as variações de velocidade e de frequência, melhorando a estabilidade do sistema elétrico [7].

2.3.4 - Cargas

Para modelagem das cargas em regime permanente, foram definidos três modelos: impedância constante, corrente constante e potência constante [1].

No sistema utilizado por este projeto, a maioria das cargas foram modeladas como potência ativa e reativa constantes. Porém, algumas cargas foram modeladas como carga ZIP (Z, I e $P = \text{cte}$), ou seja, parcelas de impedância, corrente e potência que foram expressas como uma função da magnitude da tensão da barra de acordo com as fórmulas gerais [2]:

$$\text{Carga ativa:} = (100 - A - B + A \times V / V_{def} + B \times V^2 / V_{def}^2) \times P / 100 \quad \text{se } V \geq V_{fld} \quad (P, I_{cte})$$

$$= ((100 - A - B) \times V^2 / V_{fld}^2 + A \times V^2 / (V_{def} \times V_{fld}) + B \times V^2 / V_{def}^2) \times P / 100 \quad \text{se } V < V_{fld} \quad (Z_{cte})$$

$$\text{Carga reativa:} = (100 - C - D + C \times V / V_{def} + D \times V^2 / V_{def}^2) \times Q / 100 \quad \text{se } V \geq V_{fld} \quad (P, I_{cte})$$

$$= ((100 - C - D) \times V^2 / V_{fld}^2 + C \times V^2 / (V_{def} \times V_{fld}) + D \times V^2 / V_{def}^2) \times Q / 100 \quad \text{se } V < V_{fld} \quad (Z_{cte})$$

onde:

A, B, C e D. Parâmetros que definiram as parcelas de carga representadas por corrente e impedância constantes, respectivamente.

P e Q. Cargas ativas e reativas para uma tensão V_{def} .

V_{def} : Tensão inicial da barra calculada pelo fluxo de potência.

V_{fld} : Tensão abaixo da qual as parcelas de potência constante e corrente constante passaram a ser modeladas como impedância constante.

No programa ANAREDE, as cargas do sistema foram descritas pelo código de Execução DCAR. A tabela 2.7 apresenta os campos relacionados a este código [2].

Tabela 2.7 – Código de Execução DCAR do ANAREDE

CAMPO	DESCRIÇÃO
Tipo do elemento	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área. TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do elemento	Número de identificação da barra, da área ou valor de tensão, de acordo com o tipo do elemento.
Condição 1*	A Especifica uma condição de intervalo. E Especifica uma condição de união.
Tipo do elemento	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área. TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do elemento	Número de identificação da barra, da área ou valor de tensão, de acordo com o tipo do elemento.
Condição Principal*	X Indica diferença entre os conjuntos definidos pelas condições 1 e 2. E Indica união entre os conjuntos definidos pelas condições 1 e 2.

	S Indica interseção entre os conjuntos definidos pelas condições 1 e 2.
Tipo do elemento	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área. TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do elemento	Número de identificação da barra, da área ou valor de tensão, de acordo com o tipo do elemento.
Condição 2*	A Especifica uma condição de intervalo. E Especifica uma condição de união.
Tipo do elemento	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área. TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do elemento	Número de identificação da barra, da área ou valor de tensão, de acordo com o tipo do elemento.
Operação	A - adição de dados de parâmetros da curva de carga E - eliminação de dados de parâmetros da curva de carga M - modificação de dados de parâmetros da curva de carga
Parâmetro A	Valor do parâmetro que define a parcela de carga ativa que varia linearmente com a magnitude de tensão.
Parâmetro B	Valor do parâmetro que define a parcela de carga ativa que varia com o quadrado da magnitude de tensão.
Parâmetro C	Valor do parâmetro que define a parcela de carga reativa que varia linearmente com a magnitude de tensão.
Parâmetro D	Valor do parâmetro que define a parcela de carga reativa que varia com o quadrado da magnitude de tensão.
Tensão	Valor da tensão abaixo do qual as cargas funcionais passam a ser modeladas.

Para o regime transitório, o comportamento das cargas estáticas foi modelado pelas mesmas equações de potência ativa e reativa para carga ZIP estabelecidas no regime permanente. A pequena diferença de nomenclatura se estabeleceu em relação à tensão inicial da barra, convergida pelo fluxo de potência, em que, no ANAREDE, foi definido por V_{der} enquanto, no ANATEM, foi estabelecido por V_0 .

No ANATEM, o modelo de carga foi realizado por meio do Código de Execução DCAR [3]. As cargas de potência ativa e reativa constante definidas no ANAREDE foram convertidas para impedância constante, e as cargas ZIP foram descritas pelas equações apresentadas inicialmente. Porém, em $t=0$, as cargas ZIP foram automaticamente convertidas para impedância constantes ($A=C=0$ e $B=D=100$) [3]. Foram realizadas posteriormente pelo usuário mudanças no valor da carga deste modelo (parâmetros A, B, C, D e V_{lim}) em um determinado instante de tempo de simulação por

meio deste código DCAR. Estas mudanças também poderiam ter sido realizadas automaticamente por relés (código DREL), por esquema regional de alívio de carga (código DERA) ou por modificação automática de cenário de carga/geração (código DCEN) [3].

3 – Descrição do Sistema Exemplo IEEE14 Barras

3.1 – Introdução

A análise computacional de sistemas elétricos de potência é complexa e abrangente. Tal análise foi ilustrada para um sistema-teste de porte reduzido, que permitiu um melhor controle sobre as variáveis do problema a ser resolvido, observando seu comportamento por meio dos resultados das simulações. Para este projeto, foi utilizado o Sistema Exemplo IEEE14 barras, que se encontra no diretório exemplo do programa computacional ANATEM, versão 10.2.1, desenvolvido pelo CEPEL [3].

3.2 – Dados do sistema

O Sistema Exemplo IEEE14 barras é apresentado conforme figura 3.1.

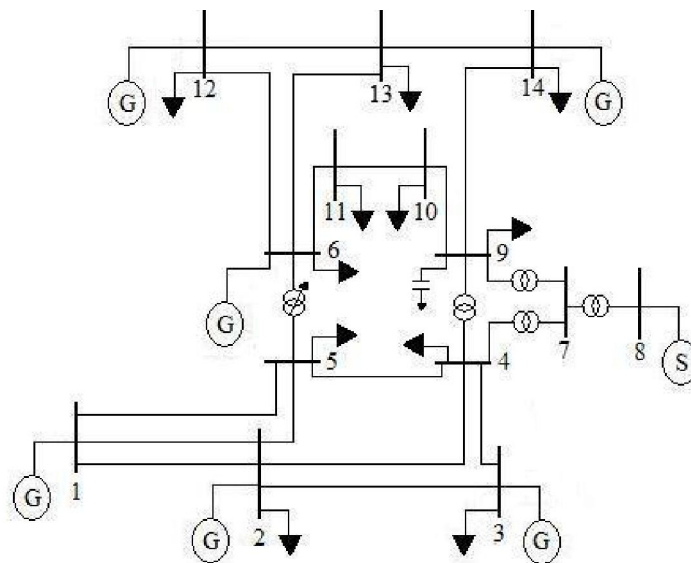


Figura 3.1 – Sistema Exemplo IEEE 14 Barras

Este sistema é composto por:

A) 7 unidades de geração de energia, totalizando 500 MVA, sendo uma destas composta de um compensador síncrono de 50 MVA e $S_{base}=100$ MVA;

B) 14 barras de tensão divididas em três áreas;

C) 16 linhas de transmissão divididas em (138 kv e 69 kv);

D) 5 transformadores, sendo um deles de tap variável;

E) 1 banco *shunt* capacitivo de 19 Mvar;

F) 11 pontos de carga, totalizando 295,6 MW.

A tabela 3.1 apresenta as condições iniciais das barras do sistema.

Tabela 3.1 – Condições iniciais das barras do sistema

Barra	Tipo	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Fase (°)	Tensão Máxima (p.u.)	Tensão Mínima (p.u.)	Área
1	Referência	146,3	1,060	0,0	1,1	0,9	10
2	PV	144,2	1,045	-1,2	1,1	0,9	10
3	PV	139,4	1,010	-5,5	1,1	0,9	10
4	PQ	140,6	1,019	-4,5	1,1	0,9	10
5	PQ	139,4	1,010	-3,1	1,1	0,9	10
6	PV	73,3	1,062	-13,0	1,1	0,9	20
7	PQ	34,6	1,019	-7,5	1,1	0,9	30
8	PV	33,0	0,972	-7,5	1,1	0,9	30
9	PQ	70,7	1,025	-9,0	1,1	0,9	30
10	PQ	71,3	1,034	-10,0	1,1	0,9	30
11	PQ	72,1	1,045	-12,0	1,1	0,9	30
12	PV	71,8	1,040	-10,0	1,1	0,9	20
13	PQ	72,2	1,046	-12,0	1,1	0,9	20
14	PV	73,7	1,068	-8,4	1,1	0,9	30

Este sistema apresenta níveis de tensão que o caracterizaram como subtransmissão (até 138 kV). A tabela 3.2 apresenta os valores de resistência e reatância equivalentes para sequência positiva, susceptância *shunt* total, e condições de operação normal e em emergência.

Tabela 3.2 – Parâmetros das linhas de transmissão

Barra Terminal A	Barra Terminal B	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)	Condição normal de operação (MVA)	Condição de operação em emergência (MVA)
1	2 (1)	1,94	5,92	5,28	100	120
1	2 (2)	1,94	5,92	5,28	100	120
1	5	5,40	22,30	4,92	100	120
2	3	4,70	19,80	4,38	100	120
2	4	5,81	17,63	3,75	100	120
2	5	5,69	17,39	3,40	100	120
3	4	6,70	17,10	3,46	100	120
4	5	1,34	4,21	1,28	100	120
6	11	9,50	19,89	0	50	60
6	12	12,29	25,58	0	50	60
6	13	6,61	13,03	0	50	60
9	10	3,18	8,45	0	50	60
9	14	12,71	27,04	0	50	60
10	11	8,20	19,21	0	50	60
12	13	22,09	19,99	0	50	60
13	14	17,09	34,80	0	50	60

Os quatro transformadores do sistema com tap fixo foram definidos conforme tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Parâmetros dos transformadores de trafo fixo

Transformador	4-7	4-9	7-8	7-9
Potência nominal (MVA)	100	100	50	50
Condição de Emergência (MVA)	110	110	55	55
TAP	0,978	0,969	1,0	1,0
Reatância (%)	20,91	55,62	17,62	11,0

Para o transformador de tap variável, foi definido o valor máximo, mínimo e nominal de operação do tap, a barra controladora e o número de posições do trafo (STEP). A tabela 3.4 apresenta estas especificações.

Tabela 3.4 – Parâmetros do transformador de tap variável

Transformador	5-6
Potência nominal (MVA)	100
Condição de Emergência (MVA)	110

TAP (mínimo)	0,9
TAP (nominal)	0,969
TAP (máximo)	1,1
Reatância (%)	25,2
Barra Controladora	6
<i>Steps</i>	33

O sistema IEEE14 apresenta apenas um *shunt* de barra. Este é capacitivo e aparece conectado à barra 9, possuindo uma potência de 19 Mvar.

A tabela 3.5 apresenta os valores de projeto para as condições iniciais das seis unidades geradoras de potência ativa (1x200 MVA e 5x50 MVA).

Tabela 3.5 – Condições iniciais dos geradores

Barra	Tensão (p.u.)	Fase (°)	Geração Reativa (Mvar)	Geração Reativa (Mvar) Mínima	Geração Reativa (Mvar) Máxima	Geração Ativa (MW)	Geração Ativa (MW) Máxima
01	1,060	0,0	18,35	-120	120	126	160
02	1,045	-1,2	-18,50	-30	30	35,0	40
03	1,010	-5,5	3,16	-30	30	40,0	40
06	1,062	-13,0	19,08	-30	30	30,0	40
12	1,040	-10,0	-22,10	-30	30	30,0	40
14	1,068	-8,4	11,01	-30	30	40,0	40

Os valores das condições iniciais do compensador síncrono acoplado na barra 8 é apresentado por meio da tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Condições iniciais dos compensador síncrono

Barra	Tensão (p.u.)	Fase (°)	Geração Reativa (Mvar)	Geração Reativa (Mvar) Mínima	Geração Reativa (Mvar) Máxima	Geração Ativa (MW)	Geração Ativa (MW) Máxima
8	0,972	-7,1	-27,9	-35	15	0	0

Para o regime transitório, a geração de energia elétrica foi modelada pelos Códigos de Execução DMDG, DCST e DMAQ. A figura 3.2 apresenta esses códigos.

Figura 3.2 – Códigos DMDG, DCST e DMAQ do ANATEM

```

=====
( MODELOS DE GERADORES COM POLOS SALIENTES
=====
DMDG MD02
(
(..... Modelo 201
(No) (CS) (Ld) (Lg) (L'd) (L''d) (Ll) (T'd) (T''d) (T''g)
0201 1 100.3 59.9 35.7 28.3 19.8 7.28 .050 .100
(No) (Ra) (H) (D) (MVA) Fr C
0201 2.474 50.
(
999999

=====
( CURVAS DE SATURACAO
=====
DCST
(..... Curvas de Saturacao de Geradores
(No) T ( Y1 ) ( Y2 ) ( X1 )
(..... Curva 1
0001 2 0.016 8.198 0.8
(
(..... Curvas de Saturacao das Excitatrizes
( para modelos pre'-definidos )
(No) T ( Y1 ) ( Y2 ) ( X1 )
(..... Curva 31
0031 2 0.0147 1.206
999999

=====
( DADOS DE MAQUINAS E ASSOCIACAO DAS MAQUINAS AOS CONTROLES
=====
DMAQ
( Nb) Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd) (Nbc)
(..... CS8
08 10 1 201 101 0
(..... G01
01 10 4 201 101 101
(..... G02
02 10 1 201 101 101
(..... G03
03 10 1 201 101
(..... G06
06 10 1 201 101 101
(..... G12
12 10 1 201 101
(..... G14
14 10 1 201 101 101
999999

```

Os reguladores de velocidade e tensão foram modelados conforme figura 3.3.

Figura 3.3 – Códigos DRGV e DRGT do ANATEM

```

=====
( MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDADE ( Pre'-definidos )
=====
DRGV MD01
(..... Modelo 0101
(No) ( R ) (Rp) (At) (Qnl) (Tw) (Tr) (Tf) (Tg) (Lmn) (Lmx) (Dtb) ( D ) (Pbg) (Pbt)
0101 0.05 0.381.200 0.15 1.5 7.0 0.05 0.5 0.0 .984 0.5 1.0 1.0 1.0
(
999999

=====
( MODELOS DE REGULADORES DE TENSAO ( Pre'-definidos )
=====
DRGT MD01
(..... Modelo 101
(No) (CS) (Ka) (Ke) (Kf) (Tm) (Ta) (Te) (Tf) (Lmn) (Lmx) LS
0101 31 300. 3.00 0.30 0.0 0.0 6.00 3.00 -1.1 8.05ED
(
999999

```

Os nove pontos de carga definidas por meio de potência ativa e reativa constante foram descritos conforme tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Valores das cargas do sistema

Barra	Carga Ativa (MW)	Carga reativa (Mvar)
2	10,3	12,7
3	30,2	19,0
4	28,5	-3,9
5	10,0	-35,0
6	130,0	-26,0
9	39,5	16,6
11	3,5	1,8
13	13,5	5,8
14	14,9	5,0

As cargas ZIP foram definidas conforme a tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Valores para as cargas ZIP do sistema

Barra	V_{def} (p.u.)	Carga Ativa (MW)	Icte MW (%)	Zcte MW (%)	Pcte MW (%)	Carga Reativa (Mvar)	Icte MVar (%)	Icte MVar (%)	Pcte MVar (%)
10	1.041	9,0	35	0	65	5,8	4	46	50
12	1.040	6,1	20	0	80	1,6	0	10	90

Para o regime transitório, as cargas foram descritas conforme a figura 3.4.

```

=====
( DADOS DE CARGAS FUNCIONAIS
=====
D CAR IMPR
(tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (A) (B) (C) (D) (Vmn)
BARR 1 A BARR 14 0 40 0 100 70
999999

```

Figura 3.4 – Código DCAR do ANATEM

4 – Estudos de fluxo de potência

4.1 – Programa Computacional

O Programa Computacional de fluxo de potência utilizado para a análise do Sistema Exemplo IEEE14 barras foi o ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPTEL [2]. Neste, foi estabelecido um CASO BASE com as condições iniciais apresentadas no terceiro capítulo deste projeto, e descritas pelos arquivos SIS14B.LST, SIS14B.PWF e SIS14B.HIS.

No programa ANAREDE são disponíveis ferramentas para: Realização de Fluxo de Potência, Análise de Sensibilidade de Fluxo e Tensão, Análise de Carga/Geração, Análise de Nível de Carregamento de Área (cargas leve, média e pesada), Redespacho de Potência, Análise de Contingências em condições normais e de emergência [2].

4.2 – Critério de Convergência

O critério de convergência para a solução iterativa das equações do problema de fluxo de potência do sistema CA foi o teste do resíduo máximo absoluto de potência ativa em todas as barras CA, exceto as de referência e do resíduo máximo absoluto de potência reativa em todas as barras PQ [2]:

$$|\Delta P| \leq \text{constante } TEPA(0,001 \text{ MW}) ; |\Delta Q| \leq \text{constante } TEPR(0,001 \text{ Mvar})$$

Para a solução do fluxo de potência, foi utilizado o Código de Execução EXLF e a solução das equações foi realizada por meio da opção NEWT com o número máximo de iterações definido como 30. A primeira simulação realizada teve como objetivo comparar a solução de fluxo de potência para as condições iniciais, com e sem a opção FLAT.

Opção NEWT: A solução não-linear das equações do problema de fluxo de potência foi efetuada utilizando o método de Newton Raphson. Quando não é especificada, a solução passa a ser obtida utilizando o Método Desacoplado Rápido [2].

Opção FLAT: Inicia o processo iterativo de solução com o valor de 1,0 p.u. para a magnitude da tensão das barras CA de carga (tipo PQ), e com o valor de zero para o ângulo de fase da tensão da barra de referência que será igual para todas as barras do sistema [2].

Os relatórios de convergência 1 e 2 (RCVG) apresentam a solução do fluxo de potência para condições iniciais sem e com a opção FLAT, e se encontram no anexo A.1 [2]. Comparando a convergência, percebeu-se que, no caso com a opção FLAT, necessitou-se de mais uma iteração até a convergência. Tal resultado condiz com o fato de esta opção “resetar” o sistema, portanto, deveria demorar mais iterações até chegar a um ponto de convergência. Ao comparar as tensões de barras, não se percebeu nenhuma diferença de valores para este caso base sem e com a opção FLAT, ou seja, ambos chegaram ao mesmo ponto de operação. Dessa forma, para as análises deste projeto, o fluxo de potência foi convergido utilizando a opção FLAT, com exceção das análises de contingências programadas que não possuíam esta opção [2].

