

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ – UNIFEI  
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – IEE  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM  
SISTEMAS ELÉTRICOS - CESE**

**ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE  
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA CONECTADA A  
UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA**

**MONOGRAFIA**

**Ederson Pereira Madruga**

**Itajubá, MG, Brasil**

**2013**

**ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE  
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA CONECTADA A  
UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA.**

**por**

**Ederson Pereira Madruga**

Monografia apresentada ao Curso de Especialização em sistemas Elétricos de Transmissão do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Instituto de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI, MG), como requisito parcial para obtenção do grau de Especialista em Sistemas Elétricos de Transmissão.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes

Itajubá MG, Brasil

Junho, 2013

Dedico esta monografia ao  
Grande Arquiteto do Universo  
que tudo torna possível.  
A Iris, minha esposa,  
minhas filhas Yasmin e Brenda  
pelo apoio e incentivo em  
todos os momentos.

# Sumário

Capítulo 1 – PROPOSTA.....	1
1.1. INTRODUÇÃO.....	1
Capítulo 2 – ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	5
2.1. MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE .....	6
2.1.1. A Equação de Oscilação .....	6
2.1.2. Equações Elétricas do Gerador Síncrono .....	10
2.1.3. Relação entre Ângulo e Potência.....	11
2.1.4. Caso de linhas considerando perdas .....	13
2.1.5. Critério das Áreas Iguais .....	16
Capítulo 3 – ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.....	20
3.1. PREMISSAS, DADOS E CRITÉRIOS .....	22
3.1.1. Dados .....	22
3.1.1.1. Dados do Sistema .....	22
3.1.1.2. Dados do Gerador.....	23
3.1.1.3. Dados de saturação da unidade geradora e cálculo de AG e BG .....	23
3.1.1.4. Dados dos transformadores elevadores .....	25
3.1.1.5. Dados do sistema de excitação: .....	25
3.1.1.6. Diagramas de blocos.....	26
3.2. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE.....	28
3.3. POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NA SUBESTAÇÃO DA USINA E NAS SUBESTAÇÕES ADJACENTES.....	28
3.4. ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA .....	30
3.5. ESTUDO DE ESTABILIDADE .....	34
3.5.1. Simulações com Carga Leve .....	35
3.5.1.1 CASO 1- Curto-circuito monofásico na barra 51412, PCH Abranjo, 23kV, com abertura permanente de ambos circuitos LT 23kV.....	35
3.5.1.2 CASO 2 - Curto-circuito monofásico na barra 1195, Camaquã, 69kV, com abertura permanente de um transformador 230/69kV.....	38
3.5.1.3 CASO 3 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1239-1194. ....	41
3.5.1.4 CASO 4 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1199-1194. ....	44
3.5.2. Simulações com Carga Pesada .....	48
3.5.2.1 CASO 5 - Curto-circuito monofásico na barra 51412, PCH Abranjo, 23kV, com abertura permanente de ambos circuitos LT 23kV.....	48
3.5.2.2 CASO 6 - Curto-circuito monofásico na barra 1195, Camaquã, 69kV, com abertura permanente de um transformador 230/69kV.....	50

3.5.2.3 CASO 7 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1239-1194. ....	54
3.5.2.8 CASO 8 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1199-1194. ....	57
Capítulo 4 – CONCLUSÕES. ....	61
ANEXOS .....	62
ANEXO A - REGULADOR DE TENSÃO .....	62
ANEXO B - REGULADOR DE VELOCIDADE .....	63
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	65

# Sumário de Ilustrações

FIGURA 1 – HIERARQUIA DA ESTABILIDADE DE SISTEMA DE POTÊNCIA.	3
FIGURA 2 - SISTEMA MÁQUINA VERSUS BARRAMENTO INFINITO.	12
FIGURA 3 - RELAÇÃO ENTRE ÂNGULO E POTÊNCIA.	12
FIGURA 4 - SISTEMA DE UMA MÁQUINA.	14
FIGURA 5 - DIAGRAMA FASORIAL EM REGIME PERMANENTE.	15
FIGURA 6 - CURVAS DE ÂNGULO-POTÊNCIA PARA EXEMPLIFICAR O CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS.	19
FIGURA 7 – SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA CEEE-GT.	20
FIGURA 8 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA.	21
FIGURA 9 – CURVA DE SATURAÇÃO DOS GERADORES.	24
FIGURA 10 – CURVA DE CAPABILIDADE DOS GERADORES.	25
FIGURA 11 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO REGULADOR DE TENSÃO.	26
FIGURA 12 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO REGULADOR DE VELOCIDADE.	27
FIGURA 13 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO SISTEMA EM ANÁLISE.	30
FIGURA 14 - FLUXO DE POTÊNCIA - CARGA LEVE.	31
FIGURA 15 - FLUXO DE POTÊNCIA - CARGA PESADA.	33
FIGURA 16 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 51412.	35
FIGURA 17 – ÂNGULOS DOS ROTORES.	36
FIGURA 18 – POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	36
FIGURA 19 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	37
FIGURA 20 - TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	37
FIGURA 21 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 1195.	38
FIGURA 22 - ÂNGULOS DOS ROTORES ADJACENTES.	39
FIGURA 23 - ÂNGULO DO ROTOR ABRANJO.	39
FIGURA 24 - POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	39
FIGURA 25 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	40
FIGURA 26 - TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	40
FIGURA 27 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 1194.	41
FIGURA 28 – ÂNGULOS DOS ROTORES ADJACENTES.	42
FIGURA 29 - ÂNGULO DO ROTOR ABRANJO.	42
FIGURA 30 – POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	43
FIGURA 31 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	43
FIGURA 32 – TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	43
FIGURA 33 – CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 1194.	44
FIGURA 34 – ÂNGULOS DOS ROTORES ADJACENTES.	45
FIGURA 35 – ÂNGULO DO ROTOR ABRANJO.	45
FIGURA 36 – POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	46
FIGURA 37 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	46
FIGURA 38 – TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	47
FIGURA 39 – CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 51412.	48
FIGURA 40 – ÂNGULOS DOS ROTORES ADJACENTES.	49
FIGURA 41 – POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	49
FIGURA 42 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	50
FIGURA 43 – TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	50
FIGURA 44 – CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 1195.	51
FIGURA 45 – ÂNGULOS DOS ROTORES ADJACENTES.	51
FIGURA 46 – ÂNGULO DO ROTOR ABRANJO.	52
FIGURA 47 – POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	52
FIGURA 48 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	53
FIGURA 49 – TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	53
FIGURA 50 – CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 1194.	54
FIGURA 51 – ÂNGULOS DOS ROTORES ADJACENTES.	55
FIGURA 52 – ÂNGULO DO ROTOR ABRANJO.	55
FIGURA 53 – POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	56
FIGURA 54 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	56

FIGURA 55 – TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	57
FIGURA 56 – CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA BARRA 1194.	58
FIGURA 57 – ÂNGULOS DOS ROTORES ADJACENTES.	58
FIGURA 58 – ÂNGULO DO ROTOR ABRANJO.	58
FIGURA 59 – POTÊNCIAS MECÂNICA E ELÉTRICA DA PCH ABRANJO.	59
FIGURA 60 – FREQUÊNCIAS DAS BARRAS EM ANÁLISE.	59
FIGURA 61 – TENSÕES NAS BARRAS EM ANÁLISE.	60

# Sumário de Tabelas

TABELA 1 – DADOS DE SIMULAÇÃO.	23
TABELA 2 – COEFICIENTES DE SATURAÇÃO.	24
TABELA 3 - DADOS DO TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO.	25
TABELA 4 – PARÂMETROS DO REGULADOR DE TENSÃO.	26
TABELA 5 – PARÂMETROS DO REGULADOR DE VELOCIDADE.	27
TABELA 6 – CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS.	29
TABELA 7 - CURTOS-CIRCUITOS BIFÁSICOS.	29
TABELA 8 - CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS.	29
TABELA 9 – DADOS DE BARRA – FLUXO CARGA LEVE.	30
TABELA 10 – DADOS DO GERADOR ABRANJO – CARGA LEVE.	31
TABELA 11 – FLUXOS NAS LINHAS – CARGA LEVE.	31
TABELA 12 - DADOS DE BARRA – FLUXO CARGA PESADA.	32
TABELA 13 – DADOS DO GERADOR ABRANJO – CARGA PESADA.	32
TABELA 14 - FLUXOS NAS LINHAS – CARGA PESADA.	32
TABELA 15 - TEMPOS INDICATIVOS DE ELIMINAÇÃO DE DEFEITOS.	34



## **Capítulo 1 – PROPOSTA.**

Este trabalho tem por objetivo mostrar o estudo de estabilidade dinâmica da Pequena Central Hidrelétrica Abranjo (PCH-Abranjo), conectada ao sistema de distribuição em média tensão de uma distribuidora de energia elétrica, no município de Encruzilhada do Sul, Rio Grande do Sul.

A PCH Abranjo é composta por três unidades geradoras, com potência prevista de 4860 kW.

O resultado das simulações do comportamento dinâmico da PCH frente a pequenas e grandes perturbações será apresentado.

### **1.1. INTRODUÇÃO.**

A estabilidade de um sistema elétrico de potência (SEP) pode ser definida como a capacidade que este possui de permanecer em um estado de operação de equilíbrio em condições normais de operação e de atingir um estado de equilíbrio aceitável após ter sofrido uma perturbação (KUNDUR, 1994).

O estudo de estabilidade está ligado à manutenção da operação do sistema em sincronismo, pois considerando que os SEP são formados por geradores síncronos entregando a potência necessária para atendimento à carga através de linhas de transmissão, o fluxo de potência ativa está intimamente relacionado com as diferenças entre os ângulos de fase dos geradores. Esta diferença angular deve permanecer constante para que o fluxo também permaneça nesta condição (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Em regime permanente, todas as máquinas síncronas operam com a mesma frequência elétrica, e a potência elétrica gerada é igual à soma das potências das cargas mais as perdas nas linhas. Nesse caso, diz-se que o sistema está em um ponto de operação estável, e permanecerá assim até que alguma perturbação aconteça.

Além da perda de sincronismo outros motivos podem caracterizar a perda de sincronismo, como em casos de colapso de tensão, que ocorre devido a uma sequência de eventos que leva a níveis de tensão inaceitáveis em uma grande parte do sistema de potência. O principal fator que contribui para uma instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência reativa (KUNDUR, 1994).

As perturbações transitórias que ocorrem em SEP podem ser divididas em duas categorias: pequenas ou grandes perturbações (KUNDUR, 1994). Pequenas perturbações ocorrem na forma de variações normais de carga no sistema, e ocorrem frequentemente, fazendo com que o sistema se ajuste ao novo ponto de operação. De forma geral, as pequenas perturbações podem ser definidas como perturbações que apesar de retirarem o sistema do seu ponto de equilíbrio, são de uma magnitude tal que o sistema ainda pode ser analisado pelas suas características locais, do ponto de vista de sistemas não lineares. Sendo assim, para o estudo de pequenas perturbações as equações diferenciais que representam o sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação estável, denominado de ponto de equilíbrio.

As grandes perturbações são eventos mais severos, tais como curtos-circuitos, perda de grandes blocos de carga e perda de geração. Nesse caso, as não-linearidades inerentes aos sistemas de potência não podem ser

desprezadas e a análise do sistema é conhecida como um estudo de estabilidade transitória. A estabilidade transitória é caracterizada pela capacidade do sistema de se manter em sincronismo quando submetido a grandes perturbações. A resposta resultante do sistema envolve grandes excursões dos ângulos dos geradores e é influenciada pela relação não-linear entre potência e ângulo. Ainda, depende da condição inicial de operação e da severidade do distúrbio. Normalmente ocorrem alterações no sistema, como desligamentos de linhas e cargas, de forma que o ponto de operação após o distúrbio é diferente do ponto de operação inicial (KUNDUR, 1994).

Dessa forma, pode-se caracterizar o fenômeno de estabilidade angular em duas formas (KUNDUR, 1994): estabilidade a pequenos sinais (pequenas perturbações) e estabilidade transitória. A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático da classificação usual do estudo de estabilidade em SEP.

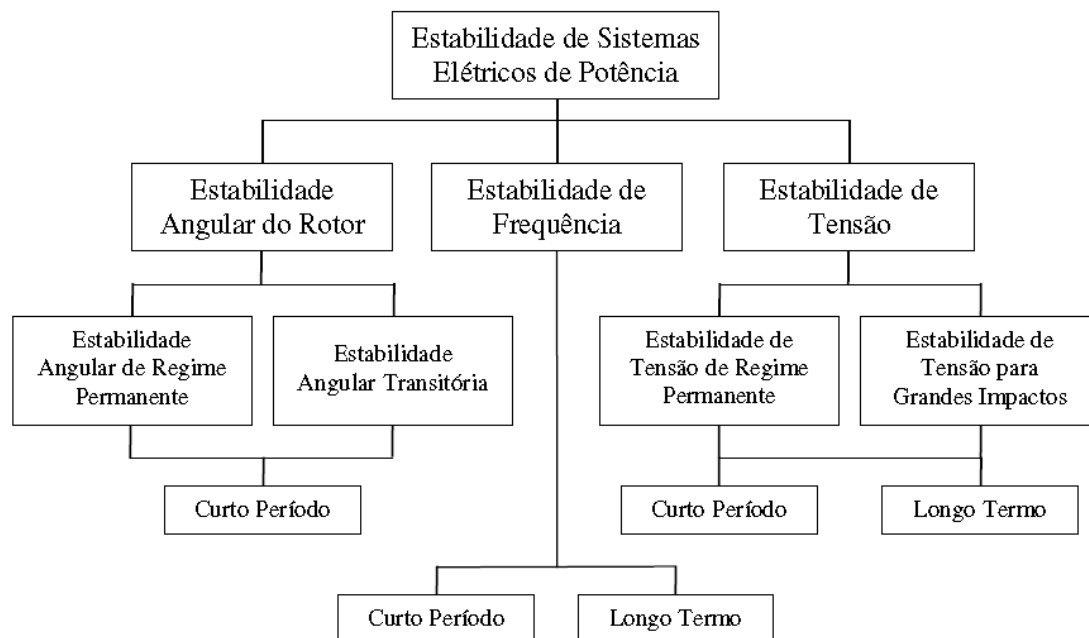


Figura 1 – Hierarquia da Estabilidade de Sistema de potência.

O comportamento transitório do sistema após uma perturbação, conforme observado através da trajetória das suas variáveis de estado, é oscilatório por natureza, e, se o sistema for estável, tais oscilações serão amortecidas e uma nova condição de operação estável será estabelecida (ANDERSON; FOUAD, 2002). É desejável que o SEP tenha as oscilações amortecidas, ou seja, que haja uma estabilidade assintótica, significando que o sistema possui forças inerentes que tendem a reduzir as oscilações. (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Dentro deste contexto, esta monografia irá estudar um caso real, em que a estabilidade transitória de um sistema de distribuição de energia elétrica foi avaliada, para a inserção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

## Capítulo 2 – ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.

O Estudo de Estabilidade é uma das mais importantes análises realizada para os sistemas de potência interligados. A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como sendo a capacidade que este sistema tem de se manter em um estado de equilíbrio, quando em condições operativas normais, e de alcançar um estado de equilíbrio viável após ter sido submetido a uma perturbação como: curto-circuito em um elemento importante, saída de operação de grandes blocos de carga ou de geração, etc.

Os geradores e seus dispositivos de controle e proteção, linhas de transmissão e seus elementos de compensação, proteção e controle, transformadores e seus respectivos controles de tap, cargas de tipos e características diversas, dentre outros, devem ser considerados no Estudo de Estabilidade, já que este é um problema único e global.

Além destes, deve-se considerar ainda: as localizações e tipos de inúmeras perturbações possíveis, a coordenação global e local dos sistemas de controle e proteção, os esquemas especiais de emergência, as flutuações da carga, etc. Como pode ser visto é muito complexo um estudo com tal abrangência. No entanto, fatores como: a severidade dos impactos considerados, a natureza física da instabilidade resultante, o tempo de avaliação e as características dos elementos e processos envolvidos contribuem para uma possível divisão dos estudos em três classes distintas, ou seja: estabilidade angular do rotor; estabilidade de tensão e estabilidade de longo prazo ou de longo termo. Dentro deste contexto, este trabalho está

focado no estudo da estabilidade transitória de um sistema de distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, em um estudo de caso onde a Estabilidade de um sistema de distribuição é avaliada quando da conexão de uma Pequena Central Hidrelétrica.

## **2.1. MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE**

As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema podem ser obtidas através do balanço de potência em cada gerador síncrono do sistema. Um elemento primário fornece potência mecânica à máquina, e parte desta energia mecânica é convertida em energia elétrica que é entregue à rede. A parte que não é convertida torna-se uma potência de aceleração do rotor da máquina (BRETAS; ALBERTO, 2000).

A seguir é apresentada, brevemente, algumas das equações fundamentais para o entendimento da estabilidade em SEP.

### **2.1.1. A Equação de Oscilação**

As equações relativas à inércia rotacional e que descrevem o efeito do desbalanço entre os torques eletromagnético e mecânico das máquinas síncronas são de grande importância na análise da estabilidade em SEP (KUNDUR, 1994).

Um torque desbalanceado atuando no rotor irá resultar em uma aceleração ou desaceleração do mesmo, de acordo com a Segunda Lei de Newton:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad (1)$$

Onde:

$J$ : momento de inércia do conjunto rotor-turbina do gerador [ $\text{kg m}^2$ ];

$\delta_m$ : ângulo do rotor em relação a uma referência girando à velocidade síncrona, expresso em radianos mecânicos [rad];

$T_m$ : torque mecânico [Nm];

$T_e$ : torque elétrico [Nm];

$T_a$ : torque de aceleração [Nm].

Para a máquina operando como gerador, os torques mecânico e elétrico são considerados positivos.

O torque mecânico tem origem no agente motor (água, vapor, entre outros), e a potência elétrica exigida pelas cargas gera torques elétricos, através dos campos magnéticos (BRETAS; ALBERTO, 2000). Se a máquina está funcionando como gerador, o torque mecânico atua no sentido de acelerar o rotor do gerador, e o torque elétrico no sentido contrário. Dessa forma, se o torque mecânico for maior que o elétrico, a aceleração é positiva e, caso contrário, a máquina sofre uma desaceleração. Em regime permanente, ambos os torques são iguais e a máquina opera com aceleração nula e velocidade constante.

Multiplicando a equação (1) pela velocidade angular mecânica, e lembrando que a potência é igual ao produto entre o torque e a velocidade angular, tem-se que:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2)$$

Onde:

$\omega_m$ : velocidade angular mecânica [radianos mecânicos/s];

$P_m$ : potência mecânica [W];

$P_e$ : potência elétrica entregue pelo gerador [W];

$P_a$ : potência de aceleração [W].

Considera-se que a velocidade angular mecânica  $\omega_m$  não se afasta significativamente da velocidade síncrona  $\omega_s$ , pois, caso contrário, o sistema perderia o sincronismo rapidamente e o sistema se tornaria instável. Dessa forma, pode-se definir a constante de inércia como (BRETAS; ALBERTO, 2000):

$$J\omega_m \cong J\omega_s = M \quad (3)$$

Sendo  $M$  em  $\left[\frac{kgm^2}{s}\right] \equiv [Js] \equiv [Ws^2]$ , e a velocidade síncrona em radianos elétricos por segundo. Usualmente, os dados fornecidos por fabricantes trazem outra constante, definida pela relação entre a energia cinética em MJ (megajoules) quando a máquina opera com velocidade síncrona e a potência nominal do gerador em MVA, definida por (4) (GRAINGER; STEVENSON JR, 1994):

$$H = \frac{0,5J \omega_{sm}^2}{S_{nom}} \quad (4)$$

Onde  $S_{nom}$  é a potência trifásica nominal em MVA e  $\omega_{sm}$  a velocidade angular síncrona em radianos mecânicos por segundo.

A partir das equações (3) e (4), tem-se que:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{nom} \quad (5)$$



Como a potência elétrica injetada na rede é uma função dos ângulos elétricos, é necessário relacionar os ângulos mecânicos das máquinas ( $\delta_m$ ) com os ângulos elétricos da rede ( $\delta_e$ ). Para tanto, pode-se reescrever a equação (2) como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (6)$$

onde  $P_m$ ,  $P_e$  e  $P_a$  são as potências mecânica, elétrica e de aceleração em pu na mesma base que a constante H;  $\omega_s$  é a velocidade angular síncrona em radianos elétricos por segundo e  $\delta$  é o ângulo do rotor da máquina, medido pela diferença angular entre a referência síncrona e o eixo do campo magnético gerado pelo enrolamento de campo (eixo direto), expresso em radianos elétricos.

A equação (6) é conhecida como a equação de oscilação e representa a equação de movimento de uma máquina síncrona, sendo possível reescrevê-la na forma de duas equações diferenciais de primeira ordem:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (7)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (8)$$

onde  $P_m$  e  $P_e$  estão em pu,  $\omega$  e  $\omega_s$  em radianos elétricos por segundo e  $\delta$  em radianos elétricos.

### 2.1.2. Equações Elétricas do Gerador Síncrono

Uma máquina síncrona é basicamente composta por um enrolamento de campo e um enrolamento de armadura. Um campo magnético de excitação é produzido pela energização do enrolamento de campo por uma fonte de corrente contínua, o qual se encontra inserido no rotor da máquina e apresenta movimento rotacional imposto por uma turbina acoplada em seu eixo. O enrolamento de armadura encontra-se no estator e é formado por um conjunto de bobinas (fases a, b, c), alojadas em ranhuras na periferia do estator. Ainda, as máquinas síncronas podem ser compostas também por enrolamentos amortecedores localizados no rotor, os quais são formados por barras condutoras curto-circuitadas e utilizados para melhorar o amortecimento de oscilações de velocidade do rotor (KUNDUR, 1994).

Uma máquina síncrona pode ser representada por um circuito equivalente do rotor e pelo circuito trifásico do enrolamento de armadura. A tensão em qualquer um dos enrolamentos é dada por (ANDERSON; FOUAD, 2002):

$$v = \pm \sum ri(t) \pm \sum \frac{d\lambda(\theta,t)}{dt} \quad (9)$$

onde  $r$  é a resistência do enrolamento e  $\lambda(\theta, t)$  o fluxo concatenado com o enrolamento. Trabalhar com estas expressões é complicado, uma vez que o fluxo concatenado varia com a posição do rotor, relacionado com uma referência fixa no estator. A Transformação de Park (Transformação dq0) é utilizada para alterar o referencial do sistema para uma referência rotacional que acompanha o sentido do movimento do rotor (ANDERSON; FOUAD, 2002).

### 2.1.3. Relação entre Ângulo e Potência

Na equação de oscilação de um gerador síncrono, a entrada de potência mecânica pode ser considerada constante se considerado que variações elétricas na rede ocorram antes que o regulador de velocidade atue. Se a potência mecânica é constante, a potência elétrica ( $P_e$ ) é que determinará se o rotor irá acelerar, desacelerar ou se manter girando à velocidade síncrona. Quando as duas potências se igualam, diz-se que a máquina opera em regime permanente.

As variações de potência elétrica são determinadas pelas condições do sistema elétrico. Distúrbios severos no sistema podem fazer com que varie rapidamente, gerando transitórios eletromecânicos. Assumindo que o efeito das variações de velocidade sobre a tensão gerada possa ser desprezado, pode-se dizer que a maneira com que varia é determinada pelas equações de fluxo de potência e pelo modelo escolhido para representar o comportamento elétrico da máquina (GRAINGER; STEVENSON JR, 1994).

A Figura 2 apresenta o diagrama de um sistema simples composto por um gerador síncrono conectado através de uma linha de transmissão sem perdas a uma barra remota, considerada como uma barra infinita. O gerador é representado por seu modelo clássico, ou seja, uma tensão atrás da sua reatância síncrona.

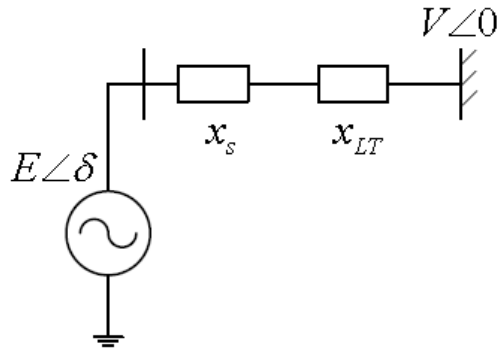


Figura 2 - Sistema máquina versus barramento infinito.

Pode-se mostrar que as potências ativa e reativa entregues pelo gerador são dadas pelas equações (16) e (17), respectivamente (ANDERSON; FOUAD, 2002; STEVENSON, 1974). Ou seja, a relação entre potência ativa e ângulo é uma senóide, como mostra a Figura 3.

$$P = \frac{EV}{x \sin(\delta)} \quad (16)$$

$$Q = -\frac{E^2}{x} - \frac{EV}{x} \cos(\delta) \quad (17)$$

onde  $x$  é a reatância equivalente igual a  $x_s + x_{LT}$ ,  $x_{LT}$  é a reatância da linha de transmissão e  $x_s$  a reatância síncrona.

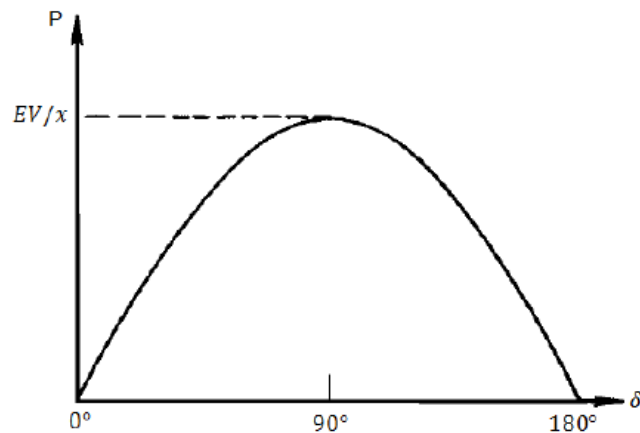


Figura 3 - Relação entre ângulo e potência.

Em regime permanente o gerador síncrono pode ser representado por uma tensão interna em série com a reatância síncrona de eixo direto. Esse modelo se trata de uma aproximação, uma vez que não são considerados fatores como a saturação do circuito magnético e a diferença entre as reatâncias de eixo direto e quadratura no caso de geradores de pólos salientes (ANDERSON; FOUAD, 2002).

Logo, a relação entre ângulo e potência, considerando as simplificações realizadas no modelo, é altamente não-linear, uma vez que a potência varia de acordo com o seno do ângulo. Se forem utilizados modelos mais precisos e complexos das máquinas, incluindo os efeitos dos controles do sistema de excitação, como reguladores automáticos de tensão, o comportamento da potência em relação ao ângulo se diferencia daquele apresentado na equação (16), no entanto a forma geral permanece similar (KUNDUR, 1994).

#### **2.1.4. Caso de linhas considerando perdas**

Para a análise da estabilidade angular, é necessário encontrar os valores iniciais das variáveis do gerador, considerando a máquina operando em regime permanente. É importante lembrar que não se pode desprezar a dependência entre a potência reativa entregue pelo gerador e o ângulo de fase da tensão interna quando se trata de conexão em sistemas de distribuição, uma vez que neste contexto a resistência elétrica da linha não pode ser desprezada e a relação R/X desses sistemas pode ser elevada (FREITAS et al., 2005).

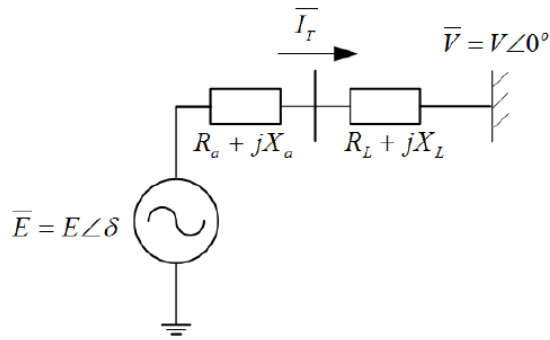


Figura 4 - Sistema de uma máquina.

Considere um sistema composto por um gerador síncrono, representado por uma fonte de tensão em série com uma impedância (modelo clássico), conectado ao sistema através de uma linha com perdas, como mostra a Figura 4. A tensão interna eficaz do gerador é igual a:

$$E = V + (R + jX)I_T \quad (18)$$

Onde  $X = X_S + X_L$ ,  $R = R_S + R_L$ , e:

$X_S$ : reatância do estator do gerador;

$X_L$ : reatância série do alimentador de distribuição;

$R_S$ : resistência do estator do gerador;

$R_L$ : resistência série do alimentador de distribuição;

$I_T$ : magnitude da corrente terminal do gerador;

$V$ : magnitude da tensão da barra remota.

O diagrama fasorial para o sistema da Figura 4 é apresentado na Figura 5, adaptada de (KUNDUR, 1994).

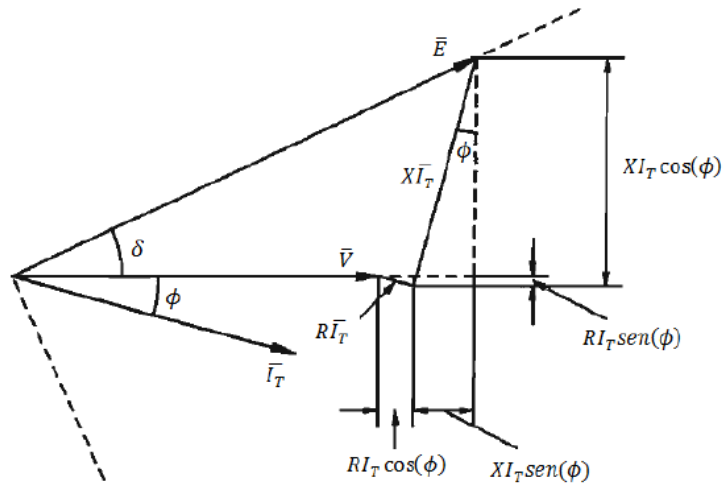


Figura 5 - Diagrama fasorial em regime permanente.

Dessa forma, pode-se mostrar que, para este sistema, o ângulo interno do gerador em regime permanente é dado por (KUNDUR, 1994):

$$\delta = \tan^{-1} \left( \frac{X_{LT} \cos(\phi) - R_{LT} \sin(\phi)}{V + R_{LT} \cos(\phi) + X_{LT} \sin(\phi)} \right) \quad (19)$$

Onde  $\phi$  é o ângulo entre os fasores  $\bar{I}_T$  e  $\bar{V}$ .

A equação (19) pode ser reescrita como:

$$\delta = \tan^{-1} \left( \frac{XP - RQ}{V^2 + RP + XQ} \right) \quad (20)$$

onde  $P = V I_T \cos(\phi)$  é a potência ativa injetada na barra remota e  $Q = V I_T \sin(\phi)$  é a potência reativa injetada na barra remota.

A partir da equação (20), pode-se afirmar que (FREITAS et al., 2005):

- se o gerador estiver operando com fator de potência capacitivo, estará injetando potência reativa no sistema, então  $Q > 0$ . Logo, o valor numérico do argumento do arco tangente da equação (20) diminui, e por consequência o ângulo diminui;

- se o gerador estiver operando com fator de potência indutivo, estará absorvendo energia reativa do sistema, então  $Q < 0$ . Logo, o valor numérico do

argumento do arco tangente da equação (20) aumenta e, por consequência, o ângulo  $\delta$  aumenta.