4.3 – Condição normal de operação do caso base

Para o regime permanente, a convergência da solução do fluxo de potência deveria ocorrer sem que houvesse: violações de tensões nas barras, violações de fluxos nas linhas de transmissão e transformadores, violações de potência reativa nas barras dos geradores e violações de limite físico dos geradores [1]. Os limites destes elementos

foram estabelecidos no terceiro capítulo deste projeto. Portanto, o primeiro estudo realizado para a condição normal de operação do caso base foi a monitoração de limites.

Outro estudo realizado foi o intercâmbio de potência entre áreas. Neste, foi possível estabelecer um ponto de operação em que ocorria a máxima transferência de potência com a minimização das perdas elétricas [1]. E foi definido como ponto de operação otimizado.

4.3.1 – Monitoração de limites

Nesta simulação, foi analisada a monitoração de limites nas barras CA, linhas de transmissão, transformadores e geradores. Para a realização, foram utilizadas as opções RMON, MOCT, MOCG e MOCF [2].

Opção RMON: Imprime o relatório de monitoração que, de acordo com o tipo de monitoração requerida, consta de: a) monitoração de tensão, b) monitoração de geração reativa, e c) monitoração de fluxo de potência [2].

Opção MOCT: Para cada caso processado, base ou de contingência, a opção MOCT efetua a monitoração de tensão de todas as barras CA do sistema [2].

Opção MOCG: Para cada caso processado, base ou de contingência, a opção MOCG efetua a monitoração de potência reativa de todas as barras CA de geração do sistema [2].

Opção MOCF: Para cada caso processado, base ou de contingência, a opção MOCF efetua a monitoração do fluxo de potência para todos os circuitos do sistema [2].

Após a realização desta simulação, não foi diagnosticada nenhuma violação nos limites estabelecidos, ou seja, o sistema operou em regime permanente sem nenhum

problema. Para uma análise mais profunda, foram estabelecidos os relatórios 3 e 4 que descrevem as condições operativas nas barras CA e dos circuitos, sendo estes RBAR e RLIN, respectivamente, como pode ser observado no anexo A.2 [2].

Analisando-se o relatório 3, observou-se que a maioria das barras operava com tensão acima de 1 p.u., enquanto apenas a barra 8 operava com 0,972 p.u. A barra que apresentou maior nível de tensão foi a barra 14, com 1,068 p.u. Com relação aos fluxos dos circuitos no relatório 4, a linha de transmissão com maior carregamento foi a LT 4-5, obtendo níveis de 69,2%. O elemento Tr 7-8 apresentou o maior índice de carregamento, com 82%.

4.3.2 – Intercâmbio entre áreas e análise de perdas

O intercâmbio de potência ativa entre as áreas do sistema foi realizado objetivando um desempenho otimizado, ou seja, o ponto de operação foi estabelecido visando perdas mínimas para o sistema [1]. Desta forma, foi necessário definir os valores máximo, mínimo e especificado para o intercâmbio de potência por área. O relatório 5 (RARE) apresenta estes valores [2]. No relatório 6 (RTIE), foram descritas as transferências de potência nos circuitos que estavam nas fronteiras entre áreas e o intercâmbio total por área [2]. Valores totais de potência ativa negativos indicaram importações e valores positivos mostraram exportações [2]. O relatório 7 (RTOT) descreve as condições operativas nas gerações e nas cargas, os intercâmbios e as perdas totais por área [2]. Estes relatórios se encontram no anexo A.2.

Primeiramente, foi verificado que o intercâmbio de potência ativa estava sendo realizado dentro das margens dos valores especificados. A área 10 foi estritamente exportadora, como seria previsto, pois nela ocorreu a maior parte da geração de energia. A área 20 apenas importou potência. Logo, a área 30 serviu como ponto de transição do sistema, pois importou potência da área 10 e exportou potência para a área 20. O maior intercâmbio de potência ativa foi realizado entre as áreas 10 e 20 por meio do transformador Tr 5-6. A figura 4.1 apresenta a geração e a carga de cada área, juntamente com os intercâmbios de potência ativa entre as áreas.

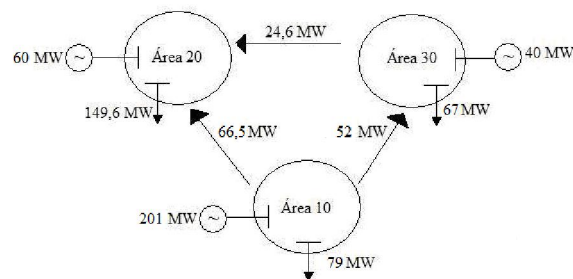


Figura 4.1 – Intercâmbio de potência do CASO BASE

Em seguida, foram analisadas as perdas de energia que ocorreram no sistema, pois nem toda a energia dos geradores abasteceu as cargas. Estas perdas ocorreram ao longo da rede CA, e, normalmente, em sistemas de potência, as perdas ativas são relativamente menores que as perdas reativas. As linhas de transmissão apresentam perdas ativas e reativas, enquanto nos transformadores apenas as perdas reativas são registradas. A perda de energia total ou por área foi estabelecida relacionando a geração, a carga e o intercâmbio. Foi verificado que ocorreram perdas totais de potência ativa de 5,4 MW. Este valor de perda foi consideravelmente pequeno, menos de 2% de toda energia gerada. A região que apresentou a maior perda de energia foi a área 10, e o elemento com maior perda de potência ativa foi a LT 2-3.

4.4 – Nível de Carregamento de área (cargas leve, média e pesada)

Em sistemas de potência, os níveis de carga oscilam durante as 24h diárias. Por meio de estudos da curva de carga, são definidos três casos característicos ao longo do dia: BASE, LEVE e PESADO [1].

Utilizando-se o ponto de operação do fluxo de potência convergido pelas condições iniciais do sistema, estabeleceu-se o CASO BASE, denominado como CASO 1. Esta situação é definida no intervalo de 7h às 17h e de 22h às 0h.

Para o CASO LEVE, que é definido como o momento em que a curva de carga apresenta menores níveis, determinou-se uma redução de 20% da carga do sistema e foi denominado como CASO 2. Esta situação normalmente ocorre na madrugada em um intervalo de tempo de 0h às 7h.

Para o CASO PESADO, que é definido como o momento em que a curva de carga apresenta maiores níveis, determinou-se um aumento de 20% da carga do sistema e foi denominado como CASO 3. Esta situação contém o pico de carga do dia no intervalo de tempo de 17h às 22h.

Para a criação destes três cenários, foi utilizado o Código de Execução DANC e foram armazenados dentro do arquivo SIS14B.HIS. Neste Código de Execução, foi possível alterar o nível de carregamento de área, sendo descrito pela tabela 4.1 [2].

Tabela 4.1 – Código de Execução DANC do ANAREDE

CAMPO	DESCRIÇÃO
Tipo do	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área.

elemento	TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do Elemento	Número da barra ou área, como definido nos campos Número ou Área do Código de Execução DBAR, ou base de tensão como definido no campo Tensão do Código de Execução DGBT.
Condição 1*	A Especifica uma condição de intervalo. E Especifica uma condição de união.
Tipo do elemento	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área. TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do elemento	Número da barra ou área, como definido nos campos Número ou Área do Código de Execução DBAR, ou base de tensão como definido no campo Tensão do Código de Execução DGBT.
Condição Principal*	X Indica diferença entre os conjuntos definidos pelas condições pelas condições 1 e 2. E Indica união entre os conjuntos definidos pelas condições pelas condições 1 e 2. S Indica interseção entre os conjuntos definidos pelas condições pelas condições 1 e 2.
Tipo do elemento	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área. TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do elemento	Número da barra ou área, como definido nos campos Número ou Área do Código de Execução DBAR, ou base de tensão, como definido no campo Tensão do Código de Execução DGBT.
Condição 2*	A Especifica uma condição de intervalo. E Especifica uma condição de união.
Tipo do elemento	BARR Especifica que o elemento é uma barra. AREA Especifica que o elemento é uma área. TENS Especifica que o elemento é uma base de tensão.
Identificação do elemento	Número da barra ou área, como definido nos campos Número ou Área do Código de Execução DBAR, ou base de tensão, como definido no campo Tensão do Código de Execução DGBT.
Fator de Carga Ativa	Fator a ser aplicado à parte ativa das cargas da área especificada, em %. Se for utilizada a opção VABS ou a opção FCTE, este campo deve ser preenchido com a parte ativa do novo montante de carga da área especificada, em MW. A variação de potência ativa ocasionada pode ser distribuída entre as barras de geração da área, se a opção BPAR for ativada, ou entre todas as barras de geração do sistema, se a opção BPSI for ativada. Esta distribuição é efetuada proporcionalmente aos fatores de participação de cada uma das barras de geração, como definido no campo Fator de Participação do Código de Execução DGER.
Fator de Carga Reativa	Fator a ser aplicado à parte reativa das cargas da área especificada, em %. Se for utilizada a opção VABS este campo deve ser preenchido com a parte reativa do novo montante de carga da área especificada, em Mvar. Se a opção FCTE for utilizada, este campo não deve ser preenchido.
Fator de Shunt	Fator a ser aplicado aos valores nominais dos capacitores/reatores da área especificada, em %. Se for utilizada a opção VABS ou a opção FCTE, este campo não deve ser preenchido.

A tabela 4.2 apresenta os valores das cargas para os três cenários.

Tabela 4.2 – Valores das cargas para CASO 1, 2 e 3

Barra	CASO 1 (BASE)			CASO 2 (LEVE)			CASO 3 (PESADO)		
	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Shunt (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Shunt (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Shunt (Mvar)
02	10,3	12,7	-	8,24	10,16	-	12,36	15,24	-
03	30,2	19,0	-	24,16	15,2	-	36,24	22,8	-
04	28,5	-3,9	-	22,80	-3,12	-	34,2	-4,68	-

05	10,0	-35,0	-	8,0	-28,0	-	12,0	-42,0	-
06	130,0	-26,0	-	104,0	-20,8	-	156,0	-31,2	-
09	39,5	16,6	19,0	31,6	13,28	15,2	47,4	19,92	22,8
10	9,0	5,8	-	7,2	4,64	-	10,8	6,96	-
11	3,5	1,8	-	2,8	1,44	-	4,2	2,16	-
12	6,1	1,6	-	4,88	1,28	-	7,32	1,92	-
13	13,5	5,8	-	10,8	4,64	-	16,2	6,96	-
14	14,9	5,0	-	11,92	4,0	-	17,88	6,0	-

Após a alteração do nível de carregamento de área, para a realização do fluxo de potência, o desbalanço de potência ativa pode ser realizado de três formas: BPAR, BPSI e Barra de Referência [2]. Se a opção BPAR for ativada, a potência ativa será distribuída entre as barras de geração da área em que existe o desbalanço. Se a opção BPSI for utilizada, a potência ativa será distribuída entre todos os geradores do sistema. Em ambos os casos, a distribuição é feita com base nos fatores de participação das barras de geração em questão e seus respectivos limites de geração de potência ativa [2]. Neste projeto, a realização do fluxo de potência foi feita executando a opção barra de referência para o balanço de potência ativa, ou seja, a diferença entre as gerações e as cargas será atribuída ao gerador da barra de referência. Desta forma, verificou-se que o CASO 2 apresentou solução do fluxo de potência com violação de potência reativa no gerador da barra 2. O CASO 3 apresentou violação de fluxo no transformador Tr 5-6, e o gerador alocado na barra referência teve seus limites físicos de geração de potência ativa violados. Para solução destas violações, o primeiro passo executado foi a realização do redespacho de potência no sistema.

O redespacho de potência ativa tem por objetivo a determinação de um ponto de operação para a rede elétrica em que as restrições operacionais do sistema são satisfeitas. Estas restrições são definidas como [1]:

- Limite de intercâmbio entre áreas;
- Limite de fluxo nos circuitos;

- Limite de tensão nas barras;
- Limite de potência reativa nos geradores;
- Limite físico de potência ativa nos geradores.

Para o CASO 2, foi percebido que, para obedecer aos limites de intercâmbio, seria necessário: reduzir 30 MW a geração da área 20 e reduzir 10 MW a geração da área 30 e a barra de referência realizou o balanço do fluxo. Desta forma, após o redespacho de potência, o intercâmbio entre áreas foi obtido dentro dos limites estabelecidos e a solução do fluxo de potência não apresentou mais nenhuma violação em seus limites. Portanto, esta nova configuração foi estabelecida como novo ponto de operação. Os relatórios 8 (RTIE) e 9 (RTOT) do anexo A.3 apresentam os intercâmbios e os valores totais por área desta situação [2].

Para o CASO 3, foi verificado que, para adequar aos limites de intercâmbio, seria necessário: aumentar 30 MW a geração da área 20 e aumentar 20 MW a geração da área 30. Porém este redespacho não foi possível de realizar, e desta forma, este caso não obedeceu os limites de intercâmbio. Foi realizada a solução do fluxo de potência com os geradores da área 20 e 30 em seus limites físicos, e o caso não apresentou nenhuma violação. Portanto, esta nova configuração foi estabelecida como novo ponto de operação. Os relatórios 10 (RTIE) e 11 (RTOT) do anexo A.3 apresentam os intercâmbios e os valores totais por área, respectivamente [2].

As figuras 4.2 e 4.3 descrevem a geração e a carga de cada área, juntamente com os intercâmbios de potência ativa entre as áreas para os novos pontos de operação dos CASO 2 e CASO 3.

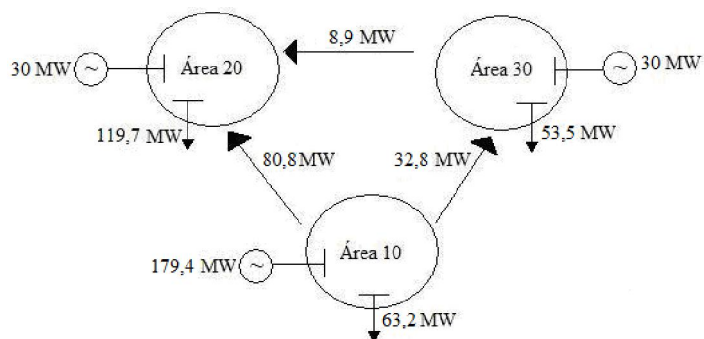


Figura 4.2 – Intercâmbio de potência do CASO 2

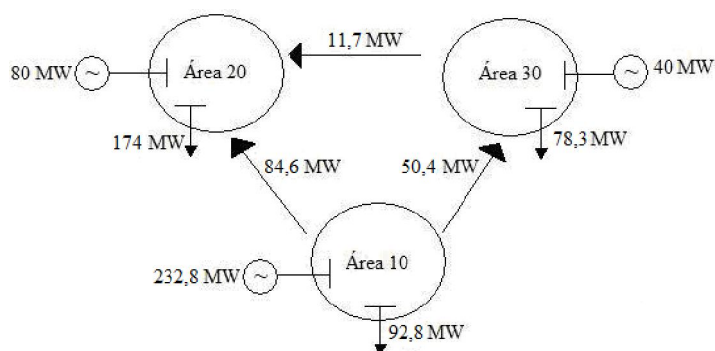


Figura 4.3 – Intercâmbio de potência do CASO 3

Nesta próxima etapa, estes três cenários de operação em regime permanente foram comparados entre si. A única alteração de configuração que foi diagnosticada nos casos foi com relação ao *shunt* alocado na barra 9 do sistema, que teve seu valor diferente para cada caso decorrente da alteração do nível de carregamento. As tabelas 4.3 e 4.4 apresentam as comparações realizadas com relação às perdas e às tensões nas barras, respectivamente.

Tabela 4.3 – Valores das perdas dos CASOS 1, 2 e 3

CASO 1 (BASE)		CASO 2 (LEVE)		CASO 3 (PESADO)	
Perdas Ativa (MW)	Perdas Reativa (Mvar)	Perdas Ativa (MW)	Perdas Reativa (Mvar)	Perdas Ativa (MW)	Perdas Reativa (Mvar)
5,4	0	3,9	-4,6	7,7	9,3

Tabela 4.4 – Valores das tensões nas barras para os CASOS 1, 2 e 3

BARRAS	CASO 1 (BASE)	CASO 2 (LEVE)	CASO 3 (PESADO)
	Tensão (p.u.)	Tensão (p.u.)	Tensão (p.u.)
1	1,060	1,060	1,060
2	1,045	1,045	1,045
3	1,010	1,010	1,010
4	1,028	1,026	1,028
5	1,045	1,040	1,047
6	1,062	1,062	1,062
7	1,023	1,023	1,022
8	0,972	0,972	0,972
9	1,040	1,043	1,039
10	1,037	1,040	1,035
11	1,046	1,049	1,044
12	1,040	1,040	1,040
13	1,046	1,050	1,042
14	1,068	1,068	1,068

Foi notado que ocorreu uma redução das perdas para o CASO 2, e um crescimento para o CASO 3. A variação das tensões nas barras foi muito pequena, sendo a maior delas na barra 13, com cerca de 0,004 p.u.

4.5 – Análise de Contingências

O objetivo deste estudo foi detectar situações que potencialmente poderiam levar o sistema: a um colapso, a violação de limites estabelecidos ou a situações em que, eventualmente, o sistema operaria em estado de emergência.

Foi analisado o comportamento do sistema para os três cenários estabelecidos (CASO 1, 2 e 3) perante a simulação de contingências simples em LT's, ressaltando o aspecto de geração reativa nas barras dos geradores, sobrecarga em linhas de transmissão e transformadores, subtensão e sobretensão nas barras do sistema. A lista de contingências simples que foram executadas se encontra na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Contingências

Contingência Simples (N-1)	Ocorrência
1	Abertura da LT 1-2 (1)
2	Abertura da LT 1-2 (2)
3	Abertura da LT 1-5
4	Abertura da LT 2-3
5	Abertura da LT 2-4
6	Abertura da LT 2-5
7	Abertura da LT 3-4
8	Abertura da LT 4-5
9	Abertura da LT 6-11
10	Abertura da LT 6-12
11	Abertura da LT 6-13
12	Abertura da LT 9-10
13	Abertura da LT 9-14
14	Abertura da LT 10-11
15	Abertura da LT 12-13
16	Abertura da LT 13-14

Portanto, foram realizadas 48 simulações, sendo 16 para cada caso. A criação desta lista em cada caso foi realizada por meio do Código de Execução DCTG, que é descrito conforme tabela 4.6 [2].

Tabela 4.6 – Código de Execução DCTG do ANAREDE

Campo	Descrição
Tipo de Contingência	CIRC – indicado contingência de circuito CA.
Da Barra	Número da barra de uma das extremidades do circuito como definido no campo Da Barra do Código de Execução DLIN.
Para Barra	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo Para Barra do Código de Execução DLIN.
Circuito	Número do circuito CA em paralelo (Default: 1).
Extremidade	Número de identificação da extremidade do circuito que será aberta (Default: ambas).

Para a solução do problema de fluxo de potência nestes casos de contingência, foi utilizado o Código de Execução EXCT. Nele, foi atribuído um índice de severidade para as contingências, cujas fórmulas foram definidas como [2]:

A) Monitoração do Fluxo:

N	Número de Violações
IS	Índice de severidade
MVA	Fluxo de potência aparente do circuito, é utilizado o maior valor entre k-m ou m-k.
CAP	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo Para Barra do Código de Execução DLIN.

$$IS = \frac{\sum_{i=1}^n MVA^2}{\sum_{i=1}^n CAP^2}$$

B) Monitoração de Tensão:

N	Número de Violações
IS	Índice de severidade
VIOL	Violação da tensão

$$IS = \sum_{i=1}^n (VIOL)^2 \times 10^4$$

onde: VIOL foi definido de acordo com o limite de tensão violado, como $(V - V^{MIN})$ ou $(V - V^{MAX})$.

C) Monitoração de Geração de potência reativa:

N	Número de Violações
IS	Índice de severidade
VIOL	Violação de geração
Q _g	Potência reativa gerada pela máquina

$$IS = \sum_{i=1}^n \frac{(VIOL)^2}{(Q_g^{MAX} - Q_g^{MIN})}$$

onde: VIOL foi definido de acordo com o limite de geração violada, como $(Q_g - Q_g^{MIN})$ ou $(Q_g - Q_g^{MAX})$.

Para contingências em que ocorreram violações de fluxo de potência em linhas de transmissão e transformadores, foi avaliada sua condição de emergência. Ou seja, o limite de carregamento destes elementos passou a utilizar valores um pouco mais elevados que em condições normais de operação. Os valores de operação em

emergência foram apresentados no terceiro capítulo deste projeto. No programa ANAREDE, a simulação desta condição foi realizada utilizando a opção EMRG.

Opção EMRG: Ativa a utilização da capacidade de carregamento de emergência em lugar da capacidade de carregamento normal para o cálculo das violações de fluxo de potência aparente, caso as opções *MOCF* ou *MOSF* sejam ativadas. Quando utilizada com o Código de Execução *RELA* associado à Opção de Execução *RLIN*, imprime no relatório o percentual de fluxos em relação à capacidade de emergência [2].

Portanto, foi realizada a simulação das contingências da tabela 4.5 para o CASO 1 e obteve-se o relatório 12 que se encontra no anexo A.4 [2]. Foi verificado, neste caso, que apenas a contingência 4 apresentou violação, sendo de geração reativa nos geradores da barra 2 e 3 cujo índice de severidade foi de 0,7. Na barra 2 com subpotência, a geração reativa apresentou níveis de -36,2 Mvar, em que seu limite mínimo era de -30 Mvar. Enquanto na barra 3 com sobrepotência, a geração reativa apresentou níveis de 31,8 Mvar, em que seu limite máximo era de 30 Mvar.

Também foi realizada a simulação das contingências da tabela 4.5 para o CASO 2 e obteve-se o relatório 13 que se encontra no anexo A.4 [2]. Foi verificado que, para carga leve, também ocorreu violação apenas para a contingência 4, sendo de geração reativa no gerador da barra 2 cujo índice de severidade foi de 1,3. Portanto, foi percebido que esta contingência foi mais severa que para o CASO 1. A barra 2 apresentou subpotência, a geração reativa foi de -38,9 Mvar, porém seu limite mínimo era de -30 Mvar.

Por último, foi realizada a simulação das contingências da tabela 4.5 para o CASO 3 e obteve-se o relatório 14 que se encontra no anexo A.4[2]. Foi verificado que, para carga pesada, ocorreram violações de geração reativa para as contingências 4 e 8 cujos índices de severidade foram de 4,8 e 0,8, respectivamente. Ocorreram também violações de fluxo para as contingências 4, 5 e 8 cujos índices de severidade apresentados foram de: 1,3 , 1,2 e 1,0 , respectivamente. Como o cenário de carga pesada apresentou várias situações de contingência com violações, este foi dividido em três tópicos:

A) *Contingência 4 (CASO 3)*

A abertura da LT 2-3 ocasionou problemas de fluxo de potência na LT 4-5 com IS=1,3 e violações de potência reativa nos geradores das barras 2 e 3 com IS=4,8. Após a simulação com a opção EMRG, o problema de carregamento de fluxo na LT 4-5 foi solucionado. Diante da contingência, esta linha de transmissão apresentou carregamento de 114,1 MVA, cerca de 95,1% do valor total de emergência. Ou seja, a LT poderia operar nesta condição em um pequeno intervalo de tempo. A barra 2 apresentou subpotência, a geração reativa obteve níveis de -33,6 Mvar, porém seu limite mínimo era de -30 Mvar. A barra 3 apresentou sobrepotência, sua geração reativa obteve níveis de 46,5 Mvar em que seu limite máximo era de 30 Mvar.

B) *Contingência 5 (CASO 3)*

Utilizando o relatório 14, a abertura da LT 2-4 apenas ocasionou problemas de fluxo de potência na LT 4-5 com IS=1,2. Após a realização da simulação com a opção EMRG, o problema de carregamento de fluxo foi solucionado. Perante esta contingência, esta LT 4-5 apresentou carregamento de 111,7 MVA, ou seja, 93,1% do valor total de emergência. Portanto, a linha de transmissão poderia operar nesta condição em um pequeno intervalo de tempo.

C) *Contingência 8 (CASO 3)*

Nesta última contingência, a abertura da LT 4-5 ocasionou problemas de fluxo no Tr 5-6 com IS=1,0 e violações de geração reativa no gerador da barra 3 com IS=0. Executando-se a simulação com a opção EMRG, foi verificado que o problema de carregamento de fluxo no Tr 5-6, que era pequeno, foi solucionado. Assim, o transformador apresentou carregamento de 100,2 MVA, ou seja, 91,1% do valor de emergência. Dessa forma, este transformador poderia operar nesta condição em um pequeno intervalo de tempo. Com relação ao problema de violação de potência reativa na barra 3, esta apresentou níveis de 30,8 Mvar, muito pouco acima do limite máximo de 30 Mvar. Baseando-se na análise no índice de severidade que indica zero, esta violação foi desconsiderada.

Portanto, as contingências que apresentaram violações e foram utilizadas para fins de análises neste projeto se encontram na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Contingências com violações dos CASOS 1, 2 e 3

CASO	Contingência Simples (N-1)	Ocorrência
1 (BASE)	4	Abertura da LT 2-3
2 (LEVE)	4	Abertura da LT 2-3
3 (PESADO)	4	Abertura da LT 2-3
3 (PESADO)	5	Abertura da LT 2-4
3 (PESADO)	8	Abertura da LT 4-5

5 – Estudos da estabilidade

5.1 – Programa Computacional

O programa de estabilidade transitória utilizado para análise deste projeto foi o ANATEM (Análise de Transitório Eletromecânico) desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL [3]. Este programa foi criado para a realização de estudos da estabilidade eletromecânica à frequência fundamental, tendo como objetivo a avaliação do desempenho dinâmico do sistema, quando submetido a perturbações. O programa resolve as equações algébricas e diferenciais com resposta no tempo, utilizando os dados: da rede elétrica, de dinâmica de equipamentos e do ponto de operação do fluxo de potência [3].

Este programa, funcionou da seguinte forma: foi construído um arquivo com a leitura do ponto de operação do ANAREDE e dos dados dinâmicos dos geradores e controladores. Em seguida, foi executado um determinado evento gerando relatórios e curvas gráficas. A montagem do arquivo de simulação ocorreu conforme figura 5.1 [3].

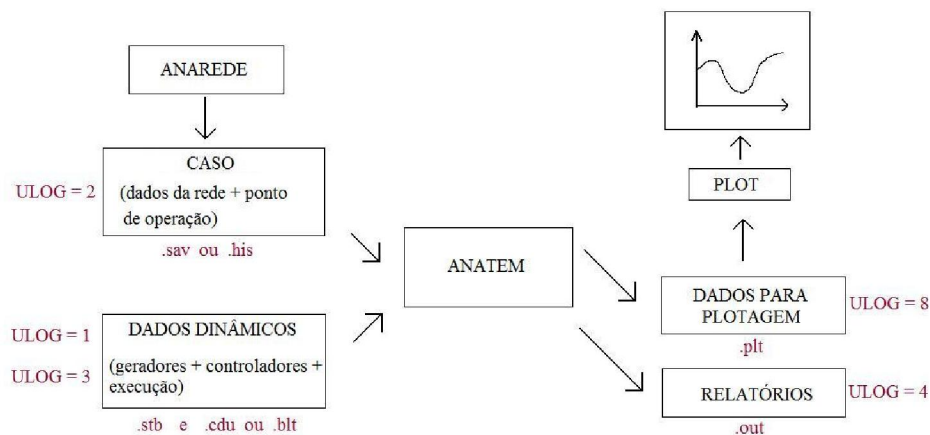


Figura 5.1 – Montagem de arquivo do ANATEM

Para a análise do regime transitório, foi adotado o CASO 3, utilizando o arquivo do ponto de operação no ANAREDE, SIS14.HIS. Este cenário de carga pesada foi abordado ao longo do quarto capítulo deste projeto.

Os dados dinâmicos foram descritos por meio dos arquivos SIS14.STB e SIS14.BLT (“Built”), em que os modelos pré-definidos de geradores e reguladores foram apresentados no terceiro capítulo deste projeto. Existia a possibilidade do usuário desenvolver seus próprios modelos baseados em diagrama de blocos (CDU), mas isso não foi abordado neste projeto [3].

Para as simulações dos eventos (contingências), foi utilizado o Código de Execução DEVT, com o qual foi possível aplicar e remover curto-circuitos trifásicos em barras do sistema abrindo e religando linhas de transmissão [3]. Também poderia ser aplicado curto-circuito monofásico por meio de impedância equivalente aplicada ao ponto de falta, porém este projeto não possuía tal informação [3].

As análises das simulações foram realizadas a partir das curvas geradas pelo programa e visualizadas pelo aplicativo PLOTCEPEL. Os dados para plotagem (variáveis de saída) foram realizados pelo Código de Execução DLPT e as grandezas monitoradas foram descritas na tabela 5.1 [3].

Tabela 5.1 – Grandezas monitoradas

CAMPO	DESCRIÇÃO
DELT	Ângulo do eixo q do gerador, em graus, relativo à referência especificada.
PELE	Potência Elétrica ativa da máquina, em MW
QELE	Potência Elétrica reativa da máquina, em Mvar
VOLT	Módulo da tensão da barra, em p.u.
IMQS	Módulo da corrente de armadura da máquina, em p.u.
FMAQ	Frequência da máquina, em Hz

5.2 – Contingências

Para o regime transitório, foram realizadas contingências visando à análise da estabilidade do sistema. Foram simulados curto-circuito trifásicos em barras CA por meio do método de adição de reator na barra. Como visto no tópico anterior, estas simulações foram realizadas pelo Código de Execução DEVT [3]. Outra simulação abordada neste projeto foi a mudança de cenário (aumento de carga programada) que foi realizada por meio do Código de Execução DCEN [3].

Utilizando o Código de Execução DSIM, foi definido o tempo máximo de simulação como 30s e o passo de integração como 0,01s [3]. Por meio do Código de Execução DCAR, as cargas foram modeladas com 40% de potência ativa e 100% de potência reativa, variando com o quadrado da tensão [3].

A partir de uma análise inicial, foi diagnosticado o ponto mais crítico do sistema como sendo a barra 1, barra terminal da usina geradora de maior porte do sistema (200 MVA). Portanto, o foco das análises de contingências foi dirigido para este gerador equivalente. A barra referida foi definida como *swing* (referência), porém, desta maneira, seria inviável a verificação dos desvios do ângulo relativo da máquina 1 devido ao fato de ser a referência do sistema. Assim, foi necessária a realização de uma modificação. A alteração da barra de referência normalmente muda a solução do problema, já que a diferença entre as gerações e as cargas é atribuída ao gerador desta barra. Portanto, a potência ativa de solução do gerador 1 da primeira barra swing foi atribuída a este gerador cuja potência permaneceu constante na segunda solução com a barra swing indo para a barra 14.

Portanto, para o estudo de caso, foram definidas as seguintes situações:

CASO A – Curto-circuito em barra CA com abertura de linha de transmissão;

CASO B – Curto-circuito em barra CA com abertura de uma das linhas de transmissão em paralelo;

CASO C – Averiguação da duração do tempo de falta do “CASO A” para que o sistema perca a estabilidade;

CASO D – Realização do “CASO A” utilizando o tempo de falta estabelecido no “CASO C” com o religamento da linha de transmissão que foi aberta;

CASO E – Mudança de cenário para o CASO PESADO definido em regime permanente (aumento de carga programado);

CASO F – Realização do “CASO A” com variação da constante de inércia dos geradores.

5.2.1 – Caso A

Neste primeiro caso, foi realizado um curto-circuito trifásico na barra 1 em $t=1s$ com um tempo de duração de falta de 0,1 segundos (6 ciclos), sendo este o valor considerado padrão para abertura dos disjuntores. Este evento foi executado utilizando um reator alocado nesta barra 1 de 999,9 Mvar. Em seguida, foi removido o curto-circuito juntamente com a abertura da LT 1-5.

Para a realização deste caso, foi utilizado o Código de Execução DEVT por meio dos eventos APCB, RMCB, MDSH e ABCI [3].

APCB: Aplicação de curto-circuito em barra CA;

RMCB: Remoção de curto-circuito em barra CA;

MDSH: Modificação de *shunt* de barra;

ABCI: Abertura total de circuito CA ou na extremidade especificada.

Após a simulação, foi verificado que o sistema perdeu o sincronismo. O relatório da simulação do programa ANATEM apresentou que:

T= 2,0400s - Ângulo da máquina da barra 8 ultrapassou o limite de 360 graus.

Possível perda de sincronismo. Ângulo em relação ao centro de massa : -364,4 graus;

T= 2,5200s - Ângulo da máquina da barra 6 ultrapassou o limite de 360 graus.

Possível perda de sincronismo. Ângulo em relação ao centro de massa : -363,1 graus;

T= 2,5200s - Ângulo da máquina da barra 8 ultrapassou o limite de 1000 graus.

O caso foi encerrado. Ângulo em relação ao centro de massa : -1007 graus.

A figura 5.2 mostra o comportamento dos ângulos relativos das máquinas síncronas do sistema.

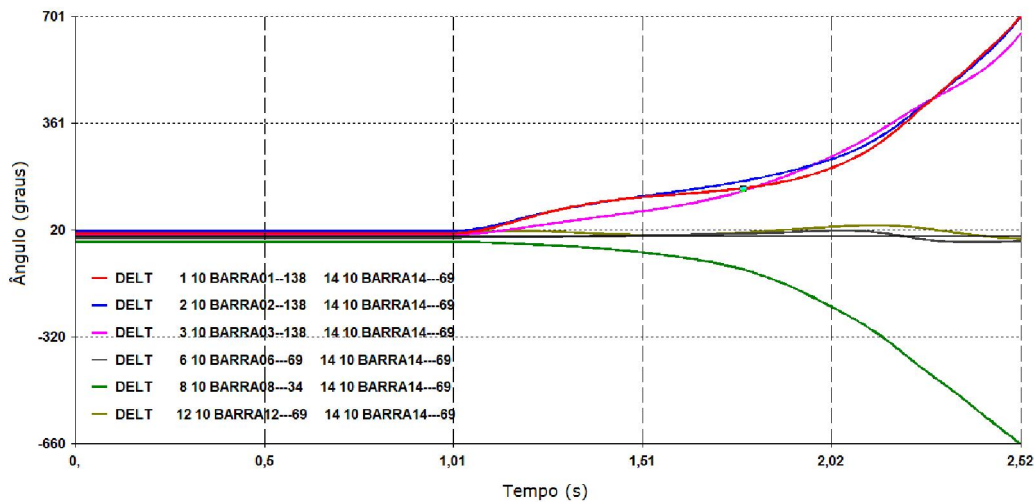


Figura 5.2 – Ângulos relativos das máquinas síncronas

Desta forma, foi realizada uma nova simulação com um tempo de duração de falta menor que o estabelecido anteriormente. Ou seja, foi executado novamente um curto-circuito trifásico na barra 1 em $t=1s$ com um tempo de duração de falta de 0,05s (3 ciclos). Foi removido novamente o curto-circuito juntamente com a abertura da LT 1-5.

Após a simulação, foi verificado que, para este intervalo de duração do curto, o sistema manteve o sincronismo. Oscilou e encontrou um novo ponto de operação. A figura 5.3 apresenta o comportamento das frequências das máquinas síncronas do sistema.

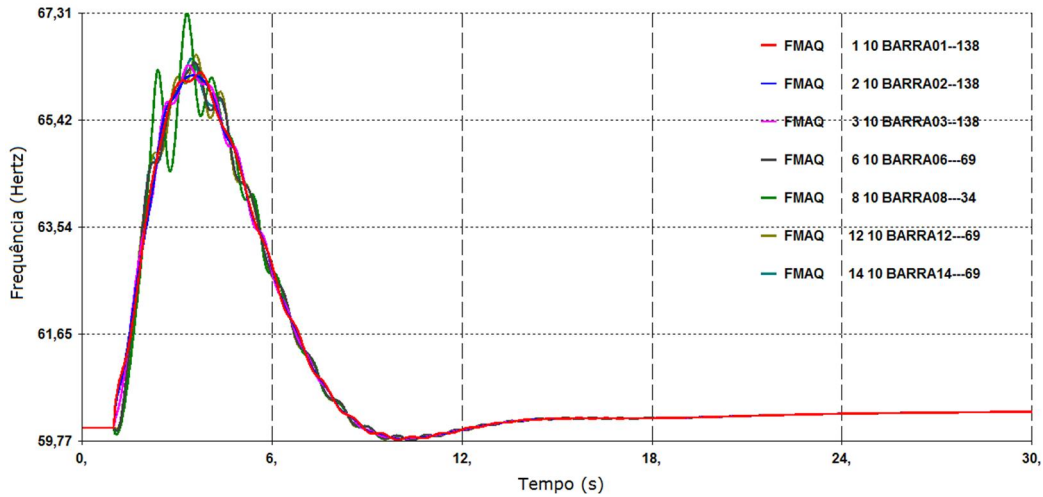


Figura 5.3 – Frequência das máquinas síncronas do sistema

Analisando especificamente o gerador 1, foi notado que seu ângulo relativo antes do curto era $8,9^\circ$ e após a perturbação passou a ser 41° . A figura 5.4 apresenta o comportamento deste ângulo relativo.