### **2.1.5. Critério das Áreas Iguais**

Como as equações que descrevem a dinâmica eletromecânica de um sistema elétrico de potência são não-lineares por natureza, uma solução analítica não pode ser encontrada explicitamente para qualquer sistema elétrico. A primeira ideia que surgiu para resolver o problema de estabilidade angular de forma rápida e, até certo ponto, genérica é conhecida como critério das áreas iguais, aplicada na análise de sistemas compostos por duas máquinas ou uma máquina e um barramento infinito. Esse critério é fundamentado no conceito de energia de um sistema (STEVENSON, 1974; BRETAS; ALBERTO, 2000).

Considere um sistema de um gerador conectado a uma barra infinita. Através da análise gráfica da curva de ângulo-potência, pode-se determinar a máxima excursão de ângulo para uma determinada perturbação no sistema. Mesmo não sendo um método aplicado a sistemas multimáquinas ou a sistemas com modelos mais completos dos geradores, o mesmo auxilia no entendimento de fatores básicos que influenciam na estabilidade angular de um sistema elétrico de potência (KUNDUR, 1994).

Algumas simplificações são consideradas na aplicação do critério de áreas iguais:

- a potência mecânica de entrada dos geradores é considerada constante, pois considera-se que não há atuação do regulador de velocidade



na primeira oscilação, devido às constantes de tempo do regulador e da turbina serem mais lentas do que a dinâmica observada;

- as máquinas síncronas são representadas por uma tensão constante atrás de sua reatância transitória, desprezando-se, assim, os efeitos do controle automático de excitação do gerador;

□ consideram-se as máquinas como dispositivos ideais, não estando sujeitas a efeitos de amortecimentos.

A partir da equação de oscilação (6) e seguindo o desenvolvimento apresentado em (KUNDUR, 1994), para uma condição de repouso da máquina em relação à barra infinita pode-se mostrar que:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (21)$$

onde  $\delta_0$  é o ângulo inicial do rotor e  $\delta_m$  o valor máximo que o ângulo atinge. Observa-se que o cálculo da integral corresponde à energia potencial equivalente ao cálculo de áreas na curva de potência-ângulo (BRETAS; ALBERTO, 2000).

A Figura 6 apresenta as curvas de potência para um determinado sistema de uma máquina conectada a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão, para as condições pré-falta, durante a falta e pós-falta. Durante o pré-falta, a máquina opera no ponto indicado com o número 1 na Figura 6, com a potência mecânica igual à potência elétrica. A falta ocorre em uma das linhas e é eliminada pela abertura da mesma. Ao ocorrer a falta, a capacidade de transmissão de potência do sistema diminui, e por isso a curva de potência está abaixo das curvas representando as outras condições (pré e pós-falta). Como o ângulo da máquina não pode variar de forma descontínua (BRETAS; ALBERTO, 2000), a potência elétrica diminui instantaneamente

passando do ponto 1 para o ponto indicado pelo número 2 na curva de potência do sistema em falta. No ponto 2, a potência mecânica de entrada é maior do que a potência elétrica de saída, e então a máquina irá acelerar.

Eliminado o defeito em certo ângulo  $\delta_a$ , através da abertura da linha faltosa, o sistema passa a ter uma capacidade de transmissão um pouco mais elevada e passa do ponto 3 sobre a curva do sistema em falta para o ponto 4 na curva pós-falta. Neste ponto o ângulo continuará aumentando mesmo com a desaceleração que ocorre devido à potência elétrica ser maior do que a mecânica, uma vez que o sistema acelerou durante a falta e atingiu o ponto 4 com uma velocidade maior do que a velocidade síncrona. Se a velocidade da máquina atingir o valor da velocidade síncrona com um ângulo menor do que  $\delta_m$ , o sistema continua desacelerando, pois a potência elétrica ainda é maior do que a potência mecânica, e o ângulo passa a decrescer. Atingindo  $\delta_1$ , a velocidade é menor do que a velocidade síncrona, e, dessa forma, o ângulo continua a decrescer fazendo com que a máquina acelere novamente e oscile em torno do novo ponto de equilíbrio em  $\delta_1$ . Se o ângulo  $\delta_m$  é atingido com uma velocidade maior do que a velocidade síncrona, a máquina irá acelerar-se novamente, pois a potência mecânica se tornará maior do que a elétrica, afastando-se definitivamente do ponto de equilíbrio  $\delta_1$  (BRETAS; ALBERTO, 2000).

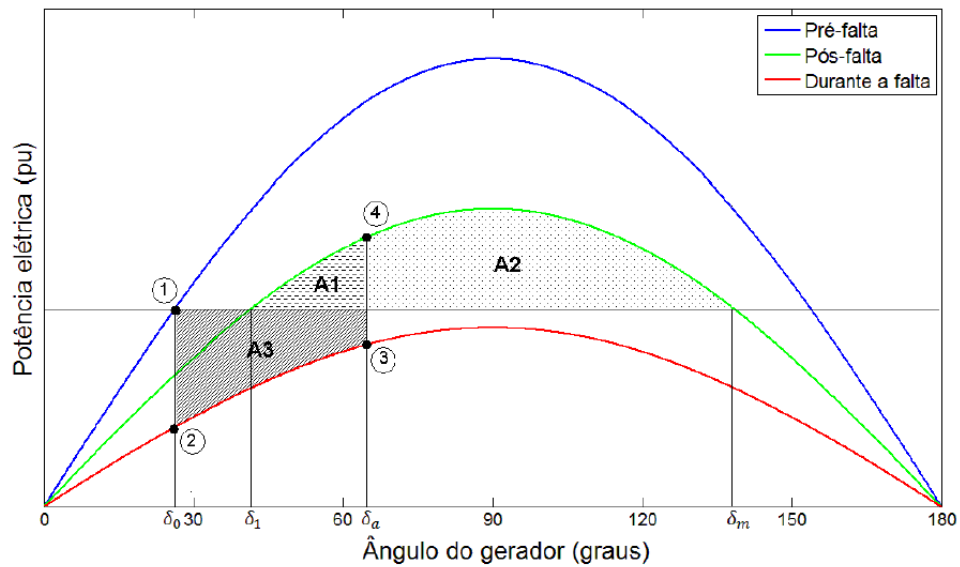


Figura 6 - Curvas de ângulo-potência para exemplificar o critério das áreas iguais.

Seguindo o desenvolvimento apresentado em (BRETAS; ALBERTO, 2000), pode-se mostrar que, se o defeito for eliminado em um certo ângulo  $\delta_a$  tal que a área 3 seja menor do que a área 2 ( $A3 < A2$ ), então o sistema é estável, e o novo ponto de equilíbrio será em  $\delta_1$ . Caso contrário, se  $A3 > A2$ , o sistema será instável, uma vez que a área A3 que representa o ganho de energia cinética devido à aceleração da máquina será maior do que A2, que representa a energia perdida durante a desaceleração.

# Capítulo 3 – ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.

A PCH ABRANJO com potência prevista de 4860 kW, distribuídos em três unidades geradoras, está localizada nas coordenadas geográficas aproximadas 30° 4 7'4 0"S e 5 2° 37' 38"W , no rio Arroio Abranjo, no município de Encruzilhada do Sul, no estado do Rio Grande do Sul, com entrada em operação prevista para 2013.

A Figura 7 ilustra a Área de Concessão da CEEE-GT e a localização da PCH Abranjo.



Figura 7 – Sistema de Transmissão da CEEE-GT.

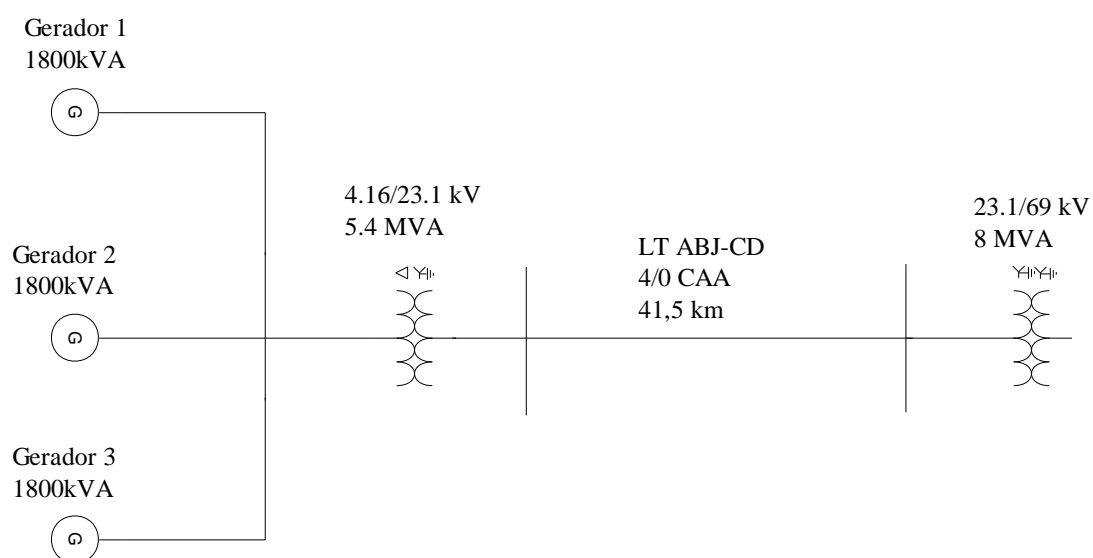
Nesta monografia, serão apresentados e analisados os resultados dos estudos do comportamento dinâmico do conjunto usina - rede de transmissão, durante a ocorrência de transitórios eletromecânicos devido a distúrbios internos e/ou externos às usinas.

Serão objetos de análise:

- verificação da estabilidade dinâmica das unidades geradoras diante de pequenas perturbações;

- verificação da estabilidade do sistema diante de impactos como curto-circuito monofásico próximos das usinas.

A linha de transmissão é restrita para conexão da central geradora, foi definida pelo acessado, a CEEE-D, e é constituída de um circuito duplo, na tensão de 23.1 kV, interligando a Central Geradora e a subestação de Encruzilhada do Sul, com aproximadamente 41,5 km da subestação, conforme Figura 8 a seguir.



**Figura 8 - Diagrama unifilar simplificado do sistema.**

## **3.1. PREMISSAS, DADOS E CRITÉRIOS**

### **3.1.1. Dados**

#### **3.1.1.1. Dados do Sistema**

Os casos de fluxo de potência e as configurações da rede, utilizadas como base de dados, foram preparados a partir dos casos do Operador Nacional do Sistema (ONS) PEL-2012/2013 (Planejamento da Operação Elétrica) para o ano de 2013, ano de entrada em operação da usina em estudo.

A base de dados para os estudos de estabilidade eletromecânica, compreendendo os dados dos geradores, compensadores estáticos, síncronos e conversores de frequência e seus respectivos sistemas de controle, são os fornecidos pelo ONS.

Sobre a base de dados citada, serão feitas modificações necessárias à incorporação de novos componentes na área sob análise, além da atualização das informações referentes à usina em estudo. Assim, foram incorporadas as características atualizadas das unidades geradoras da PCH Abranjo e de seus sistemas de controle, informadas pelos respectivos fornecedores.

### 3.1.1.2. Dados do Gerador

A seguir, estão indicados os dados efetivamente utilizados nas simulações, dados estes, fornecidos pelo fabricante:

Tabela 1 – Dados de simulação.

DADO	DESCRIÇÃO	VALOR
	Nº de unidades geradoras	3
S	Potência Aparente Nominal de Palca (MVA)	1,80
P	Potência Ativa Nominal (MW)	1,62
V	Tensão Nominal (kV)	4,16
I	Corrente Nominal (A)	249,80
fp	Fator de Potência ( $\cos \phi$ ) (sobre excitado e subexcitado)	0,90
rpm	Rotação (RPM)	1200
Xd	Reatância Síncrona de eixo direto (%)	136,36
X'd	Reatância Transitória de eixo direto (%)	40,80
X''d	Reatância Subtransitória de eixo direto (%)	13,76
Xq	Reatância Síncrona de eixo em quadratura (%)	71,86
T'do	Constante de tempo transitória do eixo direto a circ. aberto (s)	3,6546
T''do	Constante de tempo subtransitória do eixo direto a circ. aberto (s)	0,2976
T''qo	Constante de tempo subtransitória do eixo em quadratura (s)	0,07
H	Constante de Inércia (MW/MVA)	2,95

### 3.1.1.3. Dados de saturação da unidade geradora e cálculo de AG e BG

A partir das curvas de saturação em vazio dos geradores, fornecidas pelo fabricante, foram calculados os valores dos parâmetros Ag e Bg, utilizados pelo modelo de simulação que representa, em pu, o efeito da saturação no gerador. Os valores determinados estão de acordo com a metodologia apresentada no livro “Power System Control and Stability”, de Paul Anderson e Fouad e são apresentados a seguir:

Tabela 2 – Coeficientes de Saturação.

DADO	DESCRIÇÃO	VALOR
Ag	Coeficiente de Saturação A	0,025
Bg	Coeficiente de Saturação B	6,931

A curva de saturação dos geradores da PCH Abranjo encontra-se a seguir:

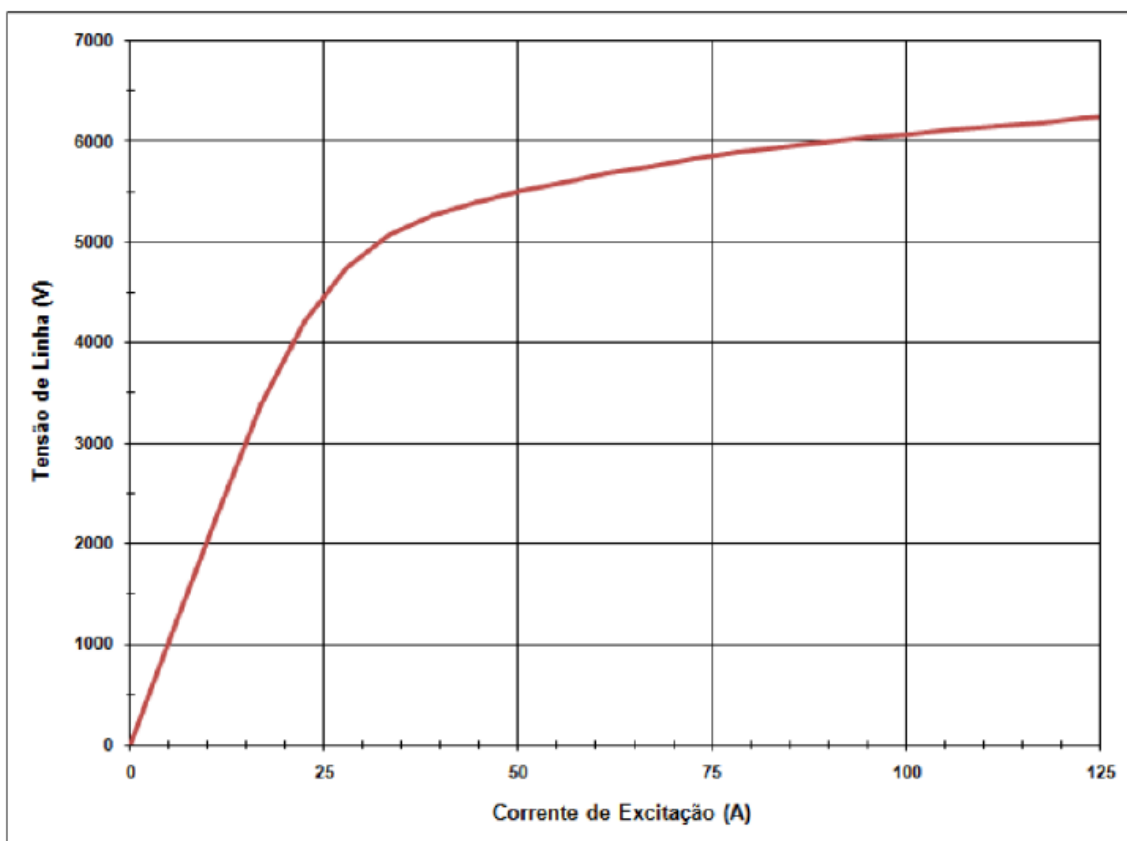


Figura 9 – Curva de saturação dos geradores.



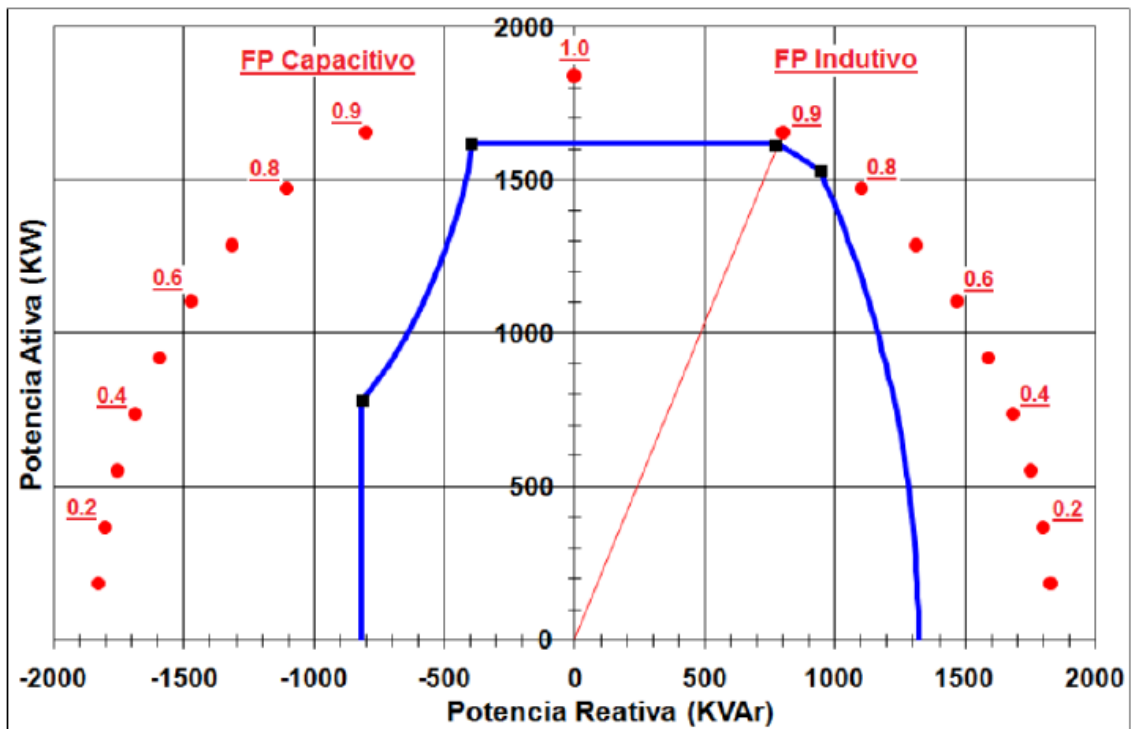


Figura 10 – Curva de Capabilidade dos Geradores.

### 3.1.1.4. Dados dos transformadores elevadores

Tabela 3 - Dados do transformador de Acoplamento.

DADO	DESCRIÇÃO	VALOR
	Nº de unidades	1
S	Potência Nominal do Transformador (MVA)	5,40
Vp	Tensão Nominal dos enrolamentos Primários	23,10
	Ligação do Primário	Yt
Vs	Tensão Nominal dos enrolamentos Secundários	4,16
	Ligação do Secundário	Δ
Z+	Impedância de Sequência Positiva (% na Base do Transformador)	7,00%

### 3.1.1.5. Dados do sistema de excitação:

- ✓ Excitatriz Brushless
- ✓ Regulador de Tensão e Velocidade (Grameyer GRTD2000)
- ✓ Não Possui sinal adicional estabilizador

### 3.1.1.6. Diagramas de blocos

A seguir, estão representados os diagramas de blocos do regulador de tensão e regulador de velocidade, conforme utilizados nas simulações para análise do comportamento dinâmico das unidades geradoras.

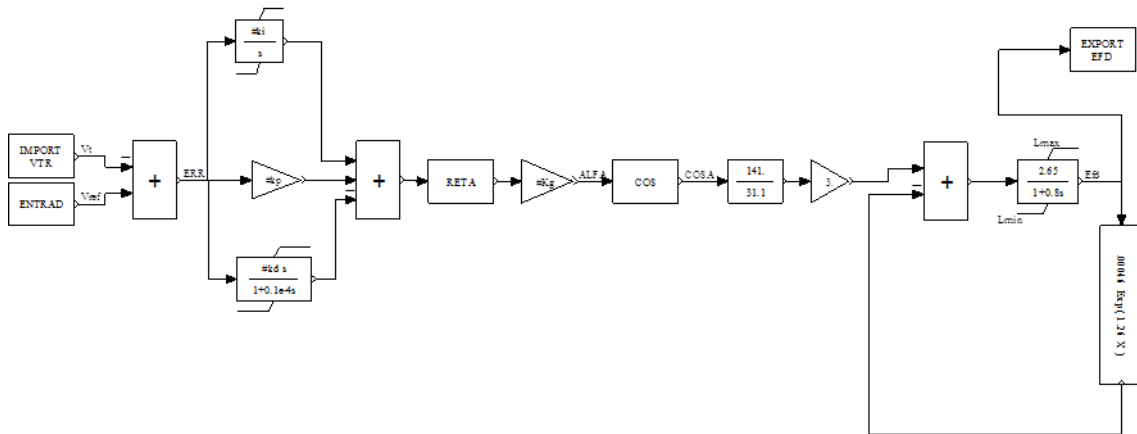


Figura 11 – Diagrama de blocos do regulador de tensão.

O arquivo cdu implantado no ANATEM encontra-se no ANEXO A.

Tabela 4 – Parâmetros do Regulador de Tensão.

PARÂMETRO	VALOR ADOTADO
Kp	540
Ki	50
Kd	0,1
kg	0,00415
A	-1
B	150
Lmax	3
Lmin	0



### **3.2. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE**

A operação confiável de um sistema elétrico de potência, no que tange à estabilidade eletromecânica, implica na manutenção de condições operativas estáveis, tanto em regime permanente quanto em resposta à impactos de médio porte, em qualquer ponto do sistema.

Entende-se por desempenho em regime permanente, a resposta do sistema a pequenos distúrbios derivados da variação da carga e/ou do chaveamento de elementos do sistema. Entende-se por impactos de médio porte aqueles causados por curto-circuito seguido de abertura de linhas, geradores ou blocos de carga.

Os tempos de isolamento dos defeitos são avaliados considerando os tempos dos elementos manobrados pela atuação da proteção, que dependem do arranjo físico da subestação, e do tempo de atuação da proteção em si. Tempos típicos de isolamento de defeito nos sistemas de 230 kV são da ordem de 150ms enquanto que em 69 kV da ordem de 800ms.

### **3.3. POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NA SUBESTAÇÃO DA USINA E NAS SUBESTAÇÕES ADJACENTES**

Nas tabelas a seguir, encontram-se as potências de curtos-circuitos trifásico, trifásico- terra, bifásico, bifásico- terra e monofásico, nos barramentos de 23 kV da subestação da PCH Abranjo e subestações adjacentes, no ano de 2013.

Tabela 6 – Curtos-circuitos trifásicos.

BARRAMENTO	C.C. TRIFÁSICO				C.C. TRIFÁSICO TERRA			
	MÓDULO (MVA)	CORRENTE (kA)	ÂNGULO (°)	X/R	MÓDULO (MVA)	CORRENTE (kA)	ÂNGULO (°)	X/R
Abranjo 4.16kV	56,63	7,86	84,18	9,81	56,63	7,86	84,18	9,81
Abranjo 23kV	48,01	1,21	78,71	5,01	48,01	1,21	78,71	5,01
Encruzilhada 23kV	61,12	1,53	78,25	8,81	61,12	1,53	78,25	8,81
Encruzilhada 69kV	112,8	0,94	69,88	2,73	112,8	0,94	69,88	2,73
Camaquã 69kV	651,56	5,45	84,07	9,63	651,56	5,45	84,07	9,63
Camaquã 230kV	1348,08	3,38	79,25	5,27	1348,08	3,38	79,25	5,27

Tabela 7 - Curtos-circuitos bifásicos.

BARRAMENTO	C.C. BIFÁSICO				C.C. BIFÁSICO TERRA			
	MÓDULO (MVA)	CORRENTE (kA)	ÂNGULO (°)	X/R	MÓDULO (MVA)	CORRENTE (kA)	ÂNGULO (°)	X/R
Abranjo 4.16kV	49	6,8	54,2	1,38	49,1	6,8	54,2	1,38
Abranjo 23kV	41,6	1,04	48,7	1,13	52,6	1,32	89,9	572,9
Encruzilhada 23kV	52,9	1,33	48,3	1,12	64,2	1,61	85,2	11,9

Tabela 8 - Curtos-circuitos monofásicos.

BARRAMENTO	C.C. MONOFÁSICO			
	MÓDULO (MVA)	CORRENTE (kA)	ÂNGULO (°)	X/R
Abranjo 4.16kV	0,11	0,015	0,13	0
Abranjo 23kV	56,75	1,42	80,07	5,71
Encruzilhada 23kV	68,21	1,71	79,32	5,3
Encruzilhada 69kV	64,5	0,54	74,37	3,57
Camaquã 69kV	876,68	7,34	83,95	9,44
Camaquã 230kV	1408,38	3,54	80,19	5,78

### 3.4. ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA

Na primeira parte deste trabalho são desenvolvidos estudos de fluxo de potência para o sistema em cargas leve e pesada. O sistema pode ser representado pelo diagrama esquemático unifilar ilustrado na Figura 13.

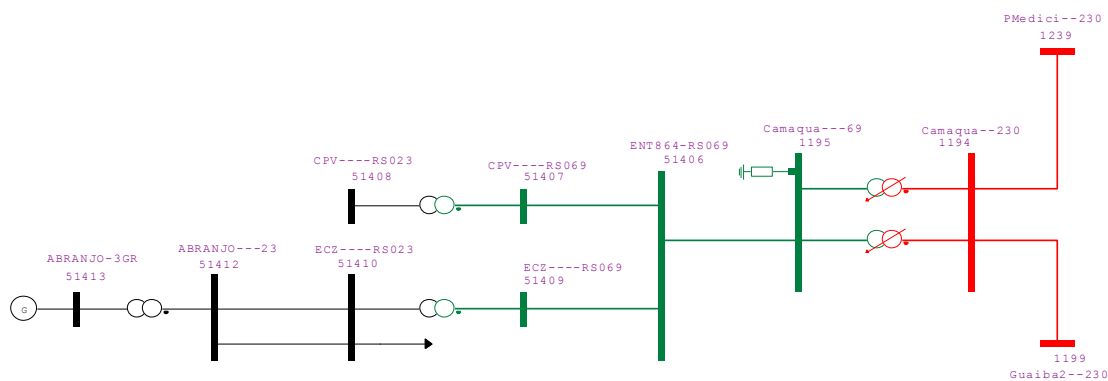


Figura 13 – Diagrama esquemático do sistema em análise.

O fluxo de potência foi executado no ANAREDE. O fluxo em carga leve é demonstrado a seguir. A tabela 9 traz as informações das barras.

Tabela 9 – Dados de barra – Fluxo Carga Leve.

Barra CA							
Número da barra	Nome da barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]	Ângulo da fase da tensão [°]	Geração ativa na barra [MW]	Geração reativa na barra [Mvar]	Carga ativa [MW]	Carga reativa [Mvar]
1194	Camaqua--230	1,0188	-62,8233	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1195	Camaqua---69	1,0422	-65,9002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1199	Guaiba2--230	1,0361	-60,6872	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1239	PMedici--230	1,0397	-60,3953	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51406	ENT864-RS069	0,9958	-67,5922	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51407	CPV---RS069	0,9862	-68,1646	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51408	CPV---RS023	0,9933	-70,9109	0,0000	0,0000	4,1502	1,4592
51409	ECZ---RS069	0,9952	-67,5934	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51410	ECZ---RS023	0,9862	-68,6069	0,0000	0,0000	5,9948	2,0976
51412	ABRANJO--23	1,0280	-64,5276	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51413	ABRANJO-3GR	1,0000	-60,9262	4,8600	-0,0755	0,0000	0,0000

As condições de despacho da PCH Abranjo, é demonstrado na Tabela

10.

Tabela 10 – Dados do gerador Abranjo – Carga Leve.

Gerador				
Número da barra de geração	Nome da barra	Geração ativa [MW]	Geração reativa [Mvar]	Magnitude especificada da tensão de geração [p.u.]
51413	ABRANJO-3GR	4,8600	-0,0755	1,0000

O fluxo nas linhas de transmissão pode ser visto na Tabela 11.

Tabela 11 – Fluxos nas Linhas – Carga Leve.

Circuito CA						
Número da barra 'DA'	Número da barra 'PARA'	Número do circuito	Tipo do circuito	Fluxo de potência ativa entre as barras K e M [MW]	Fluxo de potência aparente entre as barras K e M [MVA]	Perdas ativas no circuito [MW]
51406	51409	1	LINHA	1,3640	3,0107	0,0007
51409	51410	1	TRAFO TAP FIXO	1,3633	3,0337	0,0000
51410	51412	1	LINHA	-2,3158	2,3291	0,1142
51410	51412	2	LINHA	-2,3158	2,3291	0,1142
51412	51413	1	TRAFO TAP FIXO	-4,8600	4,8750	0,0000

A Figura 14 ilustra os dados do fluxo em carga leve.

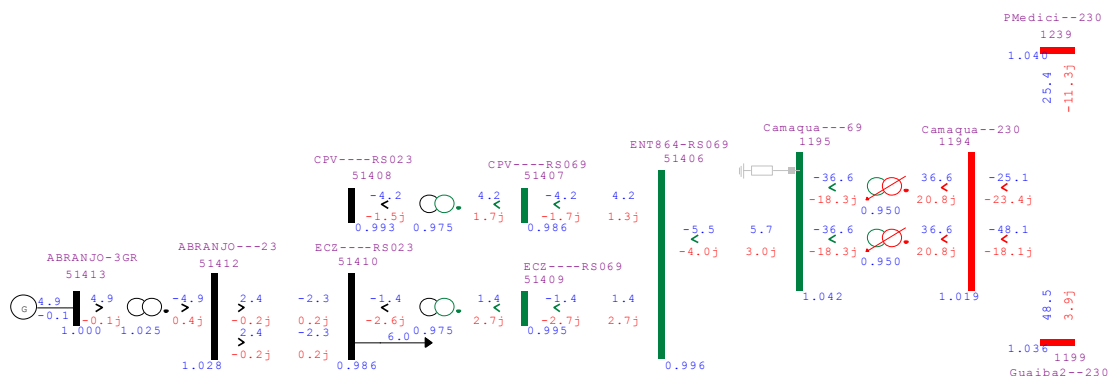


Figura 14 - Fluxo de Potência - Carga Leve.

Os dados das barras para fluxo em carga pesada é visto na Tabela 12.

**Tabela 12 - Dados de barra – Fluxo Carga Pesada.**

Barra CA							
Número da barra	Nome da barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]	Ângulo da fase da tensão [°]	Geração ativa na barra [MW]	Geração reativa na barra [Mvar]	Carga ativa [MW]	Carga reativa [Mvar]
1194	Camaqua--230	0,9938	-68,2028	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1195	Camaqua--69	1,0350	-71,6157	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1199	Guaiba2--230	1,0061	-65,3909	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1239	PMedici--230	1,0280	-66,1421	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51406	ENT864-RS069	0,9841	-73,6969	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51407	CPV---RS069	0,9734	-74,3278	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51408	CPV---RS023	0,9779	-77,3928	0,0000	0,0000	4,5000	1,6000
51409	ECZ---RS069	0,9834	-73,7041	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51410	ECZ---RS023	0,9758	-75,1261	0,0000	0,0000	6,5000	2,3000
51412	ABRANJO--23	1,0231	-71,1983	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51413	ABRANJO-3GR	1,0000	-67,5797	4,8600	0,2931	0,0000	0,0000

As condições de despacho da PCH Abranjo em carga pesada é demonstrado na Tabela 13.