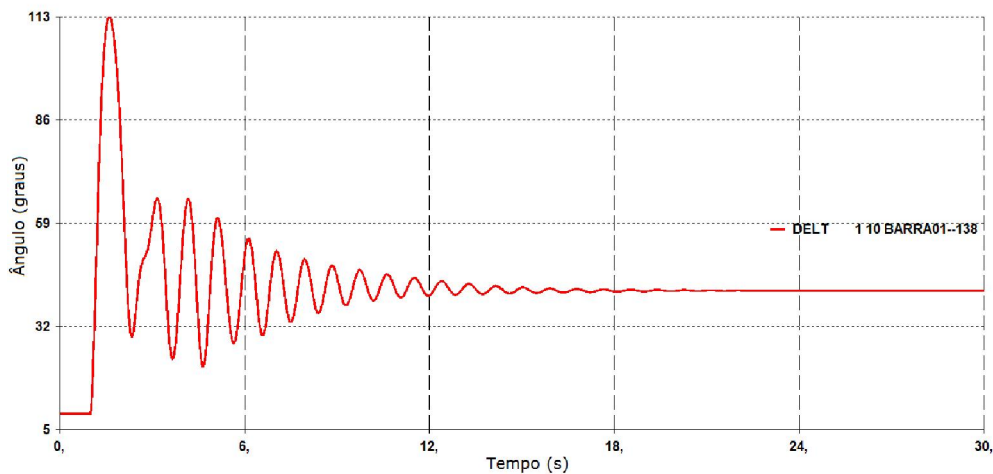


Figura 5.4 – Ângulo relativo do gerador 1

A potência ativa da barra 1 para este CASO PESADO em regime permanente, conforme apresentado no quarto capítulo deste projeto, apresentou níveis de 132 MW. Porém, após o curto-circuito, este gerador passou a operar com 105,7 MW. A potência reativa deste gerador apresentava níveis de 12,6 Mvar em regime permanente, e, após a perturbação, passou a operar com valor de 153,7 Mvar. Cabe ressaltar que o limite máximo de potência reativa nesta barra foi estabelecido em 120 Mvar e, desta forma, ocorreu violação. As figuras 5.5 e 5.6 apresentam os gráficos das potências ativas e reativas deste gerador 1, respectivamente.

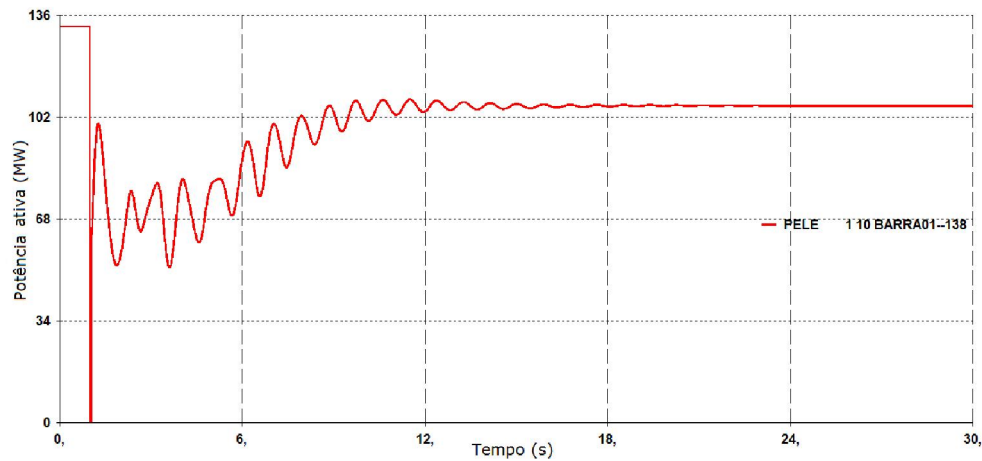


Figura 5.5 – Potência ativa do gerador 1

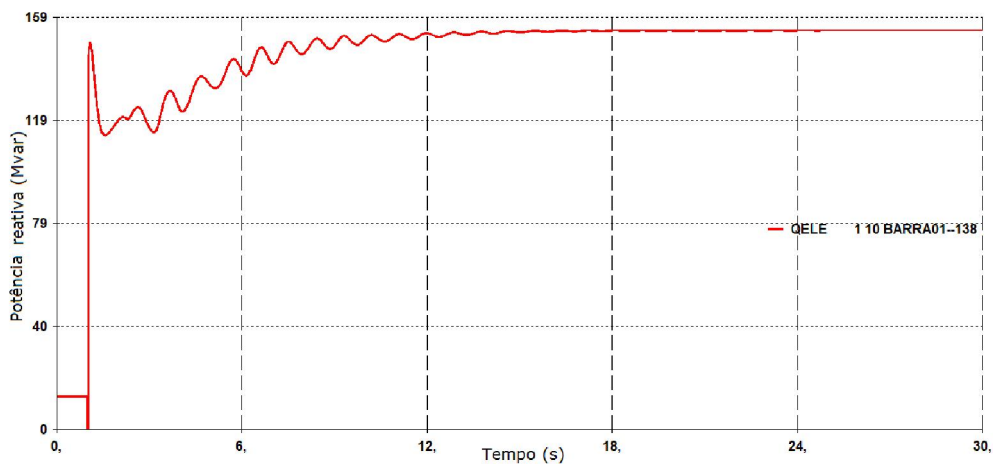


Figura 5.6 – Potência reativa do gerador 1

A tensão da barra 1 apresentava valores de 1,06 p.u. antes do curto-circuito, porém, após a perturbação, passou a operar em 0,52 p.u., violando o limite mínimo estabelecido para regime permanente de 0,9 p.u. Nota-se que, devido à potência reativa ser diretamente associada à tensão na barra, tal fato era previsível devido à grande variação desta potência no gerador 1. A figura 5.7 apresenta o gráfico da tensão na barra 1.

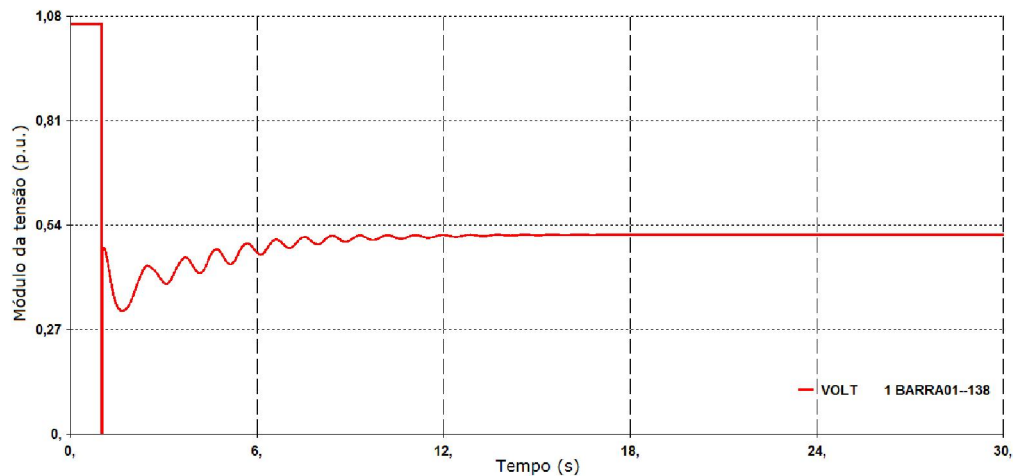


Figura 5.7 – Módulo da tensão na barra 1

O limite da corrente de armadura foi diretamente relacionado à potência nominal do gerador. Este se deve às perdas ôhmicas e corresponde simplesmente ao valor nominal em MVA fornecida pela máquina [5]. Sabendo-se que o sistema deste projeto possuía $S_{base}=100$ MVA e que o gerador 1 apresentava uma potência aparente nominal de 200 MVA, foi definido o valor máximo desta corrente que podia circular pelo enrolamento de armadura sem exceder as limitações de perda no cobre como sendo de 2 p.u. Desta forma, verificou-se que o gerador 1 após a perturbação passou a operar com a corrente de armadura de 1,81 p.u. e se enquadrou dentro do limite estabelecido. A figura 5.8 apresenta o comportamento do módulo da corrente de armadura do gerador 1.

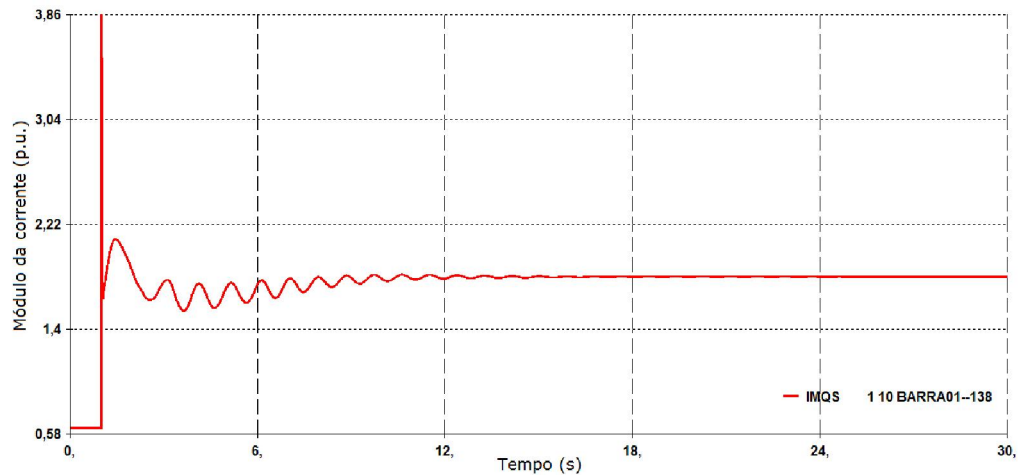


Figura 5.8 – Módulo da corrente de armadura do gerador 1

5.2.2 – Caso B

Neste segundo caso, foi realizado novamente um curto-circuito trifásico na barra 1 em $t=1s$ com um tempo de duração de falta de $0,1s$ (6 ciclos), tempo padrão de abertura dos disjuntores [7]. Este evento foi executado novamente utilizando um reator alocado nesta barra 1 de $999,9$ Mvar. Em seguida, foi removido o curto-circuito juntamente com a abertura de uma das linhas de transmissão em paralelo que conectavam as barra 1 e 2. Percebeu-se que, desta maneira, a outra LT em paralelo passou a operar com o dobro do carregamento, e, ainda assim, se encontrou dentro do limite de 100 MVA. A realização deste caso foi executada novamente por meio do Código de Execução DEVT utilizando os mesmos eventos do caso anterior (APCB, RMCB, MDSH e ABCI) [3].

Após a simulação, observou-se que o sistema manteve o sincronismo. Oscilou e encontrou um novo ponto de operação. A figura 5.9 apresenta o comportamento das frequências das máquinas síncronas do sistema.

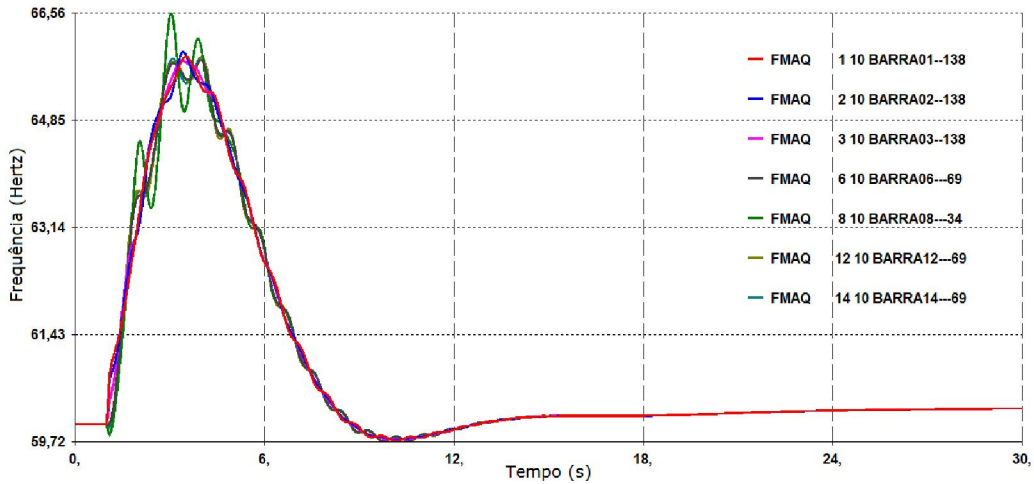


Figura 5.9 – Frequência das máquinas síncronas

Analisando especificamente o gerador 1, foi observado que seu ângulo relativo antes do curto era $8,9^\circ$ e após a perturbação passou a ser 38° . A figura 5.10 apresenta o comportamento deste ângulo relativo.

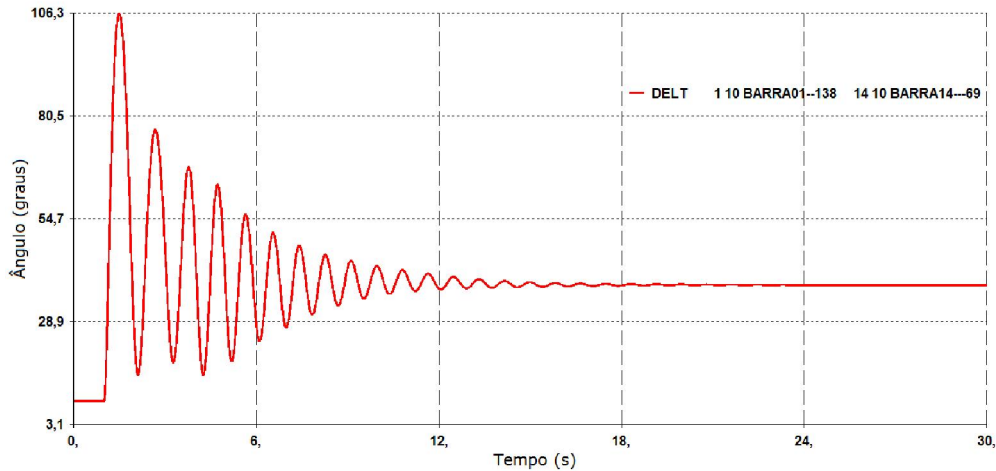


Figura 5.10 – Ângulo relativo do gerador 1

A potência ativa da barra 1 para este CASO PESADO em regime permanente, conforme apresentado no quarto capítulo deste projeto, exibiu níveis de 132,1 MW. Porém, após o curto-circuito, este gerador passou a operar com 108,1 MW. A potência

reativa deste gerador apresentava níveis de 12,6 Mvar em regime permanente, e, após a perturbação, passou a operar com valor de 153,1 Mvar. Como analisado no caso anterior, o limite máximo de potência reativa nesta barra foi estabelecido em 120 Mvar e, desta forma, ocorreu violação. As figuras 5.11 e 5.12 apresentam os gráficos das potências ativas e reativas deste gerador 1, respectivamente.

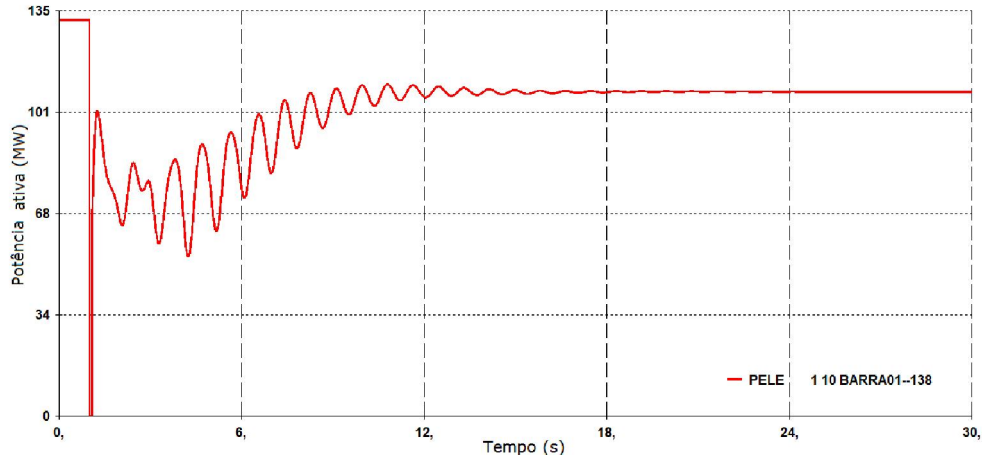


Figura 5.11 – Potência ativa do gerador 1

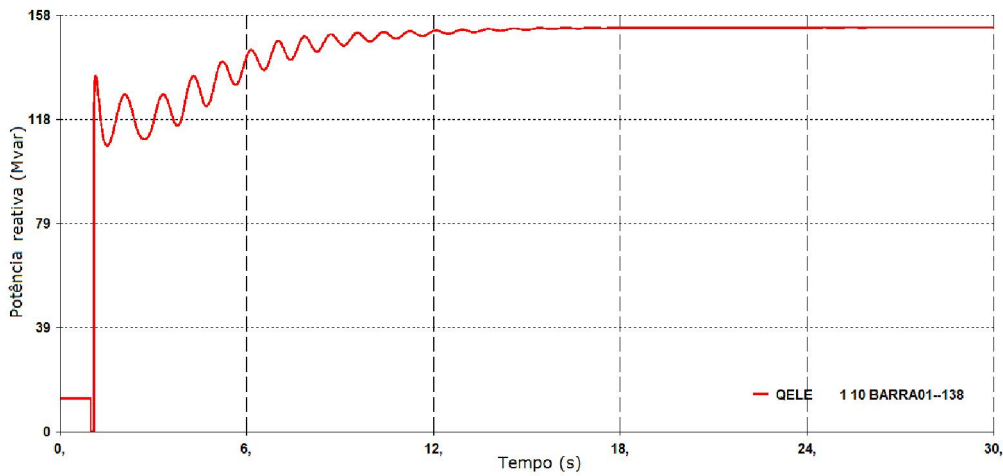


Figura 5.12 – Potência reativa do gerador 1

A tensão da barra 1 apresentava valores de 1,06 p.u. antes do curto-circuito, porém, após a perturbação, passou a operar em 0,52 p.u., violando o limite mínimo estabelecido para regime permanente de 0,9 p.u. Este fato ocorreu novamente devido à

potência reativa ser diretamente associada à tensão na barra. A figura 5.13 apresenta o gráfico da tensão na barra 1.

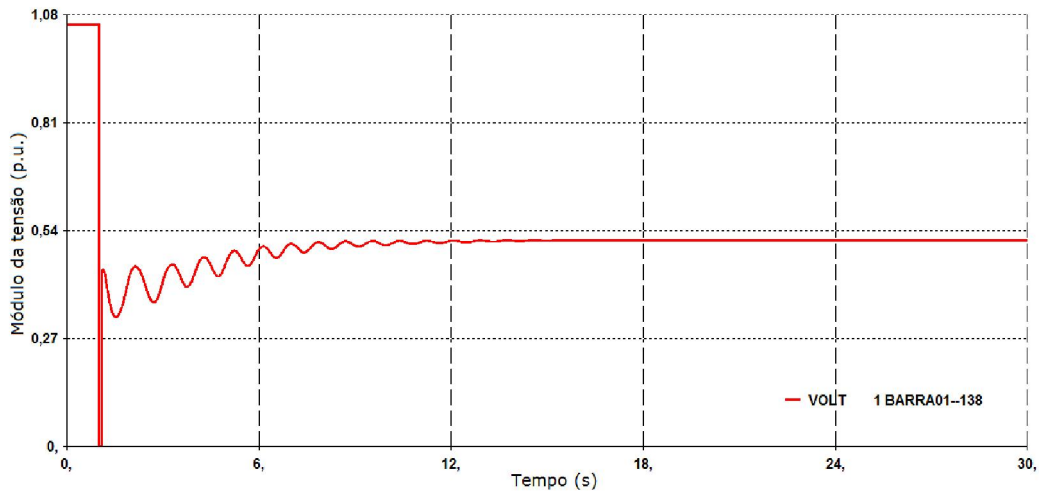


Figura 5.13 – Módulo da tensão na barra 1

Foi verificado que o gerador 1, após a perturbação, passou a operar com a corrente de armadura de 1,81 p.u. e se enquadrou dentro do limite máximo estabelecido de 2 p.u. A figura 5.14 apresenta o comportamento do módulo desta corrente.