**Tabela 13 – Dados do gerador Abranjo – Carga Pesada.**

Gerador				
Número da barra de geração	Nome da barra	Geração ativa [MW]	Geração reativa [Mvar]	Magnitude especificada da tensão de geração [p.u.]
51413	ABRANJO-3GR	4,8600	0,2931	1,0000

O fluxo nas linhas de transmissão pode ser visto na Tabela 14.

**Tabela 14 - Fluxos nas Linhas – Carga Pesada.**

Circuito CA						
Número da barra 'DA'	Número da barra 'PARA'	Número do circuito	Tipo do circuito	Fluxo de potência ativa entre as barras K e M [MW]	Fluxo de potência reativa entre as barras K e M [Mvar]	Perdas ativas no circuito [MW]
51409	51410	1	TRAFO TAP FIXO	1,8700	2,5641	0,0000
51410	51412	1	LINHA	-2,3150	0,0674	0,1150
51410	51412	2	LINHA	-2,3150	0,0674	0,1150
51412	51413	1	TRAFO TAP FIXO	-4,8600	0,0142	0,0000



A figura 15 ilustra o fluxo e as tensões para carga pesada.

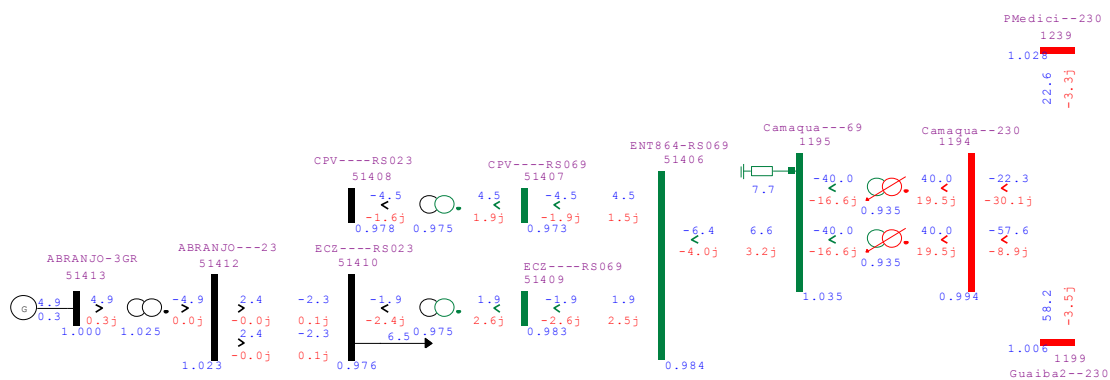


Figura 15 - Fluxo de Potência - Carga Pesada.

### 3.5. ESTUDO DE ESTABILIDADE

O principal critério para a estabilidade transitória e dinâmica é que os geradores mantenham-se em sincronismo durante a transição de uma condição operativa em regime permanente para outra, causada por perturbação de qualquer natureza.

Nos estudos de estabilidade transitória e dinâmica, em qualquer condição de carga, o sistema deverá ser estável para curtos-circuitos monofásicos, sem religamento, considerando-se a perda de um de seus elementos da rede (carga, gerador, linha de transmissão ou transformador). O curto monofásico é usado como critério devido a sua alta probabilidade de ocorrência.

Os casos foram processados nos patamares de carga leve e pesada, com despacho pleno nos geradores da PCH Abranjo.

Os tempos de duração de defeito foram adotados conforme estabelecidos no submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS e mostrados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**Tabela 15 abaixo.

Tabela 15 - Tempos indicativos de eliminação de defeitos.

Tensão nominal de operação (kV)	Tempo de eliminação (milissegundos) (operação dos relés + abertura do disjuntor), sem falha de disjuntor
69	800
230	150

Para tensão de distribuição, neste estudo 23.1kV, foi adotado tempo de eliminação de 800ms, tempo típico de religadores de distribuição, uma vez que este parâmetro não é regulado pelo PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

Foram analisadas contingências simples, com curto-circuito monofásico aplicado próximo aos barramentos das subestações e abertura permanente de linhas e transformadores, nas condições de Carga Leve e Carga Pesada, conforme segue.

### 3.5.1. Simulações com Carga Leve

#### 3.5.1.1 CASO 1- Curto-circuito monofásico na barra 51412, PCH Abranjo, 23kV, com abertura permanente de ambos circuitos LT 23kV.

O primeiro caso analisado é um curto-circuito monofásico na barra 51412, 23kV, com abertura da LT 23kV, 51410–51412, com eliminação em 800ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT.

O diagrama unifilar apresentado na Figura 16 ilustra a perturbação a ser analisada neste item.

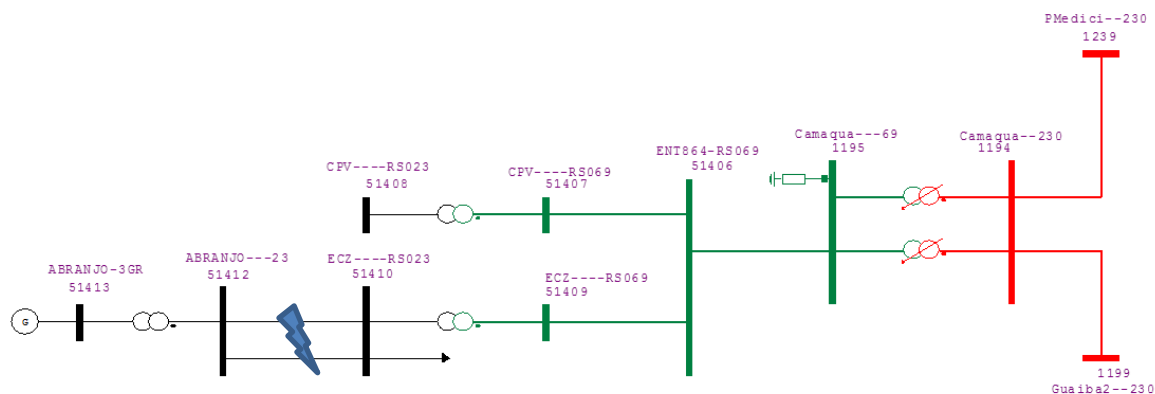


Figura 16 - Curto-circuito monofásico na barra 51412.

As variações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança são observadas na Figura 17. O ângulo do rotor de Abranjo não é representado, pois como temos rejeição de carga o gerador perde o sincronismo como esperado.

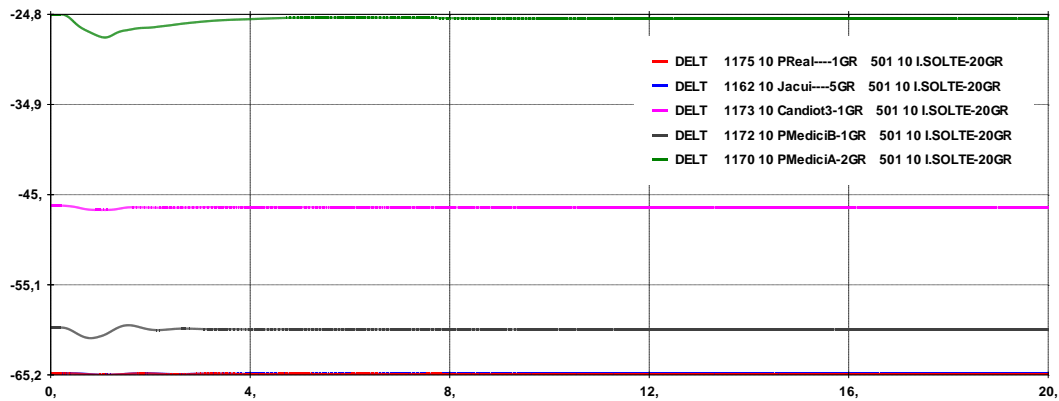


Figura 17 – Ângulos dos rotores.

A figura 18 mostra as potências Mecânica e Elétrica do gerador Abranjo, deixando evidente a rejeição de carga provocada pelo curto-circuito.

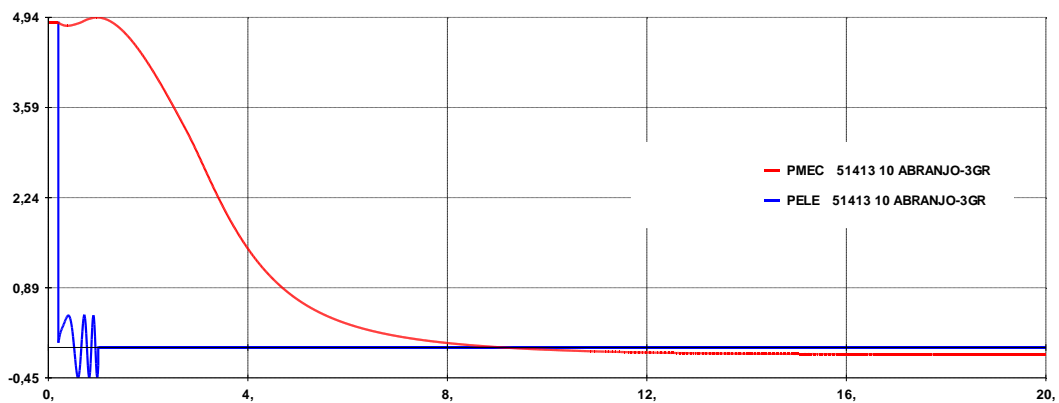


Figura 18 – Potências Mecânica e Elétrica da PCH Abranjo.

A figura 19 traz as frequências em algumas barras do sistema, mostrando que esta varia dentro de faixa tolerável.

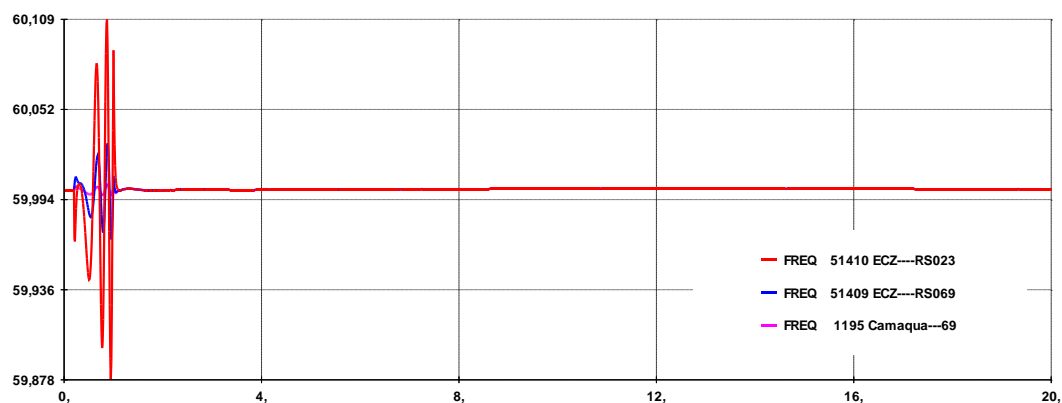


Figura 19 – Frequências das barras em análise.

Os níveis de tensão nas barras do sistema mostra que após a eliminação do defeito, todas as barras ficam com tensão dentro da faixa adequada.

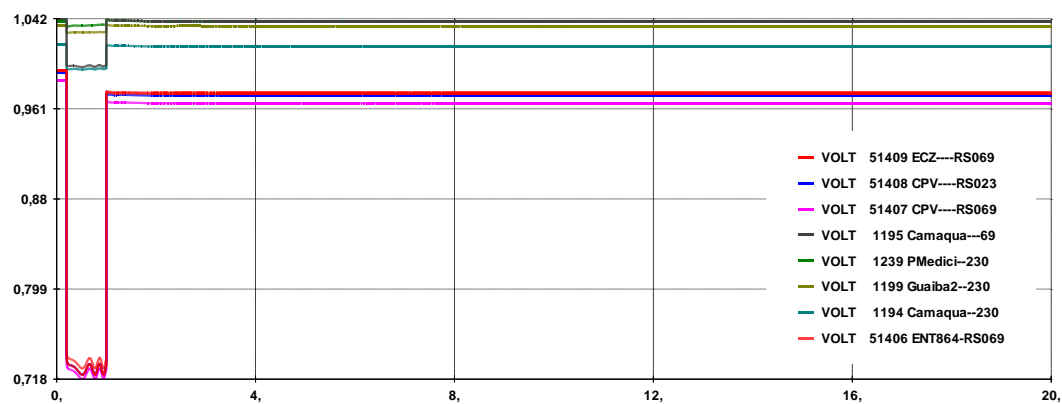


Figura 20 - Tensões nas barras em análise.

### 3.5.1.2 CASO 2 - Curto-circuito monofásico na barra 1195, Camaquã, 69kV, com abertura permanente de um transformador 230/69kV.

O segundo caso analisado é um curto-circuito monofásico na barra 1195, 69kV, com abertura permanente de um transformador 230/69kV com eliminação em 150ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT.

O diagrama unifilar apresentado na Figura 21 ilustra a perturbação a ser analisada neste item.

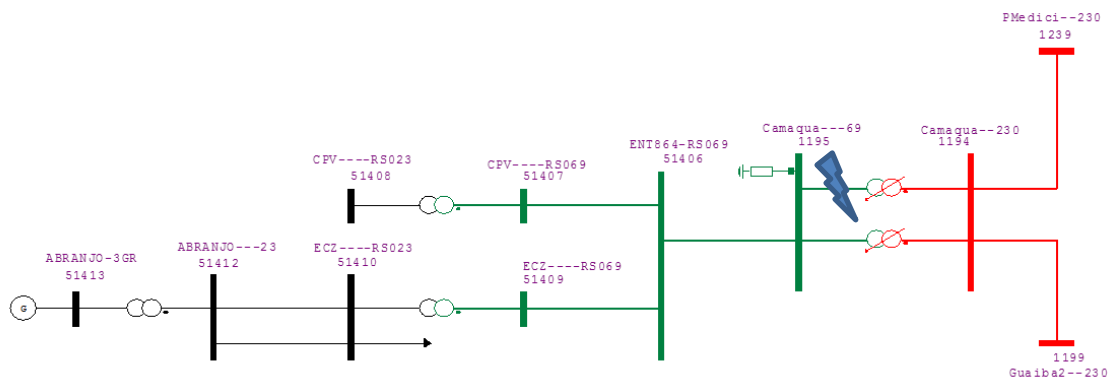


Figura 21 - Curto-circuito monofásico na barra 1195.

As variações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança são observadas na Figura 22.

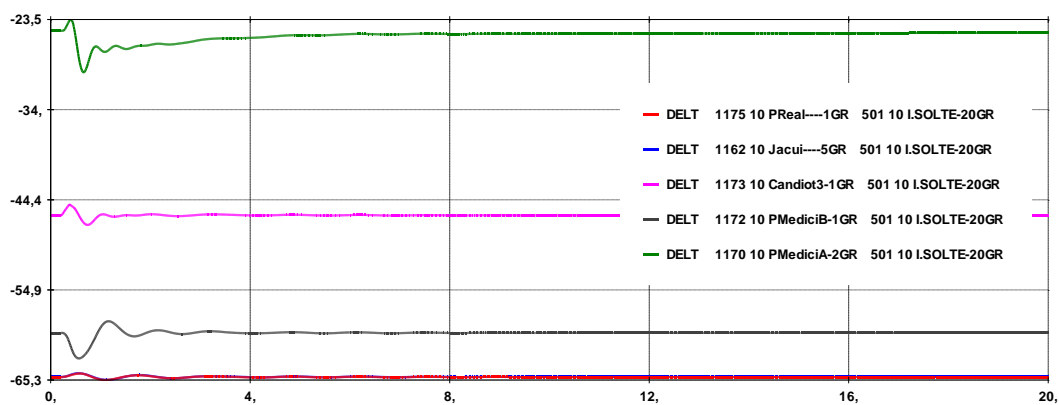


Figura 22 - Ângulos dos rotores adjacentes.

O ângulo do rotor de Abranjo pode ser observado na Figura 23. Vê-se que no momento do evento, o ângulo cresce, encontrando outro ponto operativo por volta de 6 segundos.

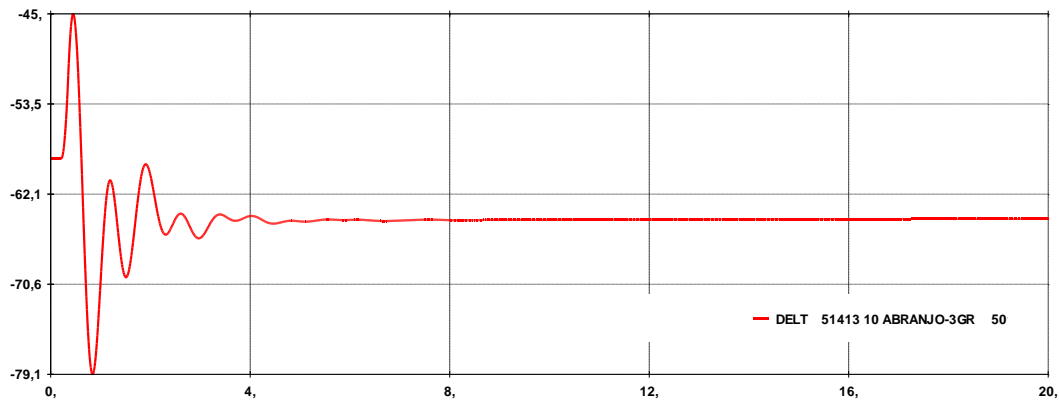


Figura 23 - Ângulo do rotor Abranjo.

As potências Mecânica e Elétrica podem ser observadas na figura 24. A potência elétrica chega a 6.7MW, instantaneamente chega a 37.8% acima do nominal, valor tolerável para máquina deste porte.

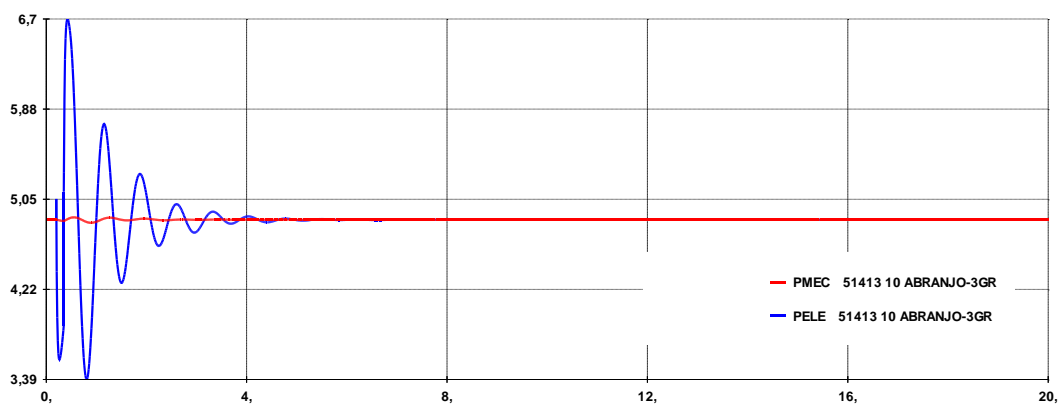


Figura 24 - Potências Mecânica e Elétrica da PCH Abranjo.

As frequências ficam dentro da faixa aceitável em todo período, conforme ilustra a Figura 25.

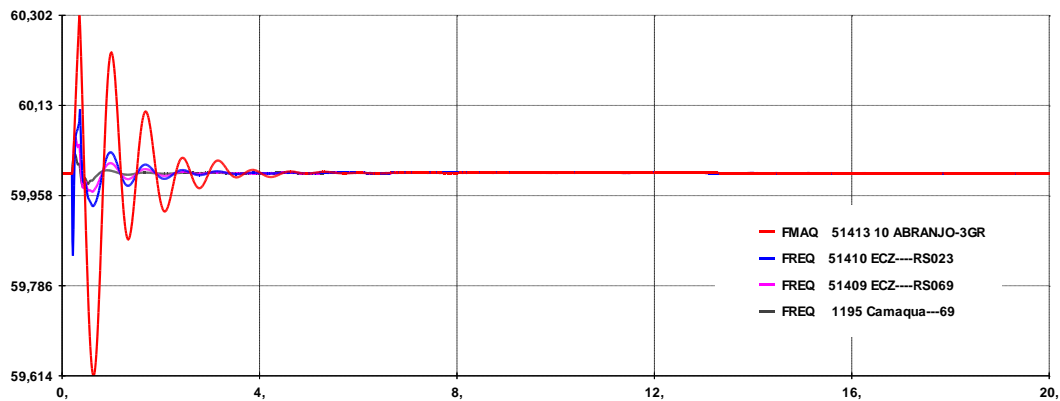


Figura 25 – Frequências das barras em análise.

As tensões nas barras ficam dentro da faixa adequada após a operação da proteção, conforme Figura 26.

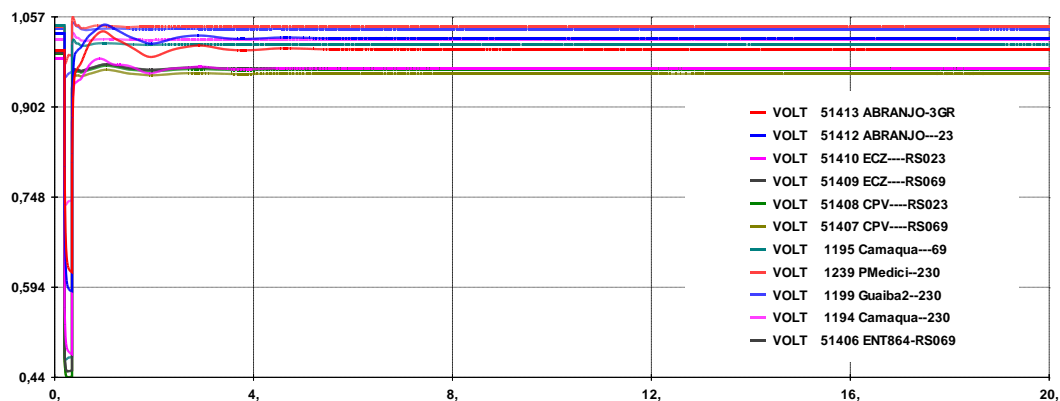


Figura 26 - Tensões nas barras em análise.



### 3.5.1.3 CASO 3 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1239-1194.

O terceiro caso analisado é um curto-circuito monofásico na barra 1194, 230kV, com abertura permanente da Linha de Transmissão que interliga as barras 1239 a 1194. A eliminação do defeito dá-se em 150ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT.

A Figura 27 traz a localização da perturbação a ser analisada neste item.

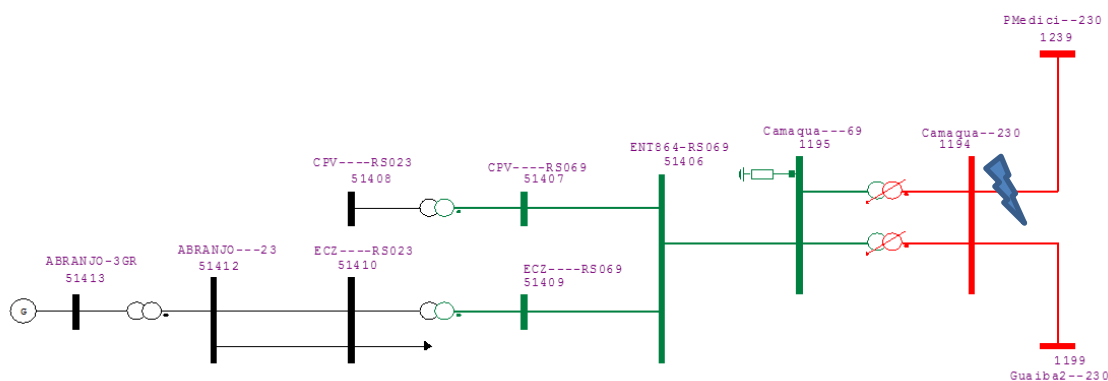


Figura 27 - Curto-circuito monofásico na barra 1194.

As variações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança são observadas na Figura 28. Nota-se que todas máquinas atingem novo ponto de operação estável em tempo adequado.

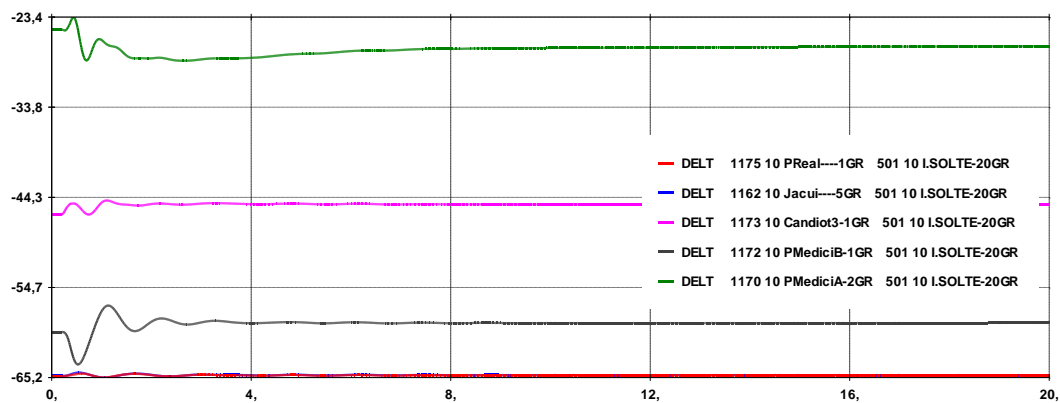


Figura 28 – Ângulos dos rotores adjacentes.

O ângulo do rotor de Abranjo pode ser observado na Figura 29. Um novo ponto de operação estável é atingido em aproximadamente 6 segundos.

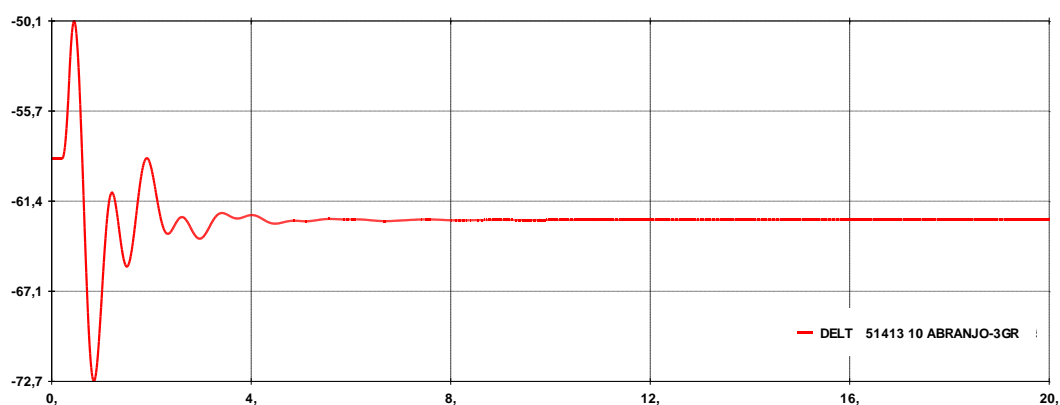


Figura 29 - Ângulo do rotor Abranjo.

As potências Mecânica e Elétrica podem ser observadas na figura 30. A potência elétrica chega a 6.03MW, instantaneamente chega a 24% acima do nominal.

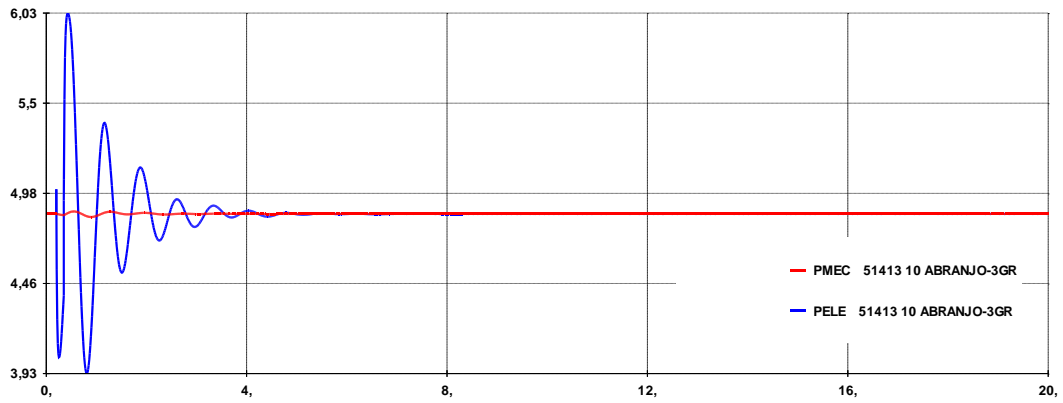


Figura 30 – Potências Mecânica e Elétrica da PCH Abranjo.

A frequência fica dentro da faixa em todas as barras do sistema, conforme mostra a Figura 31.

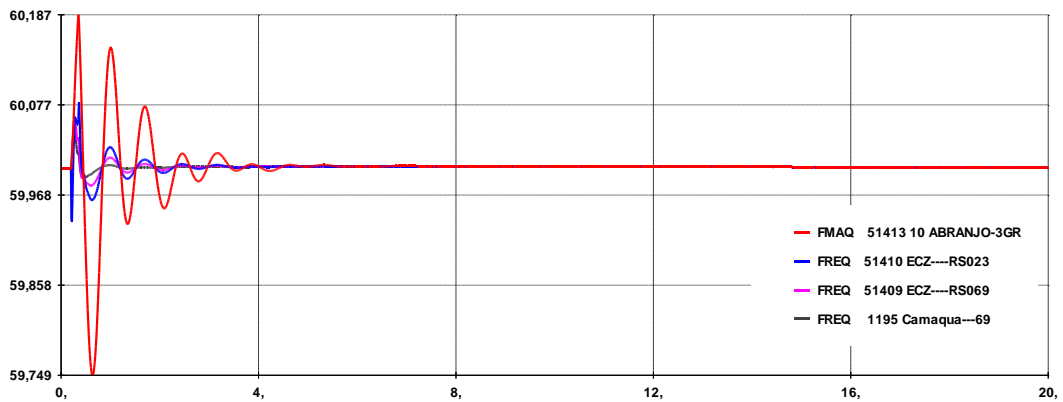


Figura 31 – Frequências das barras em análise.

As tensões ficam superiores a 0,95pu em todas as barras após a atuação da proteção.

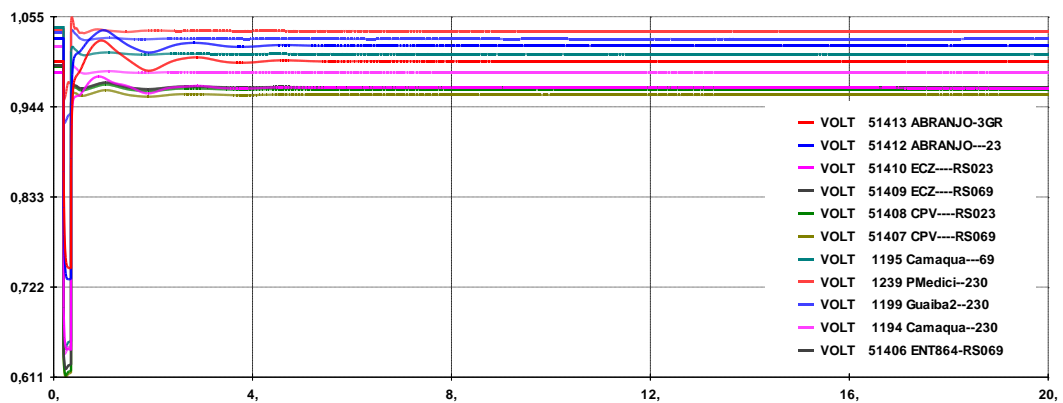


Figura 32 – Tensões nas barras em análise.