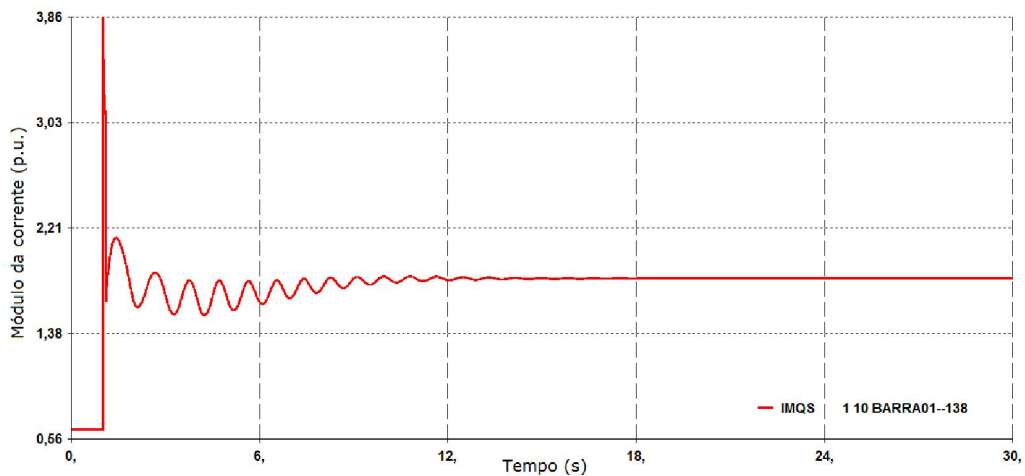


Figura 5.14 – Módulo da corrente de armadura do gerador 1

5.2.3 – Caso C

Este terceiro caso consistiu na análise do comportamento do CASO A, com relação à variação do tempo de duração da falta. Como verificado anteriormente, quando $t_f=0,05s$, o sistema foi dito como estável. O procedimento executado foi variar este tempo com um intervalo de 0,01s até encontrar o ponto exato em que o sistema perde a estabilidade para que, mais adiante, este resultado seja utilizado para o religamento da linha de transmissão que foi aberta.

Desta forma, quando $t_f=0,07s$, o sistema perde a estabilidade. Ou seja, foi aplicado o curto-circuito em $t=1s$, e foi removido juntamente com a abertura da linha de transmissão em $t=1,07s$. No relatório de simulação do ANATEM, foi verificado que:

$T= 2,2300s$ - Ângulo da máquina da barra 8 ultrapassou o limite de 360 graus.

Possível perda de sincronismo. Ângulo em relação ao centro de massa : -366,6 graus;

$T= 2,8600s$ - Ângulo da máquina da barra 8 ultrapassou o limite de 1000 graus.

O caso foi encerrado. Ângulo em relação ao centro de massa : -1015 graus.

A figura 5.15 apresenta o comportamento dos ângulos relativos das máquinas síncronas do sistema.

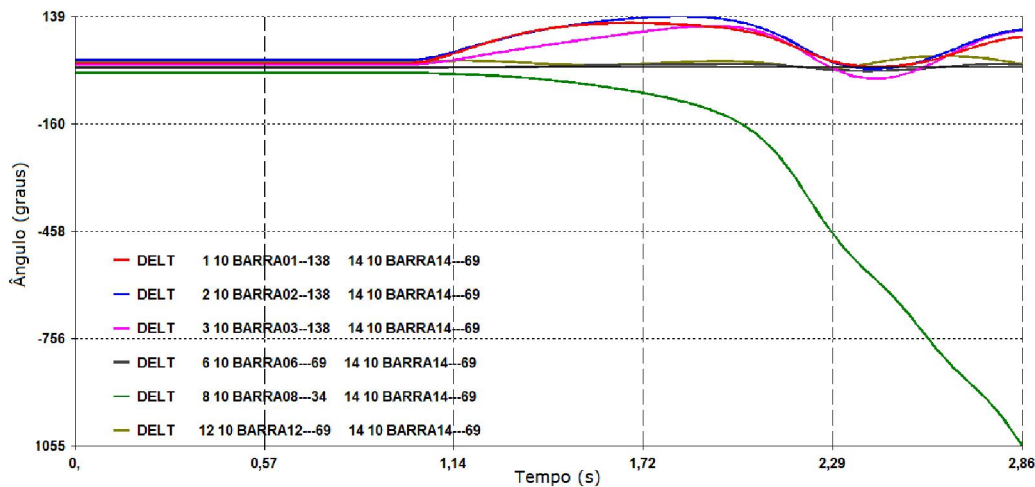


Figura 5.15 – Ângulos relativos das máquinas síncronas

5.2.4 – Caso D

Este quarto caso consistiu na análise dos casos anteriores (A e C), com o religamento da linha de transmissão que foi aberta. Ou seja, foi aplicado um curto-circuito trifásico na barra 1 em $t=1s$ com um reator alocado nesta barra de 999,9 Mvar, em seguida, foi utilizado o tempo de duração de falta especificado no CASO C para o qual o sistema perdia a estabilidade $t=1,07s$ ($t_f=0,07s$). Posteriormente, foi aguardado um período de tempo morto para religar a LT aberta, ocasionando a volta do funcionamento do sistema de forma estável. O intervalo de tempo padrão para o religamento do elemento aberto foi definido como 0,3s, conforme padrão FURNAS [7]. Portanto, a LT foi religada em $t=1,37s$.

A novidade deste caso com relação aos anteriores consistiu no religamento da linha de transmissão. Para tal, foi utilizado novamente o Código de Execução DEVT por meio do evento FECCI [3].

FECCI: Fechamento total de circuito CA ou na extremidade especificada.

Após executar a simulação, notou-se que, apesar do sistema no CASO C perder o sincronismo, este passou a operar de maneira estável após o religamento da LT 1-5. A figura 5.16 mostra o comportamento das frequências das máquinas síncronas.

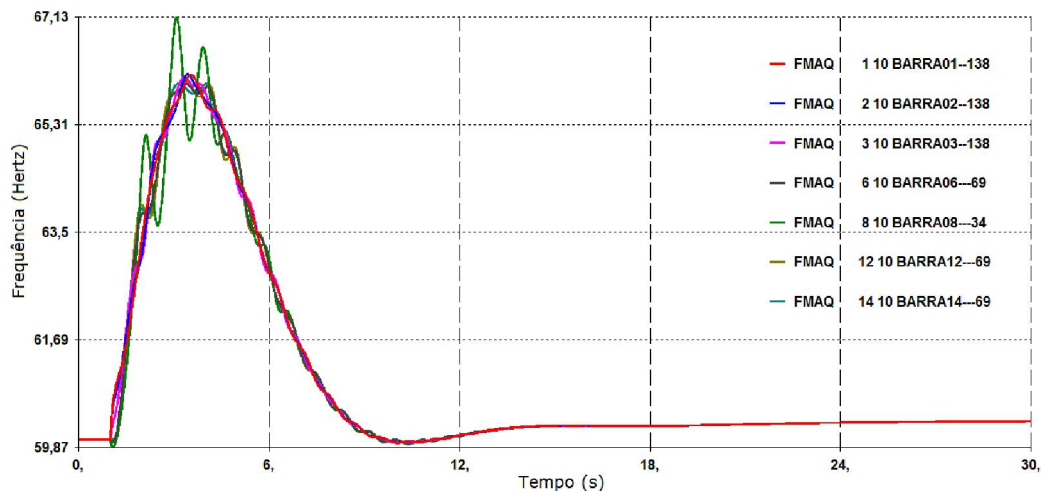


Figura 5.16 – Frequência das máquinas síncronas

Voltando a analisar especificamente o gerador da barra 1, foi percebido que seu ângulo relativo antes do curto-circuito era $8,9^\circ$ e, após a perturbação e religamento do circuito, este passou a operar em $33,5^\circ$. Um pouco diferente do CASO A, em que a LT 1-5 não era religada. A figura 5.17 apresenta o comportamento deste ângulo relativo do gerador 1.

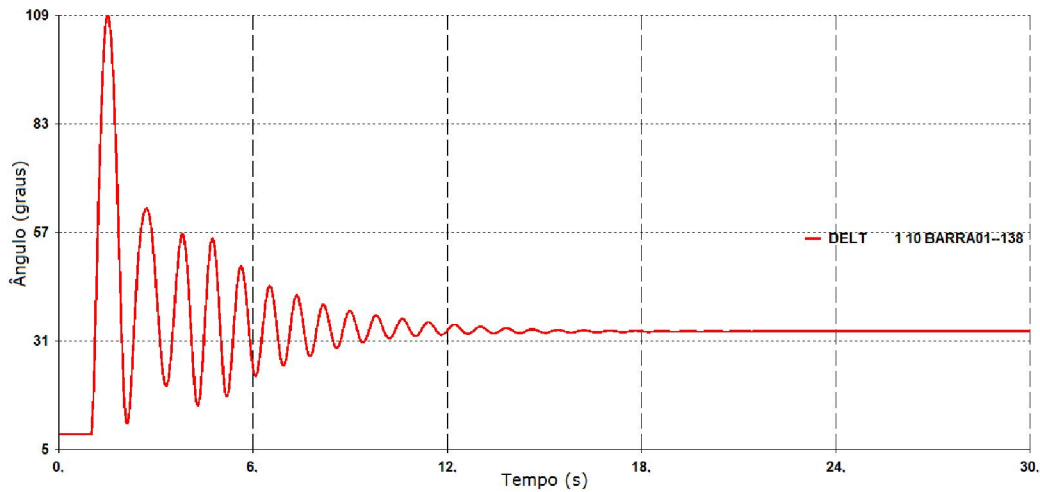


Figura 5.17 – Ângulo relativo do gerador 1

As potências ativas e reativas do gerador 1 passaram a operar com valores de $104,1$ MW e $158,7$ Mvar, e foram descritas nas figuras 5.18 e 5.19, respectivamente. Os valores após a perturbação foram muito pouco diferentes dos valores para o CASO A, em que o tempo de falta era menor e não havia religamento da LT aberta.

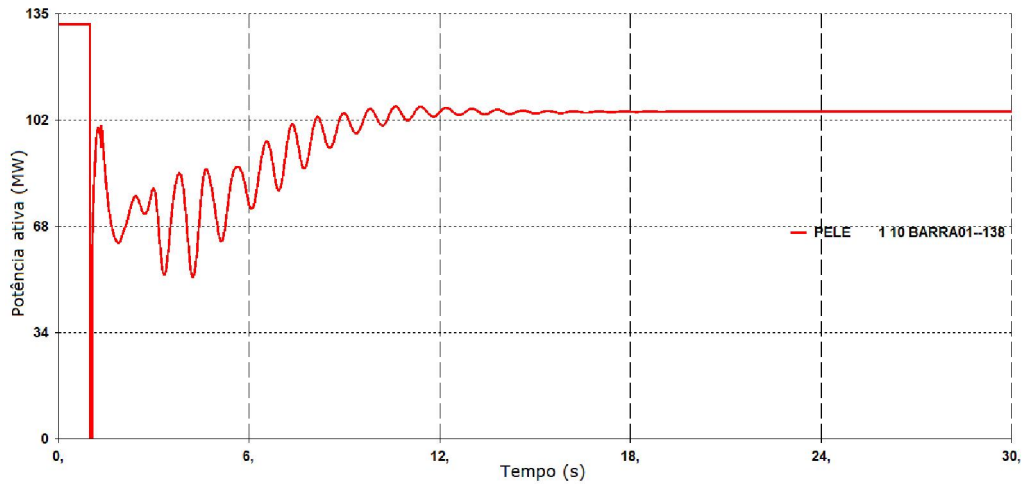


Figura 5.18 – Potência ativa do gerador 1

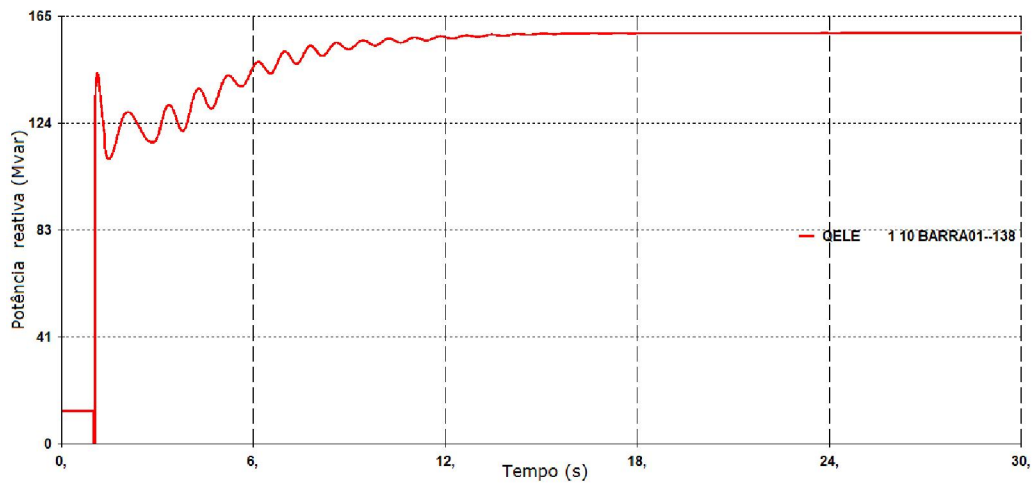


Figura 5.19 – Potência reativa do gerador 1

A corrente de armadura do gerador 1 permaneceu dentro do limite máximo e a tensão na barra 1 apresentou novamente violação de seu limite mínimo assim como no CASO A, devido ao grande crescimento de potência reativa. Após a perturbação e religamento da LT 1-5, a corrente do gerador 1 apresentou níveis de 1,77 p.u. e a tensão na barra 1 apresentou níveis de 0,54 p.u. As figuras 5.20 e 5.21 descrevem a corrente de armadura e a tensão terminal do gerador 1, respectivamente.

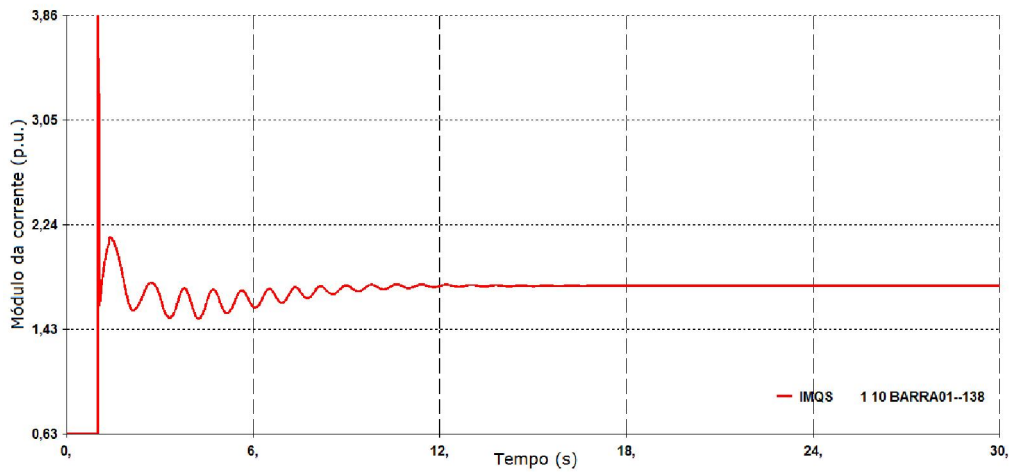


Figura 5.20 – Módulo da corrente de armadura do gerador 1

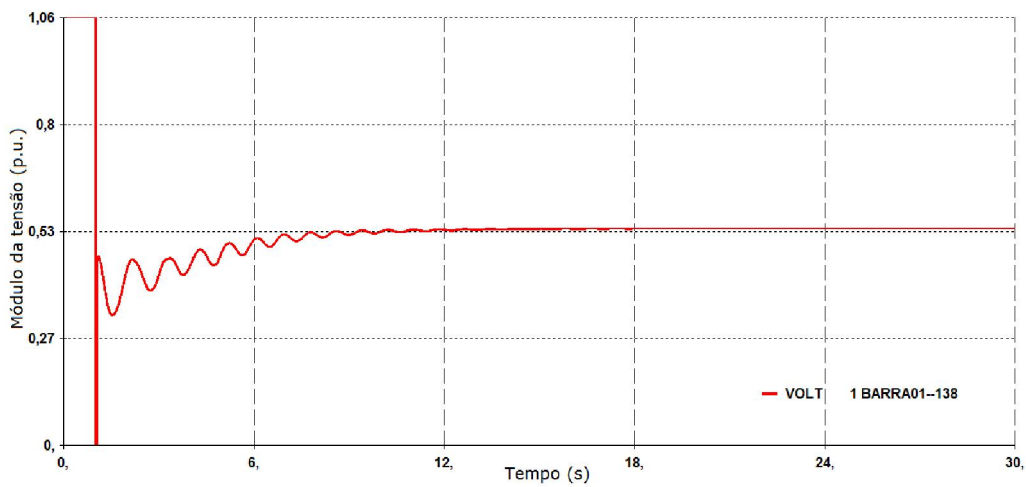


Figura 5.21 – Módulo da tensão na barra 1

5.2.5 – Caso E

Neste quinto caso foi avaliado o comportamento do sistema em relação à mudança de cenário (aumento de carga). Diferentemente dos casos anteriores, este tipo de simulação foi realizada por meio do Código de Execução DCEN [3]. Foi necessário definir a porcentagem do aumento de carga, quantas vezes este aumento iria ocorrer, além do instante de tempo inicial e final da ocorrência. A figura 5.22 demonstra este Código de Execução DCEN.

```

(
=====
( DADOS DE MUDANCA DE CENARIO
=====
) DCEN
| (Tm) (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (Var) (Tin) (Tfi) (N) ( % )
| CARG BARR 0001 A BARR 0014 5. 7. 3 30.
| 999999
/

```

Figura 5.22 – Código de Execução DCEN

Desta maneira, por meio deste código, foram realizadas alterações nos módulos das cargas localizadas nas barras 1 a 14. Foram feitas três mudanças de 10% a cada 1s, a partir de 5s (inclusive) até 7s. Utilizando o relatório de simulação do ANATEM, foi verificado que:

T= 5s Mudança 1 de cenário (carga) - Variação de 10,00% da carga inicial.

Carga nominal total = 388,87MW 50,96Mvar;

T= 6s Mudança 1 de cenário (carga) - Variação de 10,00% da carga inicial.