### 3.5.1.4 CASO 4 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1199-1194.

O quarto caso analisado é um curto-circuito monofásico na barra 1194, 230kV, com abertura permanente da Linha de Transmissão que interliga as barras 1199 a 1194. A eliminação do defeito dá-se em 150ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT.

A Figura 33 traz a localização da perturbação a ser analisada neste item.

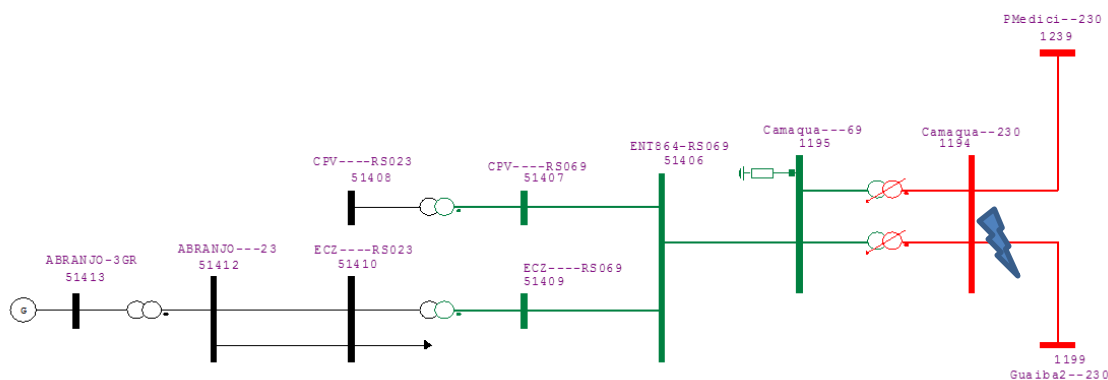


Figura 33 – Curto-circuito monofásico na barra 1194.

As variações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança são observadas na Figura 34. Nota-se que todas as máquinas atingem novo ponto de operação estável em tempo adequado. A usina PMédiceA tem seu ângulo do rotor incrementado haja vista a nova configuração das linhas, encontrando seu novo ponto de operação em tempo adequado.

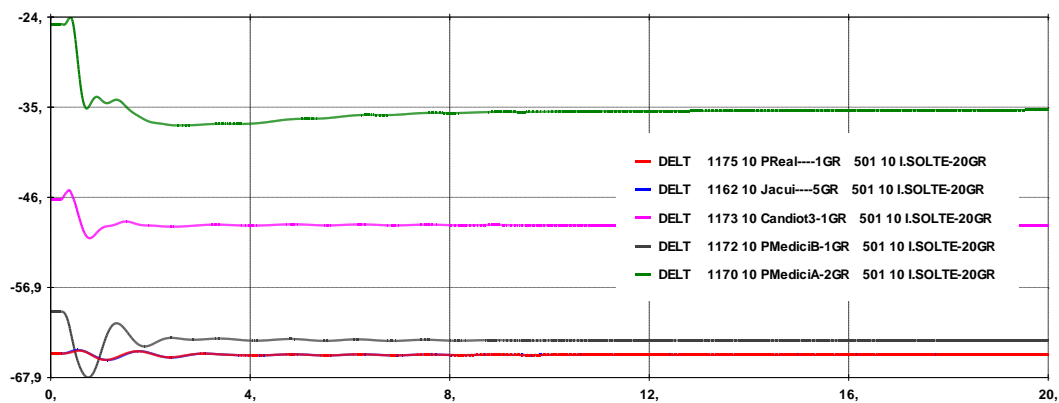


Figura 34 – Ângulos dos rotores adjacentes.

O ângulo do rotor de Abranjo pode ser observado na Figura 35. Um novo ponto de operação estável é atingido antes dos 8 segundos.

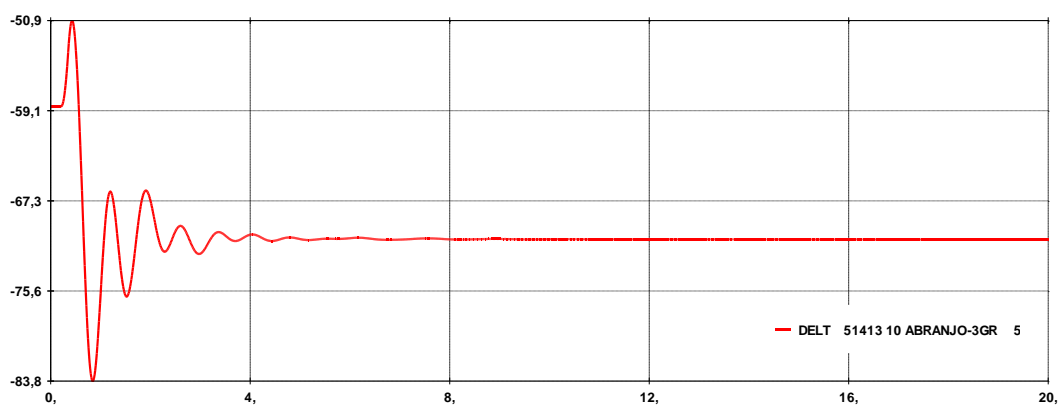


Figura 35 – Ângulo do rotor Abranjo.

As potências Mecânica e Elétrica podem ser observadas na figura 36. A potência elétrica chega a 6.31MW, instantaneamente chega a 30% acima do nominal, retornando ao despacho inicial.

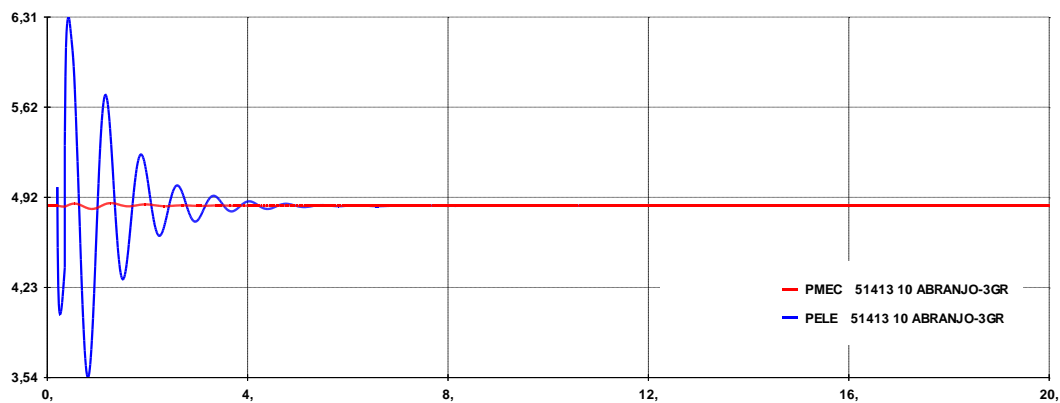


Figura 36 – Potências Mecânica e Elétrica da PCH Abranjo.

As frequências ficam dentro da faixa adequada em todas barras do sistema.

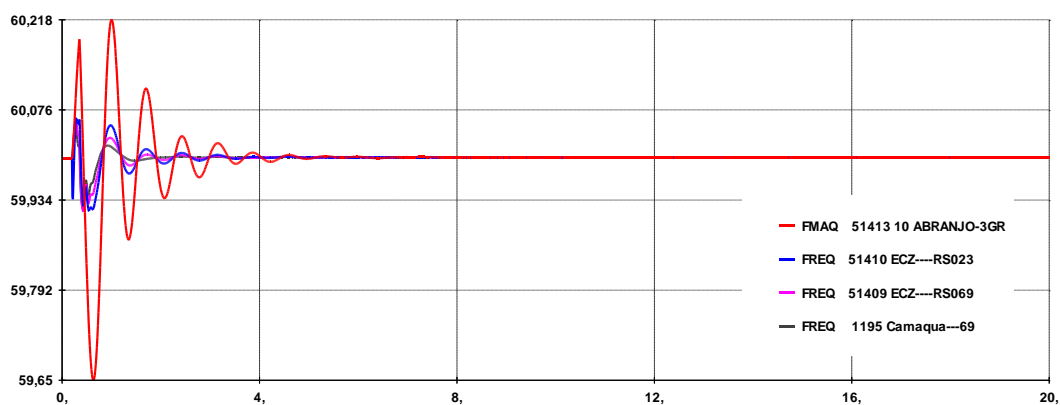


Figura 37 – Frequências das barras em análise.

As tensões nas barras 51406, 51408 e 51409 ficam em 0,94pu e a barra 51407 fica com 0,93pu, abaixo da faixa adequada. As demais ficam dentro de valores adequados, conforme ilustra Figura 38.

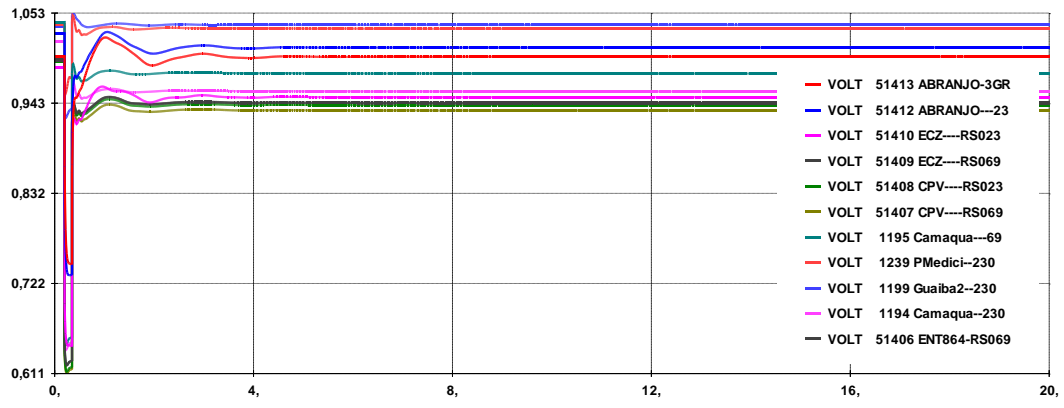


Figura 38 – Tensões nas barras em análise.

### 3.5.2. Simulações com Carga Pesada

#### 3.5.2.1 CASO 5 - Curto-circuito monofásico na barra 51412, PCH Abranjo, 23kV, com abertura permanente de ambos circuitos LT 23kV.

O quinto caso analisado, agora em carga pesada, é um curto-circuito monofásico na barra 51412, 23kV, com abertura da LT 23kV, 51410–51412, com eliminação em 800ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT. O diagrama unifilar apresentado na Figura 39 ilustra a perturbação a ser analisada neste item.

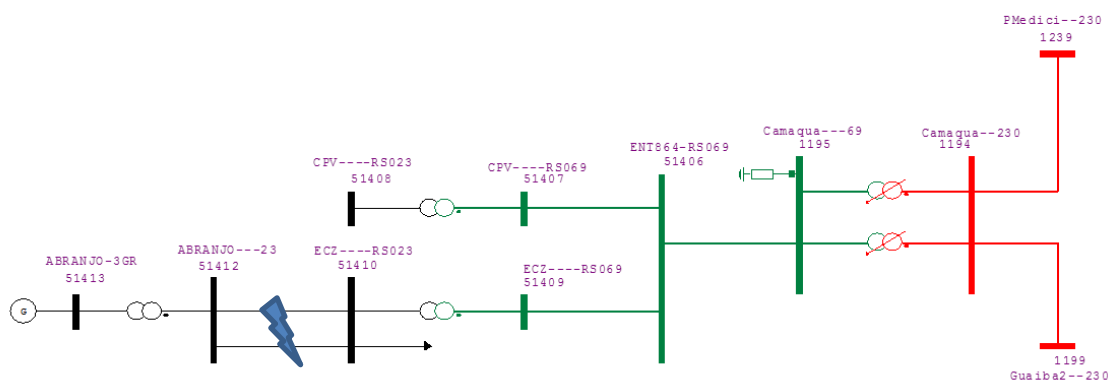


Figura 39 – Curto-circuito monofásico na barra 51412.

A Figura 40 mostra as variações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança. O ângulo do rotor de Abranjo não é representado, pois como temos rejeição de carga o gerador perde o sincronismo como esperado.



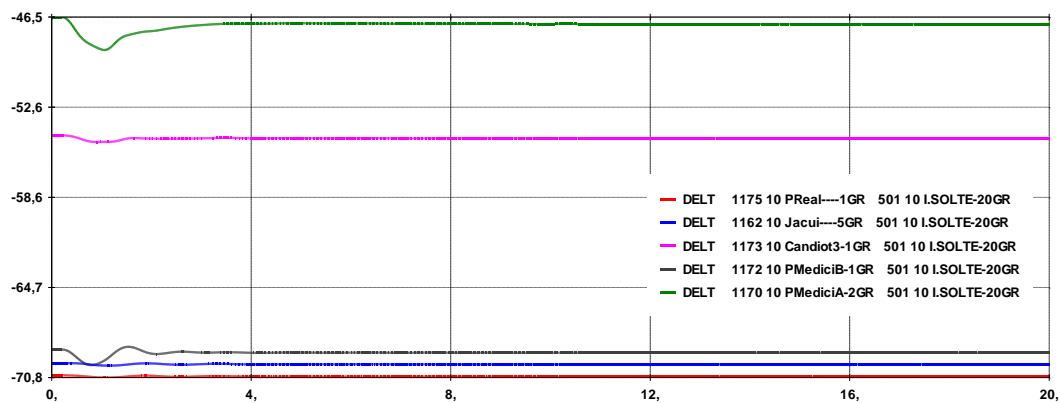


Figura 40 – Ângulos dos rotores adjacentes.

A figura 41 mostra a potência Mecânica e Elétrica do gerador Abranjo.

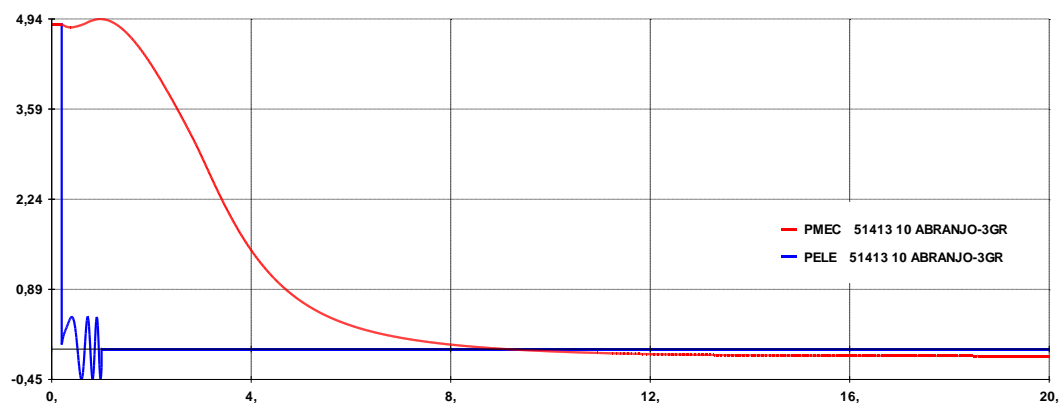


Figura 41 – Potências Mecânica e Elétrica da PCH Abranjo.

A figura 42 traz as frequências em algumas barras do sistema, mostrando que esta varia dentro de faixa tolerável.