Carga nominal total = 427,76MW 55,60Mvar;

T= 7s Mudança 1 de cenário (carga) - Variação de 10,00% da carga inicial.

Carga nominal total = 470,53MW 60,23Mvar.

Desta forma, foi percebido que, apesar deste aumento de carga, o sistema operou de maneira estável, ou seja, manteve o sincronismo. Analisando-se especificamente o gerador 1, foi verificado que este, inicialmente, operava com ângulo relativo de 8,9°, como apresentado nos casos anteriores deste capítulo, e, após as mudanças de carga, passou a operar com 18,1°. Por meio das análises dos gráficos que foram apresentados ao longo deste caso, foram observados os três momentos de alteração de carga. A figura 5.23 apresenta o comportamento do ângulo relativo do gerador 1.

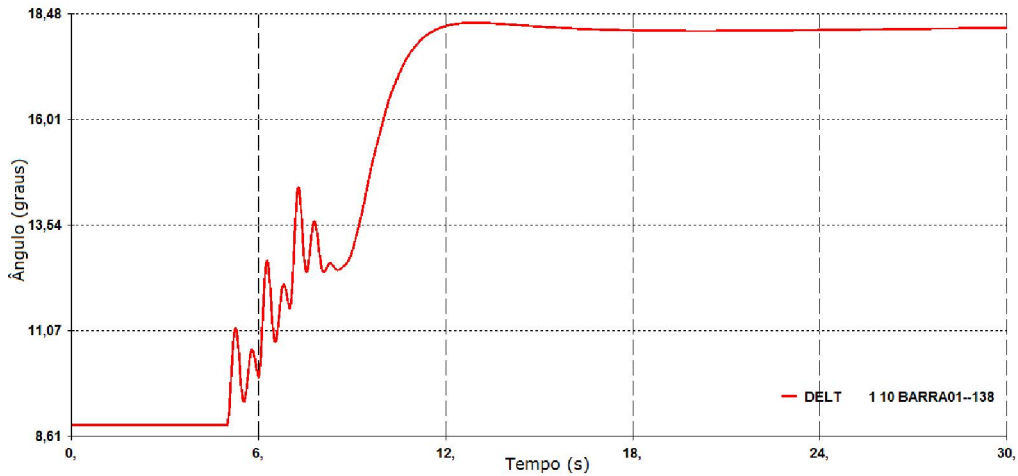


Figura 5.23 – Ângulo relativo do gerador 1

A potência ativa deste gerador, antes do evento, operava com 132,1 MW, porém, após o evento, apresentou níveis de 223,2 MW, muito acima do limite físico deste gerador, que seria de 160 MW, ou seja, o sistema entraria em colapso. A potência reativa apresentava, como visto anteriormente, níveis iniciais de 12,6 Mvar e, após o evento, passou a funcionar com 8,4 Mvar com tendência de reduzir ainda mais ao longo do tempo. As figuras 5.24 e 5.25 apresentam os comportamentos das potências ativa e reativa do gerador 1.

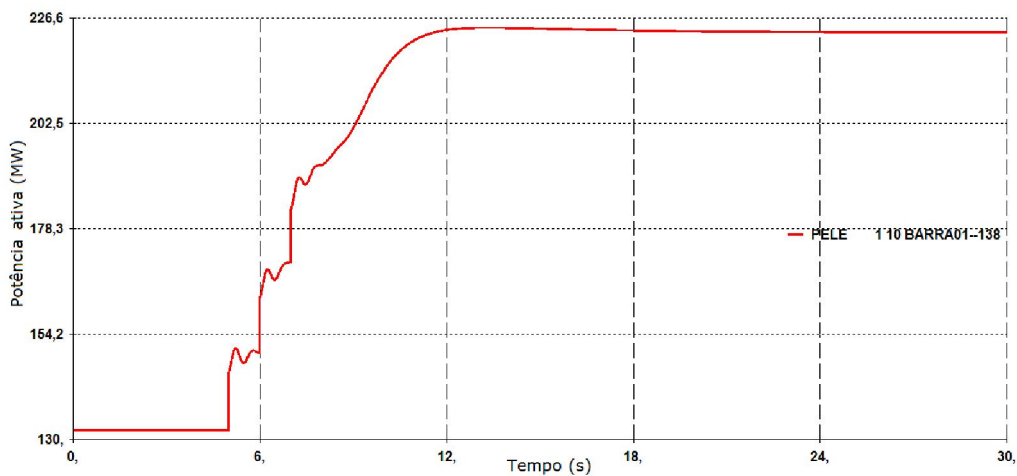


Figura 5.24 – Potência ativa do gerador 1

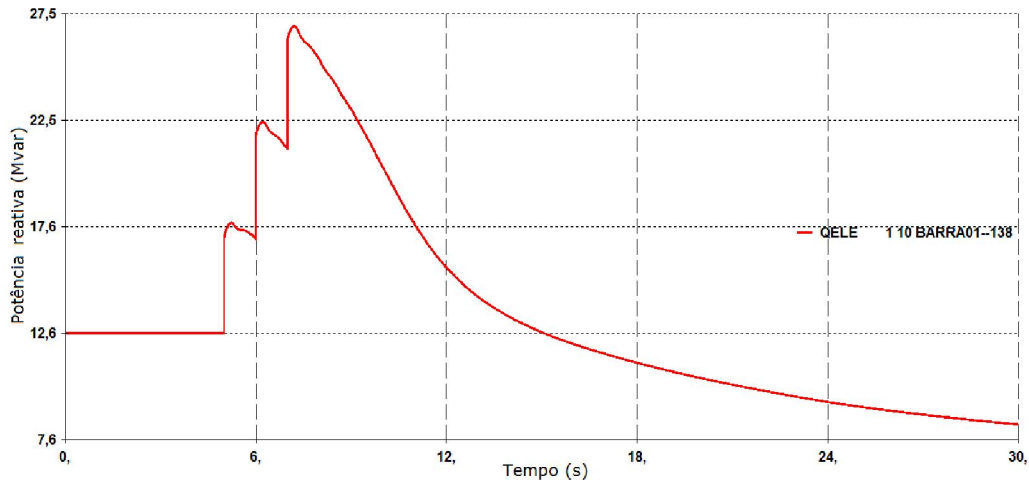


Figura 5.25 – Potência reativa do gerador 1

A tensão terminal do gerador 1 oscilou e voltou a operar dentro do limite estabelecido devido a alteração de potência reativa não ter sido muito elevada. A corrente de armadura deste gerador cresceu a cada aumento de carga e passou a operar em 1,05 p.u. As figuras 5.26 e 5.27 apresentam os comportamentos da tensão na barra 1 e da corrente de armadura do gerador 1, respectivamente.

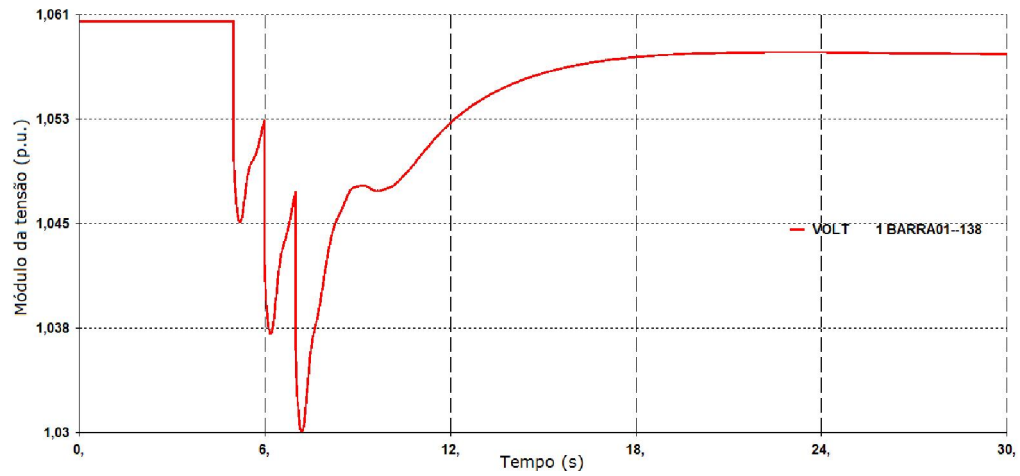


Figura 5.26 – Módulo da tensão na barra 1

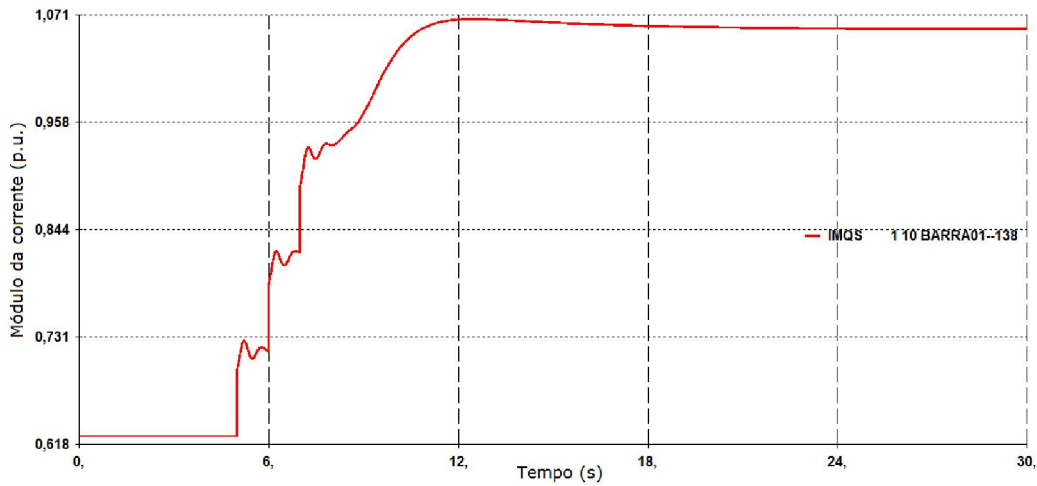


Figura 5.27 – Módulo da corrente de armadura do gerador 1

Visto que o gerador da barra 1 apresentou seu limite físico violado, foi avaliada a potência ativa dos demais geradores do sistema. Foi verificada violações nos geradores das barras 2, 6 e 14. A figura 5.28 apresenta os comportamentos das potência ativa dos geradores das barras 2, 3, 6, 12 e 14.

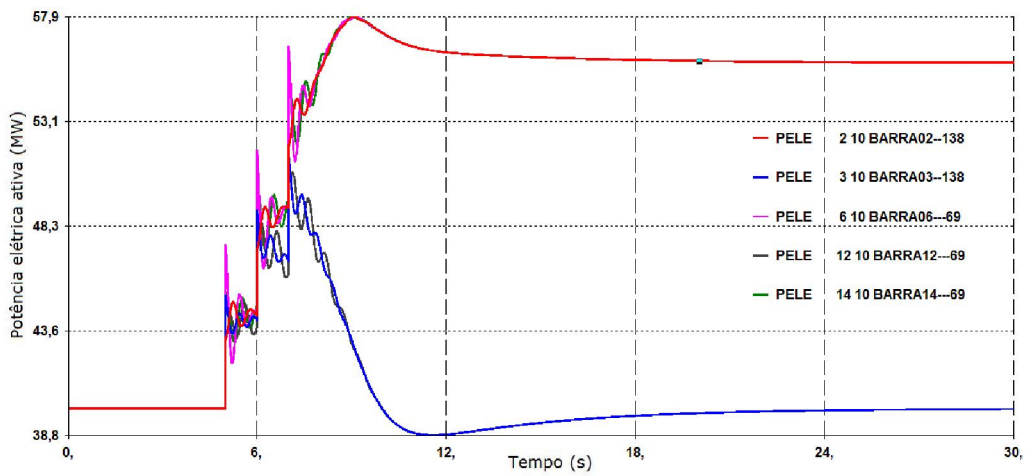


Figura 5.28 – Potência ativa dos geradores 2, 3, 6, 12 e 14

5.2.6 – Caso F

Neste sexto caso, foi analisado o efeito da variação da constante de inércia dos geradores para a ocorrência do CASO A. Ou seja, curto-circuito trifásico na barra 1 com alocação de reator de 999,9 Mvar, juntamente com remoção do curto e abertura da linha de transmissão após um $t_f=0,05s$.

Esta constante de inércia representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina-gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina [7].

Para esta simulação, foi utilizado o valor inicial desta constante de $H=2,474s$, e ocorreu uma redução de 20%. Para sua realização, foi utilizado o Código de Execução DMDG, em que foi variada a constante de inércia H do Modelo 201 dos geradores de polos salientes [3]. A figura 5.28 apresenta este código de execução do arquivo “Built-in”, com destaque na variável que foi modificada.

```
=====
( MODELOS DE GERADORES COM POLOS SALIENTES
=====
DMDG MD02
(
(..... Modelo 201
(No) (CS) (Ld) (Lq) (L'd) (L''d) (Ll) (T'd) (T''d) (T''q)
0201 1 100.3 59.9 35.7 28.3 19.8 7.28 .050 .100
(No) (Ra) (H) (D) (MVA) Fr C
0201 2.474 50.
(
999999
(
```

Figura 5.28 – Código de Execução DMDG

Foi realizada a simulação para $H=1,979s$ e foi verificado que o sistema manteve o sincronismo. Analisando especificamente o gerador 1, notou-se que este passou a operar após a perturbação com: ângulo relativo de 41° , potência ativa de 105,7 MW, potência reativa de 153,7 Mvar, tensão terminal de 0,52 p.u. e corrente de armadura de

1,81 p.u. Comparando com os resultados obtidos para o CASO A, foi percebido que as condições de operação do gerador 1 foram naturalmente iguais apesar da constante de inércia ter sido reduzida. As figuras 5.29, 5.30, 5.31, 5.32 e 5.33 apresentam os comportamentos do ângulo relativo, da potência ativa, da potência reativa, do módulo da tensão e da corrente de armadura do gerador 1, respectivamente.

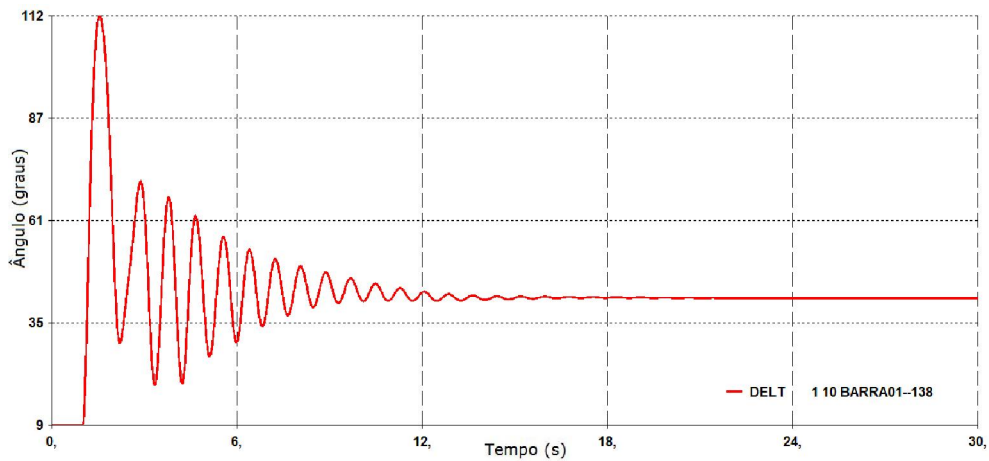


Figura 5.29 – Ângulo relativo do gerador 1

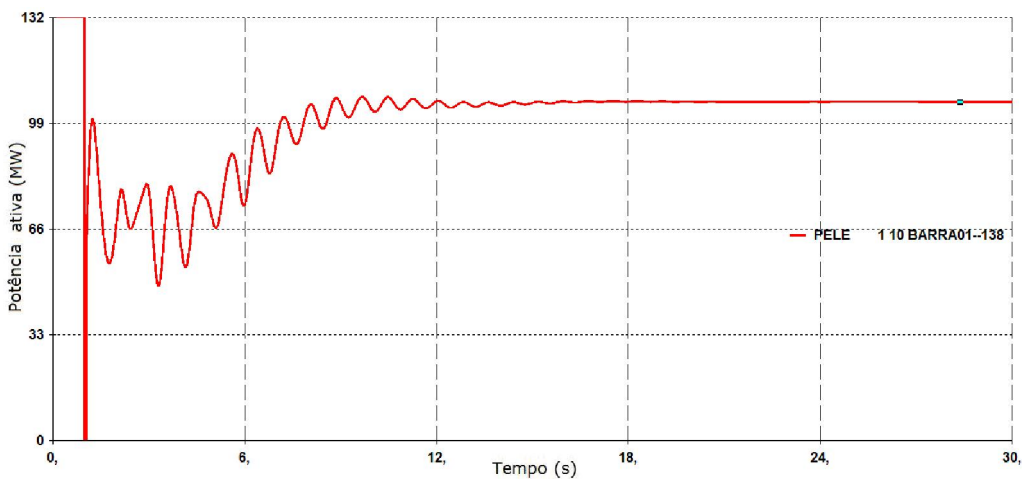


Figura 5.30 – Potência ativa do gerador 1

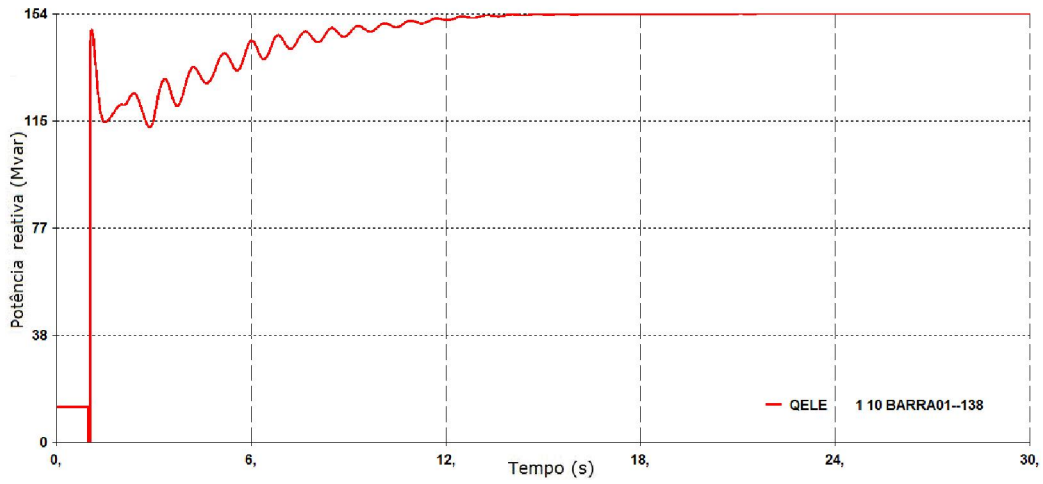


Figura 5.31 – Potência reativa do gerador 1

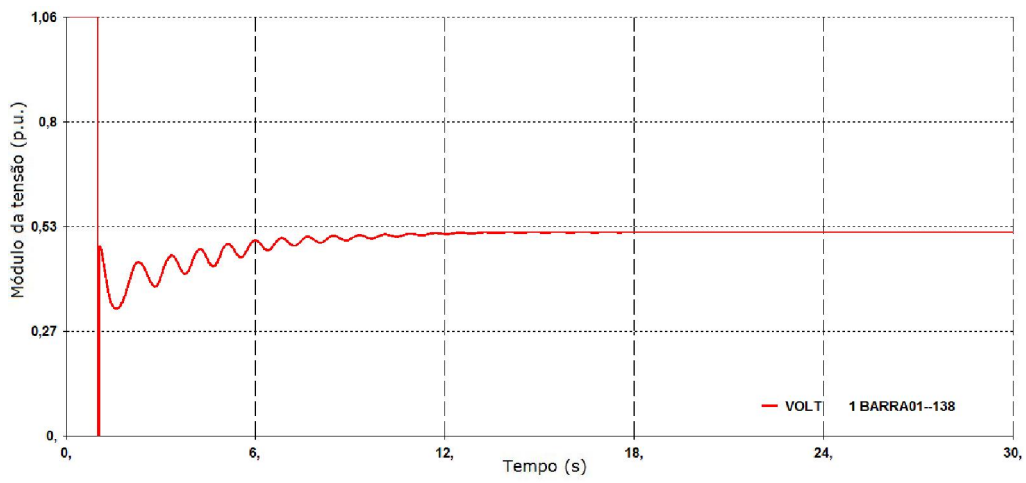


Figura 5.32 – Módulo da tensão na barra 1

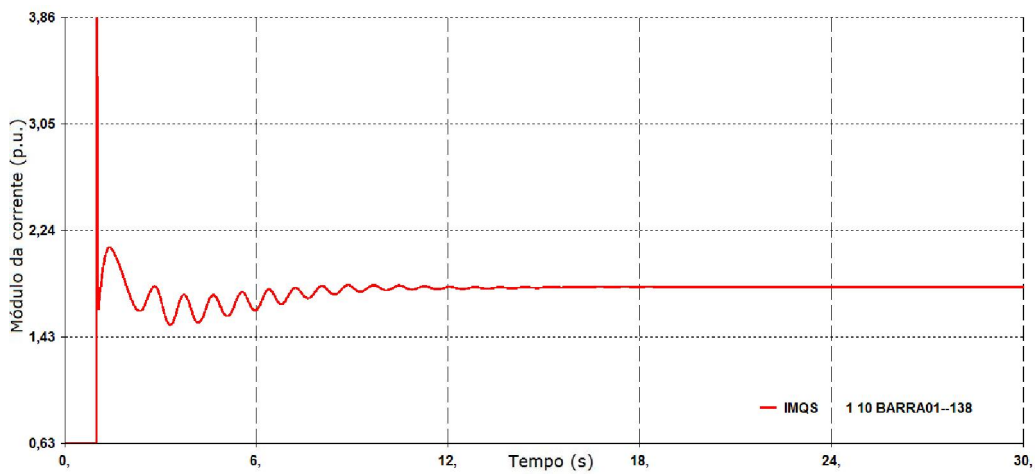


Figura 5.33 – Módulo da corrente de armadura do gerador 1

6 – Conclusões

Neste projeto de graduação, foi apresentado o comportamento de um sistema teste amplamente difundido para fins acadêmicos (IEEE 14 barras), em que se analisou o regime permanente e o transitório (dinâmico) perante situações reais de contingências.

A utilização do ANAREDE, em sua versão gráfica, apresentou uma interface amigável, que promoveu uma maior facilidade de execução e entendimento das análises dos resultados das simulações. Sem dúvida, é uma poderosa ferramenta para realizar os diversos estudos estabelecidos para este projeto. Uma outra grande vantagem de sua utilização é sua característica padrão para estudos elétricos e, desta forma, ocorreu uma maior familiaridade com a ferramenta que é amplamente utilizada no mercado de trabalho atual.

Neste programa para análise do regime permanente, foram simuladas situações padrões de operação, as quais foram de grande relevância, complementando os conhecimentos adquiridos ao longo do curso de graduação. Neste, foram percebidos os desafios diários na operação de um sistema de potência. Cabe destacar que, na análise de contingências dos três cenários (carga leve, média e pesado), não ocorreu violações de tensões nas barras do sistema CA, e, para futuros trabalhos, poderiam ser estabelecidos limites de tensões menores do que o adotado (10%) e/ou limites específicos por área.

A análise da estabilidade transitória, no caso geral de um sistema multimáquinas, foi feita com o auxílio do programa computacional ANATEM, que simulou o modelo

matemático do sistema para cada situação apresentada. Em outras palavras, esta análise da estabilidade foi baseada na integração numérica das equações matemáticas que representam as máquinas e os demais componentes do sistema de potência. Foi verificado o ângulo entre duas máquinas do sistema, determinado via integração numérica, que, quando tendeu a aumentar desenfreadamente após o instante de aplicação da perturbação, foi concluído que o sistema era instável. Por outro lado, quando as diferenças angulares entre as máquinas atingiram um valor máximo e, depois, decresceram, foi concluído que a tendência era do sistema permanecer estável. Foi verificada a contribuição do religamento de linha de transmissão para a característica de estabilidade do sistema. Também verificou-se violações nos limites físicos dos geradores na ocorrência de aumento de carga programada. E foi avaliada a variação da constante de inércia das máquinas.

Para uma análise qualitativa do problema de instabilidade, é possível utilizar o Critério das Áreas Iguais que, normalmente, é aplicado para um Sistema Máquina-Barra Infinita utilizando o modelo de gerador clássico, diferentemente do modelo de gerador adotado por este projeto. Utilizando o caso em que ocorreu um curto-circuito na barra 1 do Sistema Exemplo IEEE14 barras, no qual, posteriormente, foi aberta a linha de transmissão que conectava as barras 1 e 5, eliminando o curto. Inicialmente o ângulo da máquina 1 foi $\delta_0=8,9^\circ$, e o sistema estava operando em equilíbrio. Após a ocorrência de um curto-circuito trifásico nos terminais da máquina, ocorreu uma aceleração até que o curto-circuito foi eliminado após uma duração de tempo de falta ($t_f=0,05s$) em $\delta_0=41^\circ$. Quando o defeito foi eliminado, o rotor começou a desacelerar até $\delta''_0=180^\circ$ - $\delta'_0=139^\circ$. O tempo máximo (t_{cr}) de eliminação do defeito que garante a condição de estabilidade ($A1 = A2$) e o ângulo crítico δ_{cr} são calculados da seguinte forma:

$$\cos \delta_{cr} = \cos \delta_0'' + \text{sen} \delta_0'' \cdot (\delta_0'' - \delta_0) \cdot \frac{\pi}{180^\circ} \quad ; \quad t_{cr} = \sqrt{\frac{2H(\delta_{cr} - \delta_0)}{180^\circ \cdot f \cdot P_{mec}}}$$

Portanto, utilizando os parâmetros ($f=60\text{Hz}$, $H=2,474\text{s}$, $P_{mec}=1,32\text{p.u.}$), obteve-se que: $\delta_{cr} = 43^\circ$ e $t_{cr} = 0,108\text{s}$. Porém, este tempo crítico não foi coerente com as simulações apresentadas para o CASO A e C do quinto capítulo deste projeto. Com a abertura no tempo padrão dos disjuntores de $0,1\text{s}$; o sistema perdeu a estabilidade, e, sendo mais específico, com $0,07\text{s}$ o sistema perdeu a estabilidade. Desta forma, foi verificado que, para este projeto, o Critério das Áreas Iguais será abordado apenas de forma qualitativa.

Como analisado ao longo das simulações do quinto capítulo deste projeto, a operação dos geradores de maneira estável foi fundamental para o abastecimento contínuo das cargas do sistema. Superar o problema de instabilidade foi o principal objetivo deste estudo. Portanto, seria possível realizar algumas medidas para aumentar os limites da estabilidade transitória de uma usina geradora ligada radialmente a um sistema elétrico. Estas medidas foram baseadas na argumentação de eventuais reduções de áreas de aceleração e/ou acréscimos nas áreas de frenagem associadas a uma perturbação de um curto-circuito trifásico nos terminais do gerador com abertura de uma linha de transmissão. Estas medidas foram:

1. Utilização de um gerador com maior inércia, pois, desta maneira, o tempo crítico de eliminação de falta fica maior, permitindo os disjuntores operarem abrindo a

linha. Conforme equação: $t_{cr} = \sqrt{\frac{2H(\delta_{cr} - \delta_0)}{180^\circ \cdot f \cdot P_{mec}}}$

2. Operação do gerador sobre-excitado, porque atua na tensão de referência do sistema de controle de excitação, aumentando a tensão de campo do gerador e, conseqüentemente, a potência máxima e a área de frenagem.
3. Utilização de disjuntores de alta velocidade, pois, para um sistema permanecer estável, $t_{disj} < t_{cr}$, quanto menor for o tempo do disjuntor, maior é a chance do sistema ser estável.
4. Redução do despacho da potência mecânica, que, de certa forma, aumenta o tempo crítico de falta assim como a área máxima de frenagem, porém não é uma medida prática do ponto de vista econômico.
5. Reforço de rede, pois a reatância do sistema é reduzida e, conseqüentemente, ocorre um aumento da potência máxima e da área de frenagem.
6. Religamento tripolar rápido, porque, após a ocorrência da falta, quando há um religamento de linha, a área de frenagem é aumentada contribuindo para o sistema manter a estabilidade.

7 – Referências Bibliográficas

- [1] BORGES, CARMEN L. T. ; HAZAN, SERGIO S. ; GUERRA, LEONARDO N. A. – *Apostila de Análise de Sistemas de Potência*. UFRJ, 2005.
- [2] CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL) – *Programa de Análise de Redes – ANAREDE, Manual do Usuário, V09.03.04*. Rio de Janeiro, Setembro de 2008.
- [3] CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL) – *Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM, Manual do Usuário, V10.02.00*. Rio de Janeiro, Junho de 2008.
- [4] ELGERD , O. – *Energy System Theory: An Introduction*. McGraw-Hill, 1971.
- [5] GRAINGER, JOHN J.; STEVENSON JR., WILLIAM D – *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [6] KUNDUR, PRABHA – *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [7] OLIVEIRA, SEBASTIÃO E. – *Notas de aula sobre Estabilidade de Sistemas de Potência*. UFRJ, 2011.

ANEXO (A.1)

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO BASE (Relatório 1 - RCVG)
 RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA
 OPÇÕES ATIVADAS: NEWT

```

X-----X-----X-----X-----X--X
  ITERAÇÃO  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX CONV
  FC  P  Q  V      MW    NUM.    Mvar    NUM.  TENSÃO %  NUM.  FM
X--X--X--X--X-----X-----X-----X-----X-----X--X

      1  1      27.06    5    108.01    5
      2  2      0.15    4      0.04    4
  
```

CONVERGÊNCIA FINAL

```

X-----X-----X-----X-----X--X
  ITERAÇÃO  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX CONV
  FC  P  Q  V      MW    NUM.    Mvar    NUM.  TENSÃO %  NUM.  FM
X--X--X--X--X-----X-----X-----X-----X-----X--X

      0
      2  2  0      0.00    6      0.00    5      0.000    0
  
```

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO BASE
 RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA
 OPÇÕES ATIVADAS: FLAT NEWT

```

X-----X-----X-----X-----X--X
  ITERAÇÃO  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX CONV
  FC  P  Q  V      MW    NUM.    Mvar    NUM.  TENSÃO %  NUM.  FM
X--X--X--X--X-----X-----X-----X-----X-----X--X

      1  1      141.83    6    100.88    5
      2  2      4.03    6      7.91    5
      3  3      0.01    2      0.00    5
  
```

CONVERGÊNCIA FINAL

```

X-----X-----X-----X-----X--X
  ITERAÇÃO  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX BARRA  ERRO MÁX CONV
  FC  P  Q  V      MW    NUM.    Mvar    NUM.  TENSÃO %  NUM.  FM
X--X--X--X--X-----X-----X-----X-----X-----X--X

      0
      3  3  0      0.00    14      0.00    13      0.000    0
  
```

ANEXO (A.2)

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO BASE (Relatório 3 - RBAR)

RELATÓRIO DE BARRAS CA DO SISTEMA * ÁREA 10 * ÁREA 10 - 138 kV

NUM.	BARRA NOME	TP	MOD	ANG	GERAÇÃO		INJEÇÃO EQUIV		CARGA		ELO CC		SHUNT EQUIV		MOTOR	
					MW	Mvar\	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar		MW	Mvar
						CE Mvar							SHUNT L			
1	BARRA01--138	2	1.060	0.0	126.8	18.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	BARRA02--138	1	1.045	-1.2	35.0	-18.5	0.0	0.0	10.3	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	BARRA03--138	1	1.010	-5.5	40.0	3.2	0.0	0.0	30.2	19.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	BARRA04--138	0	1.028	-4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	28.5	-3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	BARRA05--138	0	1.045	-3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	-35.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

RELATÓRIO DE BARRAS CA DO SISTEMA * ÁREA 20 * ÁREA 20 - 69 kV

NUM.	BARRA NOME	TP	MOD	ANG	GERAÇÃO		INJEÇÃO EQUIV		CARGA		ELO CC		SHUNT EQUIV		MOTOR	
					MW	Mvar\	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar		MW	Mvar
						CE Mvar							SHUNT L			
6	BARRA06---69	1	1.062	-12.8	30.0	19.1	0.0	0.0	130.0	-26.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	BARRA12---69	1	1.040	-10.1	30.0	-22.1	0.0	0.0	6.1	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	BARRA13---69	0	1.046	-11.7	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

RELATÓRIO DE BARRAS CA DO SISTEMA * ÁREA 30 * ÁREA 30 - 69 e 34 kV

NUM.	BARRA NOME	TP	MOD	ANG	GERAÇÃO		INJEÇÃO EQUIV		CARGA		ELO CC		SHUNT EQUIV		MOTOR	
					MW	Mvar\	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar		MW	Mvar
						CE Mvar							SHUNT L			
7	BARRA07---34	0	1.023	-7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	BARRA08---34	1	0.972	-7.5	0.0	-27.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	BARRA09---69	0	1.040	-9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	16.6	0.0	0.0	20.6	0.0	0.0	0.0
10	BARRA10---69	0	1.037	-10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	BARRA11---69	0	1.046	-11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	BARRA14---69	1	1.068	-8.4	40.0	11.0	0.0	0.0	14.9	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Sistema Exemplo - IEEEE14 Barras - CASO BASE (Relatório 4 - RLIN)

RELATÓRIO COMPLETO DO SISTEMA * ÁREA 10 * ÁREA 10 - 138 kV

D A D O S - B A R R A										F L U X O S - C I R C U I T O S													
DA BARRA		TENSÃO	GERAÇÃO	INJ EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR	PARA BARRA		FLUXOS			P E R D A S			TENSÃO						
NUM.	KV TIPO	MOD/	MW/	MW/	MW/	MW/	Mvar/	MW/	Mvar/	NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO		
NOME		ANG	MVA_NOM	MVA_EMR	Mvar	FLUXO %	SHUNT L	Mvar	Mvar										MW	Mvar	MOD	ANG	
1	138 2	1.060	126.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0														
BARRA01--138		0.0	18.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0														
			100.0	120.0		42.8%				2	BARRA02--138	1	44.2	9.8	42.8				0.37	-4.73			
			100.0	120.0		42.8%				2	BARRA02--138	2	44.2	9.8	42.8				0.37	-4.73			
			100.0	120.0		25.8%				5	BARRA05--138	1	27.3	-1.3	25.8				0.36	-3.96			
2	138 1	1.045	35.0	0.0	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0														
BARRA02--138		-1.2	-18.5	0.0	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0														
			100.0	120.0		44.2%				1	BARRA01--138	1	-43.9	-14.6	44.2				0.37	-4.73			
			100.0	120.0		44.2%				1	BARRA01--138	2	-43.9	-14.6	44.2				0.37	-4.73			
			100.0	120.0		41.1%				3	BARRA03--138	1	42.3	7.5	41.1				0.81	-1.20			
			100.0	120.0		33.5%				4	BARRA04--138	1	34.9	-2.2	33.5				0.65	-2.06			
			100.0	120.0		19.4%				5	BARRA05--138	1	18.9	-7.4	19.4				0.20	-3.10			
3	138 1	1.010	40.0	0.0	30.2	0.0	0.0	0.0	0.0														
BARRA03--138		-5.5	3.2	0.0	19.0	0.0	0.0	0.0	0.0														
			100.0	120.0		42.0%				2	BARRA02--138	1	-41.5	-8.7	42.0				0.81	-1.20			
			100.0	120.0		14.4%				4	BARRA04--138	1	-12.7	-7.1	14.4				0.13	-3.27			
4	138 0	1.028	0.0	0.0	28.5	0.0	0.0	0.0	0.0														
BARRA04--138		-4.5	0.0	0.0	-3.9	0.0	0.0	0.0	0.0														
			100.0	120.0		33.3%				2	BARRA02--138	1	-34.3	0.2	33.3				0.65	-2.06			
			100.0	120.0		13.0%				3	BARRA03--138	1	12.9	3.8	13.0				0.13	-3.27			
			100.0	120.0		69.2%				5	BARRA05--138	1	-68.4	-19.4	69.2				0.64	0.63			
			100.0	110.0		29.5%				7	BARRA07---34	1	26.4	14.8	29.5	0.978F		030	0.00	1.74			
			100.0	110.0		15.8%				9	BARRA09---69	1	15.6	4.4	15.8	0.969F		030	0.00	1.30			
5	138 0	1.045	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0														
BARRA05--138		-3.1	0.0	0.0	-35.0	0.0	0.0	0.0	0.0														
			100.0	120.0		25.9%				1	BARRA01--138	1	-27.0	-2.7	25.9				0.36	-3.96			
			100.0	120.0		18.3%				2	BARRA02--138	1	-18.7	4.3	18.3				0.20	-3.10			
			100.0	120.0		68.9%				4	BARRA04--138	1	69.1	20.0	68.9				0.64	0.63			
			100.0	110.0		74.4%				6	BARRA06---69	1	76.5	13.3	74.4	0.969*		020	0.00	13.09			

TOTAIS DA AREA 10

GERAÇÃO	INJ EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS
MW/	MW/	MW/	MW/	Mvar/	MW/	MW/	MW/
Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	EQUIV	Mvar	Mvar	Mvar
201.0	0.0	79.0	0.0	0.0	118.5	0.0	3.5
3.0	0.0	-7.2	0.0	0.0	16.5	0.0	-6.3

RELATÓRIO COMPLETO DO SISTEMA * ÁREA 20 * ÁREA 20 - 69 kV

D A D O S - B A R R A										F L U X O S - C I R C U I T O S									
DA BARRA	TENSÃO	GERAÇÃO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR		PARA BARRA	FLUXOS	TAP	DEFAS	TIE	P E R D A S		TENSÃO		
NUM. KV TIPO	MOD/	MW/	MW/	MW/	MW/	MW/	Mvar/	MW/		NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	
NOME	ANG	MVA_NOM	MVA_EMR		Mvar	FLUXO %	SHUNT L									MW	Mvar	MOD	ANG
6 69 1	1.062	30.0	0.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0											
BARRA06---69	-12.8	19.1	0.0	-26.0	0.0	0.0	0.0	0.0											
		100.0	110.0			72.1%				5 BARRA05---138	1	-76.5	-0.2	72.1		010	0.00	13.09	
		50.0	60.0			26.2%				11 BARRA11---69	1	-7.1	12.0	13.1		030	0.16	0.34	
		50.0	60.0			38.7%				12 BARRA12---69	1	-13.0	15.9	19.4			0.46	0.96	
		50.0	60.0			36.4%				13 BARRA13---69	1	-8.4	17.5	18.2			0.22	0.43	
12 69 1	1.040	30.0	0.0	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0											
BARRA12---69	-10.1	-22.1	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0											
		50.0	60.0			38.7%				6 BARRA06---69	1	13.5	-14.9	19.4			0.46	0.96	
		50.0	60.0			19.8%				13 BARRA13---69	1	5.3	-8.8	9.9			0.22	0.20	
13 69 0	1.046	0.0	0.0	13.5	0.0	0.0	0.0	0.0											
BARRA13---69	-11.7	0.0	0.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0											
		50.0	60.0			36.4%				6 BARRA06---69	1	8.6	-17.0	18.2			0.22	0.43	
		50.0	60.0			19.8%				12 BARRA12---69	1	-5.1	9.0	9.9			0.22	0.20	
		50.0	60.0			32.7%				14 BARRA14---69	1	-16.9	2.2	16.3		030	0.46	0.93	
TOTAIS DA ÁREA 20																			
GERAÇÃO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS											
MW/	MW/	MW/	MW/	MW/	Mvar/	MW/	MW/	MW/											
Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	EQUIV	Mvar	Mvar	Mvar											
60.0	0.0	149.6	0.0	0.0	0.0	0.0	91.1	1.5											
-3.1	0.0	-18.6	0.0	0.0	0.0	12.9	0.2	2.9											

RELATÓRIO COMPLETO DO SISTEMA * ÁREA 30 * ÁREA 30 - 69 e 34 kV

D A D O S - B A R R A										F L U X O S - C I R C U I T O S									
DA BARRA	TENSÃO	GERAÇÃO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR		PARA BARRA	FLUXOS	TAP	DEFAS	TIE	P E R D A S		TENSÃO		
NUM. KV TIPO	MOD/	MW/	MW/	MW/	MW/	MW/	Mvar/	MW/		NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	
NOME	ANG	MVA_NOM	MVA_EMR		Mvar	FLUXO %	SHUNT L									MW	Mvar	MOD	ANG
7 34 0	1.023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0											
BARRA07---34	-7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0											
		100.0	110.0			28.9%				4 BARRA04---138	1	-26.4	-13.1	28.9		010	0.00	1.74	
		35.0	40.0			82.0%				8 BARRA08---34	1	0.0	29.3	28.7 1.000F			0.00	1.45	
		50.0	55.0			60.7%				9 BARRA09---69	1	26.4	-16.2	30.3 1.000F			0.00	1.01	
8 34 1	0.972	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0											
BARRA08---34	-7.5	-27.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0											
		35.0	40.0			82.0%				7 BARRA07---34	1	0.0	-27.9	28.7			0.00	1.45	
9 69 0	1.040	0.0	0.0	39.5	0.0	20.6	0.0	0.0											
BARRA09---69	-9.0	0.0	0.0	16.6	0.0	0.0	0.0	0.0											
		100.0	110.0			15.3%				4 BARRA04---138	1	-15.6	-3.1	15.3		010	0.00	1.30	

				50.0	55.0			60.7%			7 BARRA07---34	1	-26.4	17.3	30.3		0.00	1.01
				50.0	60.0			39.1%			10 BARRA10---69	1	20.1	-3.1	19.6		0.12	0.32
				50.0	60.0			19.9%			14 BARRA14---69	1	-7.6	-7.0	9.9		0.13	0.27
	10	69	0	1.037	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0									
	BARRA10	---	69	-10.0	0.0	0.0	6.0	0.0	0.0									
					50.0	60.0					9 BARRA09---69	1	-20.0	3.4	19.6		0.12	0.32
					50.0	60.0					11 BARRA11---69	1	10.9	-9.4	13.9		0.16	0.37
	11	69	0	1.046	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0									
	BARRA11	---	69	-11.5	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0									
					50.0	60.0					6 BARRA06---69	1	7.2	-11.6	13.1	020	0.16	0.34
					50.0	60.0					10 BARRA10---69	1	-10.7	9.8	13.9		0.16	0.37
	14	69	1	1.068	40.0	0.0	14.9	0.0	0.0									
	BARRA14	---	69	-8.4	11.0	0.0	5.0	0.0	0.0									
					50.0	60.0					9 BARRA09---69	1	7.7	7.3	9.9		0.13	0.27
					50.0	60.0					13 BARRA13---69	1	17.4	-1.3	16.3	020	0.46	0.93
TOTAIS DA ÁREA				30														
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X																		
GERAÇÃO		INJ	EQV	CARGA	ELO	CC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS								
MW/		MW/	MW/	MW/	MW/	Mvar/	Mvar/	MW/	MW/	MW/								
Mvar		Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	EQUIV	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar								
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X																		
40.0		0.0	40.0	0.0	20.6	40.0	52.0	0.4										
-16.9		0.0	29.4	0.0	0.0	0.0	29.1	3.4										

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO BASE (Relatório 5 - RARE)
 RELATÓRIO DE DADOS DE ÁREA

ARE	INTERCÂMBIO LÍQUIDO (MW)			IDENTIFICAÇÃO DA ÁREA	
NUM	MÍNIMO	PROGRAMADO	MÁXIMO		
10	110.0	120.0	130.0	ÁREA 10	138 kV
20	-110.0	-100.0	-90.0	ÁREA 20	69 kV
30	-30.0	-20.0	-10.0	ÁREA 30	69 e 34 kV

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO BASE (Relatório 6 - RTIE)
 CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 10 * ÁREA 10 - 138 kV

BARRA M	NOME	NC ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT
5	BARRA05--138	1 20		76.5		0.2
6 *	BARRA06--69					
4	BARRA04--138	1 30		26.4		13.1
7 *	BARRA07--34					
4	BARRA04--138	1 30		15.6		3.1
9 *	BARRA09--69					
ATUAL ESPEC						
TOTAL	118.5	120.0	0.0	118.5	0.0	16.5

CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 20 * ÁREA 20 - 69 kV

BARRA M	NOME	NC ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT
6 *	BARRA06--69	1 10	66.5		0.2	
5	BARRA05--138					
6	BARRA06--69	1 30	7.2		-11.6	
11 *	BARRA11--69					
13	BARRA13--69	1 30	17.4		-1.3	
14 *	BARRA14--69					
ATUAL ESPEC						
TOTAL	-101.2	-100.0	91.1	0.0	-12.7	0.0

CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 30 * ÁREA 30 - 69 e 34 kV

BARRA M	NOME	NC ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT
7 *	BARRA07--34	1 10	26.4		13.1	
4	BARRA04--138					
9 *	BARRA09--69	1 10	25.6		3.1	
4	BARRA04--138					
11 *	BARRA11--69	1 20		7.2		-11.6
6	BARRA06--69					
14 *	BARRA14--69	1 20		17.4		-1.3
13	BARRA13--69					
ATUAL ESPEC						
TOTAL	-17.4	-20.0	52.0	24.6	16.2	-12.9

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO BASE (Relatório 7 - RTOT)
 RELATÓRIO DE TOTAIS DE ÁREA

ÁREA NUM.	GERAÇÃO MW/ Mvar	INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
10	185.8	0.0	63.7	0.0	0.0	118.6	0.0	3.5
	3.0	0.0	-7.2	0.0	0.0	16.5	0.0	-6.3
20	50.0	0.0	149.6	0.0	0.0	0.0	101.2	1.5
	-3.1	0.0	-18.6	0.0	0.0	12.9	0.2	2.9
30	40.0	0.0	57.0	0.0	20.6	24.6	42.0	0.4
	-16.9	0.0	29.4	0.0	0.0	0.0	29.1	3.4
TOTAL	301.0	0.0	295.6	0.0	20.6	143.2	143.2	5.4
	-17.0	0.0	3.6	0.0	0.0	29.4	29.4	0.0

ANEXO (A.3)

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO LEVE (Relatório 8 - RTIE)

CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 10 * ÁREA 10 - 138 kV

BARRA M		NOME	NC	ARE	<< MW >>		<< Mvar >>	
BARRA M	NOME	NC	ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT	
5	BARRA05--138	1	20		80.8		-1.3	
6 *	BARRA06---69							
4	BARRA04--138	1	30		22.8		12.0	
7 *	BARRA07---34							
4	BARRA04--138	1	30		10.4		2.4	
9 *	BARRA09---69							
	ATUAL	ESPEC						
	TOTAL	114.0	120.0	0.0	114.0	0.0	13.1	

CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 20 * ÁREA 20 - 69 kV

BARRA M		NOME	NC	ARE	<< MW >>		<< Mvar >>	
BARRA M	NOME	NC	ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT	
6 *	BARRA06---69	1	10	80.8		-1.3		
5	BARRA05--138							
6	BARRA06---69	1	30	3.2		-11.3		
11 *	BARRA11---69							
13	BARRA13---69	1	30	5.7		-1.8		
14 *	BARRA14---69							
	ATUAL	ESPEC						
	TOTAL	-89.7	-100.0	89.7	0.0	-14.5	0.0	

CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 30 * ÁREA 30 - 69 e 34 kV

BARRA M		NOME	NC	ARE	<< MW >>		<< Mvar >>	
BARRA M	NOME	NC	ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT	
7 *	BARRA07---34	1	10	22.8		12.0		
4	BARRA04--138							
9 *	BARRA09---69	1	10	10.4		2.4		
4	BARRA04--138							
11 *	BARRA11---69	1	20		3.2	-11.3		
6	BARRA06---69							
14 *	BARRA14---69	1	20		5.7	-1.8		
13	BARRA13---69							
	ATUAL	ESPEC						
	TOTAL	-23.9	-20.0	32.8	8.9	14.4	-13.1	

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO LEVE (Relatório 9 - RTOT)

RELATÓRIO DE TOTAIS DE ÁREA

ÁREA NUM.	GERAÇÃO MW/ Mvar	INJ MW/ Mvar	EQV	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
10	179.4	0.0		63.2	0.0	0.0	114.0	0.0	2.6
	-2.6	0.0		-5.8	0.0	0.0	14.4	1.3	-9.9
20	30.0	0.0		119.7	0.0	0.0	0.0	89.7	0.9
	1.4	0.0		-14.9	0.0	0.0	14.5	0.0	1.8
30	30.0	0.0		53.5	0.0	16.5	8.9	32.8	0.4
	-17.1	0.0		23.5	0.0	0.0	0.0	27.6	3.5
TOTAL	239.4	0.0		236.4	0.0	16.5	122.9	122.5	3.9
	-18.2	0.0		2.9	0.0	0.0	28.9	28.9	-4.6

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO PESADO (Relatório 10 - RTIE)
 CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 10 * ÁREA 10 - 138 kV

BARRA M	NOME	NC	ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT
5	BARRA05--138	1	20	84.6		0.4	
6 *	BARRA06--69						
4	BARRA04--138	1	30	32.4		13.2	
7 *	BARRA07--34						
4	BARRA04--138	1	30	17.8		3.1	
9 *	BARRA09--69						
ATUAL ESPEC							
TOTAL		134.8	120.0	0.0	134.8	0.0	16.7

CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 20 * ÁREA 20 - 69 kV

BARRA M	NOME	NC	ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT
6 *	BARRA06--69	1	10	84.6		0.4	
5	BARRA05--138						
6	BARRA06--69	1	30	5.0		-11.5	
11 *	BARRA11--69						
13	BARRA13--69	1	30	6.7		1.0	
14 *	BARRA14--69						
ATUAL ESPEC							
TOTAL		-96.3	-100.0	96.3	0.0	-10.2	0.0

CIRCUITOS DE INTERCÂMBIO * ÁREA 30 * ÁREA 30 - 69 e 34 kV

BARRA M	NOME	NC	ARE	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT
7 *	BARRA07--34	1	10	32.4		13.2	
4	BARRA04--138						
9 *	BARRA09--69	1	10	17.8		3.1	
4	BARRA04--138						
11 *	BARRA11--69	1	20		5.0		-11.5
6	BARRA06--69						
14 *	BARRA14--69	1	20	6.7		1.0	
13	BARRA13--69						
ATUAL ESPEC							
TOTAL		-38.5	-20.0	50.2	11.7	16.3	-10.6

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO PESADO (Relatório 11 - RTOT)

ÁREA NUM.	GERAÇÃO MW/ Mvar	INJ MW/ Mvar	EQV Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
10	232.8	0.0		92.8	0.0	0.0	135.0	0.0	5.0
	9.9	0.0		-8.6	0.0	0.0	16.7	0.0	1.8
20	80.0	0.0		174.0	0.0	0.0	0.0	96.3	2.3
	-8.2	0.0		-22.3	0.0	0.0	11.5	1.3	3.9
30	40.0	0.0		78.3	0.0	24.6	11.7	50.4	0.4
	-12.7	0.0		35.3	0.0	0.0	1.0	27.9	3.6
TOTAL	352.8	0.0		345.1	0.0	24.6	146.7	146.7	7.7
	-11.0	0.0		4.3	0.0	0.0	29.2	29.2	9.3

ANEXO (A.4)

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO BASE (Relatório 14 - EXCT)

CONTINGÊNCIA 4 PRIORIDADE 1
CIRCUITO da Barra 2 BARRA02--138 p/ Barra 3 BARRA03--138 Circ 1 (DESLIGAR)

MONITORAÇÃO DE TENSÃO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORAÇÃO DE GERAÇÃO REATIVA

```
X-----X-----X-----X---X
      BARRA          GERAÇÃO          VIOLAÇÃO LIM
      NUM.    NOME      TP ARE MÍNIMA  Mvar  MÁXIMA  Mvar
X-----X-----X---X---X-----X-----X-----X-----X---X
      3 BARRA03--138  1  10   -30.0   31.8   30.0    1.8 SUP
      2 BARRA02--138  1  10   -30.0  -36.2   30.0   -6.2 INF
```

---- IND SEVER. 0.7 ----

MONITORAÇÃO DE FLUXOS

Não foram encontradas violações de fluxo entre os circuitos monitorados.

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO LEVE (Relatório 15 - EXCT)

CONTINGÊNCIA 4 PRIORIDADE 1
CIRCUITO da Barra 2 BARRA02--138 p/ Barra 3 BARRA03--138 Circ 1 (DESLIGAR)

MONITORAÇÃO DE TENSÃO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORAÇÃO DE GERAÇÃO REATIVA

```
X-----X-----X-----X---X
      BARRA          GERAÇÃO          VIOLAÇÃO LIM
      NUM.    NOME      TP ARE MÍNIMA  Mvar  MÁXIMA  Mvar
X-----X-----X---X---X-----X-----X-----X-----X---X
      2 BARRA02--138  1  10   -30.0  -38.9   30.0   -8.9 INF
```

---- IND SEVER. 1.3 ----

MONITORAÇÃO DE FLUXOS

Não foram encontradas violações de fluxo entre os circuitos monitorados.

Sistema Exemplo - IEEE14 Barras - CASO PESADO (Relatório 16 - EXCT)

CONTINGÊNCIA 4 PRIORIDADE 1
CIRCUITO da Barra 2 BARRA02--138 p/ Barra 3 BARRA03--138 Circ 1 (DESLIGAR)

MONITORAÇÃO DE TENSÃO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORAÇÃO DE GERAÇÃO REATIVA

```
X-----X-----X-----X---X
      BARRA          GERAÇÃO          VIOLAÇÃO LIM
      NUM.    NOME      TP ARE MÍNIMA  Mvar  MÁXIMA  Mvar
X-----X-----X---X---X-----X-----X-----X-----X---X
      3 BARRA03--138  1  10   -30.0   46.5   30.0   16.5 SUP
      2 BARRA02--138  1  10   -30.0  -33.6   30.0   -3.6 INF
```

---- IND SEVER. 4.8 ----

MONITORAÇÃO DE FLUXOS

DA BARRA	PARA BARRA	NC	MW	FLUXOS	MVA/V	VIOLAÇÃO	CARREGAMENTO %
NOME	NOME			Mvar		MVA	SEVERIDADE
4	5						114.11 %
BARRA04--138	BARRA05--138	1	-116.6	-8.6	114.1	14.1 **	
----- IND SEVER.			1.3		-----		

CONTINGÊNCIA 5 PRIORIDADE 1
 CIRCUITO da Barra 2 BARRA02--138 p/ Barra 4 BARRA04--138 Circ 1 (DESLIGAR)

MONITORAÇÃO DE TENSÃO
 Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORAÇÃO DE FLUXOS

DA BARRA	PARA BARRA	NC	MW	FLUXOS	MVA/V	VIOLAÇÃO	CARREGAMENTO %
NOME	NOME			Mvar		MVA	SEVERIDADE
4	5						111.70 %
BARRA04--138	BARRA05--138	1	-113.2	-13.8	111.7	11.7 **	
----- IND SEVER.			1.2		-----		

CONTINGÊNCIA 8 PRIORIDADE 1
 CIRCUITO da Barra 4 BARRA04--138 p/ Barra 5 BARRA05--138 Circ 1 (DESLIGAR)

MONITORAÇÃO DE TENSÃO
 Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORAÇÃO DE GERAÇÃO REATIVA

BARRA	GERAÇÃO	VIOLAÇÃO
NUM. NOME	TP ARE MÍNIMA Mvar MÁXIMA Mvar	LIM Mvar
3 BARRA03--138	1 10 -30.0 30.8 30.0	0.8 SUP
---- IND SEVER.		0.0 ----

MONITORAÇÃO DE FLUXOS

DA BARRA	PARA BARRA	NC	MW	FLUXOS	MVA/V	VIOLAÇÃO	CARREGAMENTO %
NOME	NOME			Mvar		MVA	SEVERIDADE
5	6						100.19 %
BARRA05--138	BARRA06--69	1	102.9	30.7	100.2	0.2 *	
----- IND SEVER.			1.0		-----		

SUMÁRIO DE MONITORAÇÃO (CASOS MAIS SEVEROS)

CASO	NÚMERO	ÍNDICE	IDENTIFICAÇÃO DA CONTINGÊNCIA
CONTING	VIOLAÇÕES	SEVERIDADE	
4	2	4.8 LT 2-3	
8	1	0.0 LT 4-5	

FLUXOS

CASO	NÚMERO	ÍNDICE	IDENTIFICAÇÃO DA CONTINGÊNCIA
CONTING	VIOLAÇÕES	SEVERIDADE	
4	1	1.3 LT 2-3	
5	1	1.2 LT 2-4	
8	1	1.0 LT 4-5	