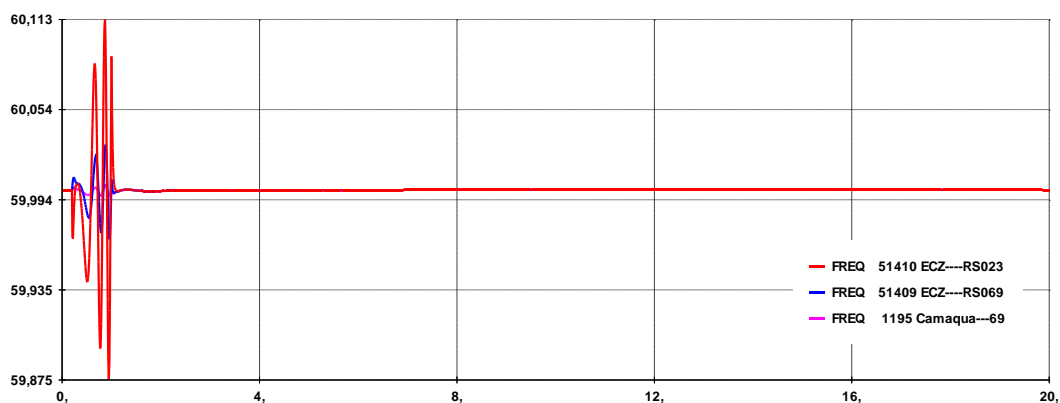


Figura 42 – Frequências das barras em análise.

Os níveis de tensão nas barras do sistema mostra que após a eliminação do defeito, todas as barras ficam com tensão dentro da faixa adequada.

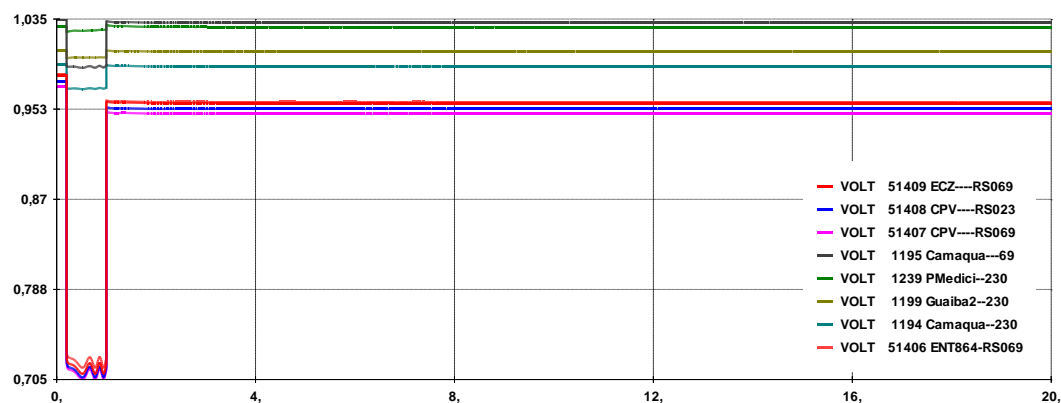


Figura 43 – Tensões nas barras em análise.

### 3.5.2.2 CASO 6 - Curto-circuito monofásico na barra 1195, Camaquã, 69kV, com abertura permanente de um transformador 230/69kV.

O sexto caso analisado, em carga pesada, é um curto-circuito monofásico na barra 1195, 69kV, com abertura permanente de um transformador 230/69kV com eliminação em 150ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT. O diagrama unifilar apresentado na Figura 44 ilustra a perturbação a ser analisada neste item.

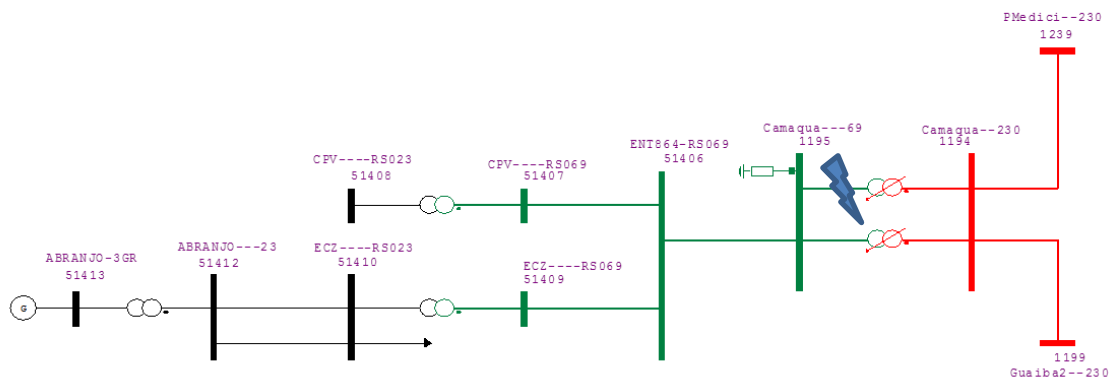


Figura 44 – Curto-circuito monofásico na barra 1195.

Os ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança são observadas na Figura 45.

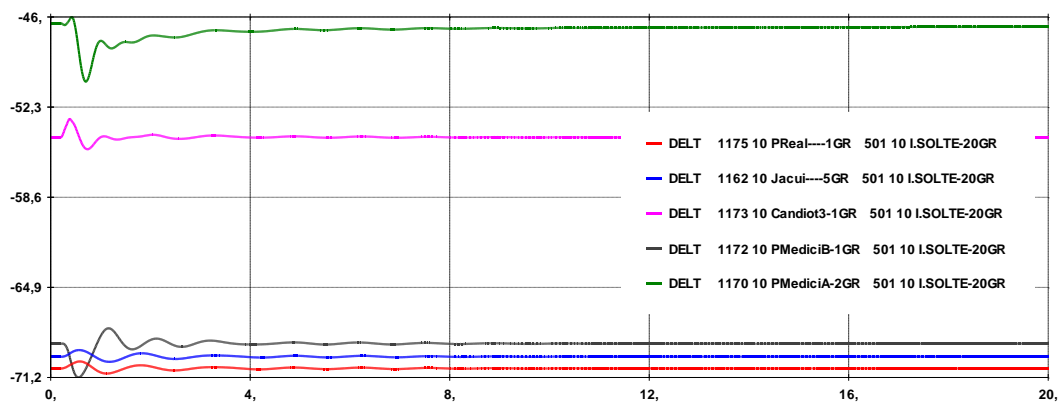


Figura 45 – Ângulos dos rotores adjacentes.

O ângulo do rotor de Abranjo pode ser observado na Figura 46. Nota-se uma maior excursão do ângulo de carga em relação ao mesmo evento em carga leve.

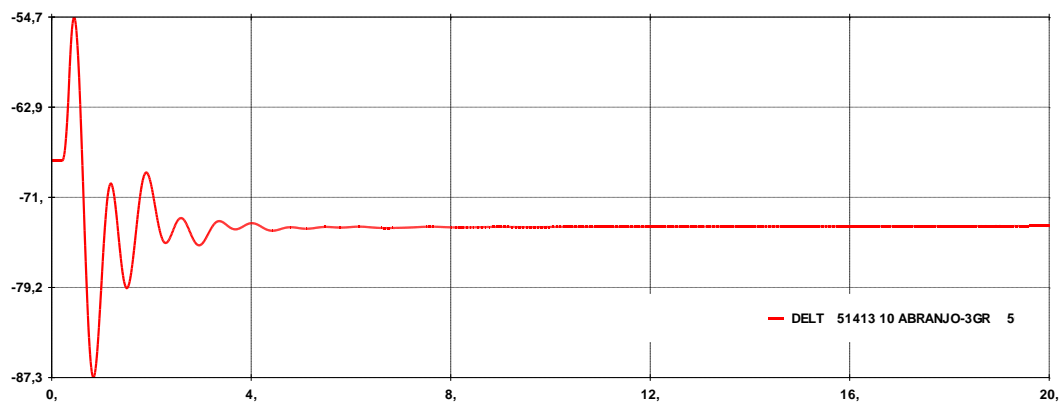


Figura 46 – Ângulo do rotor Aبرانجو.

As potências Mecânica e Elétrica podem ser observadas na figura 47. A potência elétrica chega a 6.66MW.

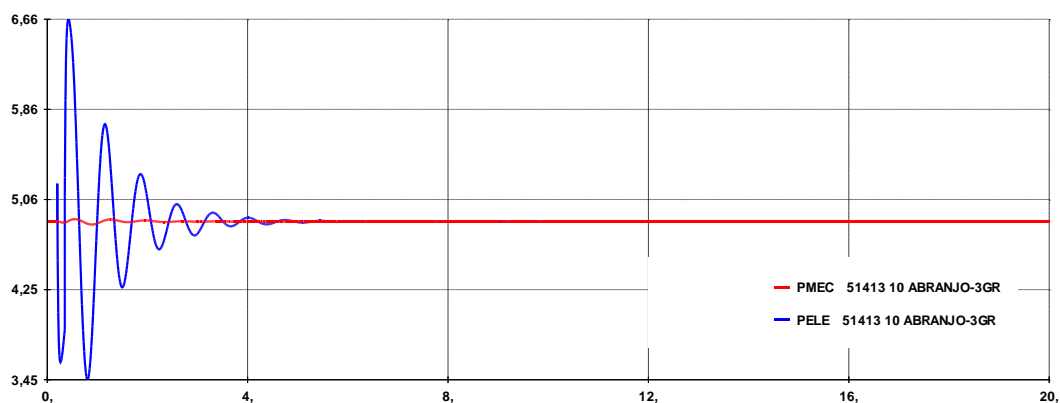


Figura 47 – Potências Mecânica e Elétrica da PCH Aبرانجو.

As frequências ficam dentro da faixa aceitável em todo período, conforme ilustra a Figura 48.

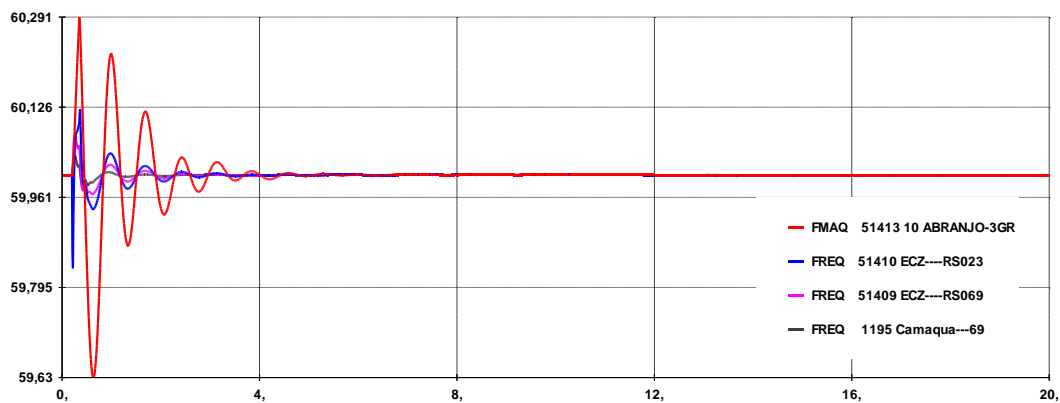


Figura 48 – Frequências das barras em análise.

A barra 51407 fica com tensão 0.94PU, inferior ao limite mínimo. As demais barras ficam com tensões dentro da faixa adequada, conforme Figura 49.

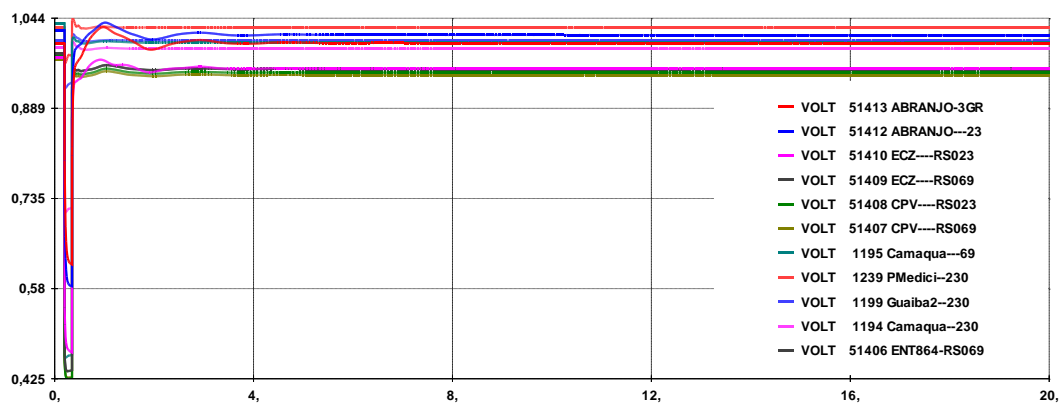


Figura 49 – Tensões nas barras em análise.

### 3.5.2.3 CASO 7 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1239-1194.

O caso 7 simula um curto-circuito monofásico na barra 1194, 230kV, com abertura permanente da Linha de Transmissão que interliga as barras 1239 a 1194, em condição de carga pesada. A eliminação do defeito dá-se em 150ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT. A Figura 50 traz a localização da perturbação a ser analisada neste item.

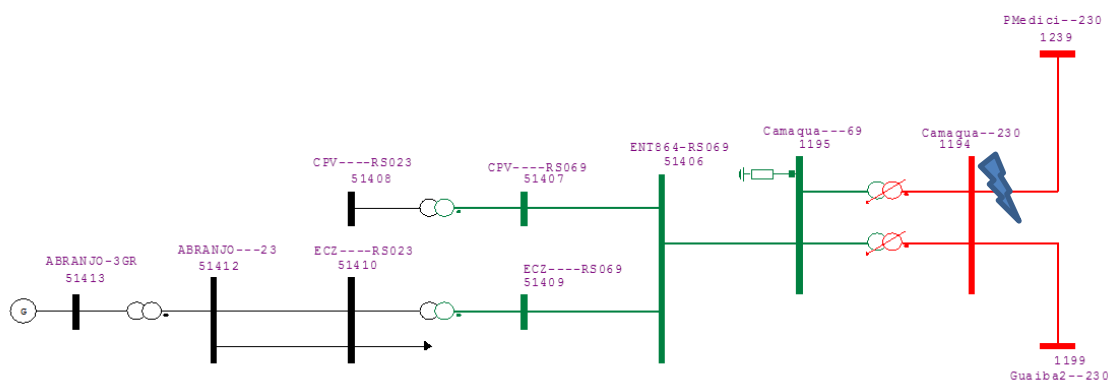


Figura 50 – Curto-circuito monofásico na barra 1194.

As variações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança são observadas na Figura 51. Nota-se que todas as máquinas atingem novo ponto de operação estável em tempo adequado.

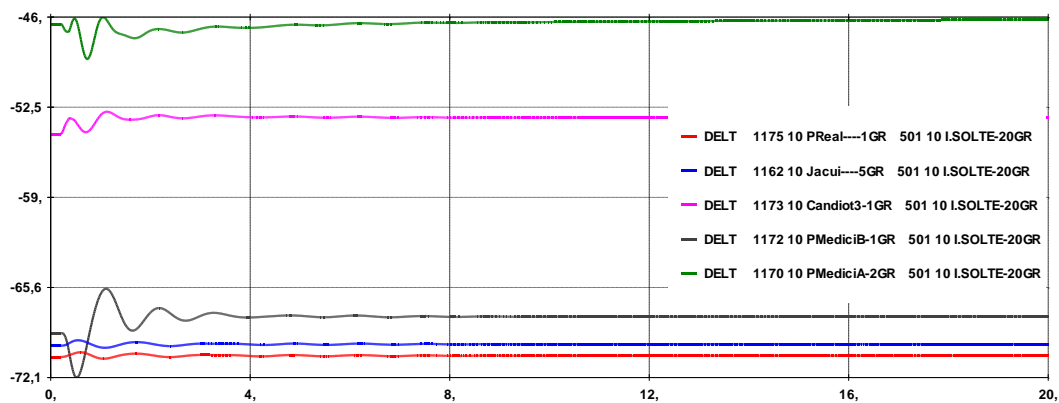


Figura 51 – Ângulos dos rotores adjacentes.

O ângulo do rotor de Abranjo pode ser observado na Figura 52. Um novo ponto de operação estável é atingido em aproximadamente 6 segundos. Novamente se nota maior excursão do ângulo do rotor em função da condição de carga.

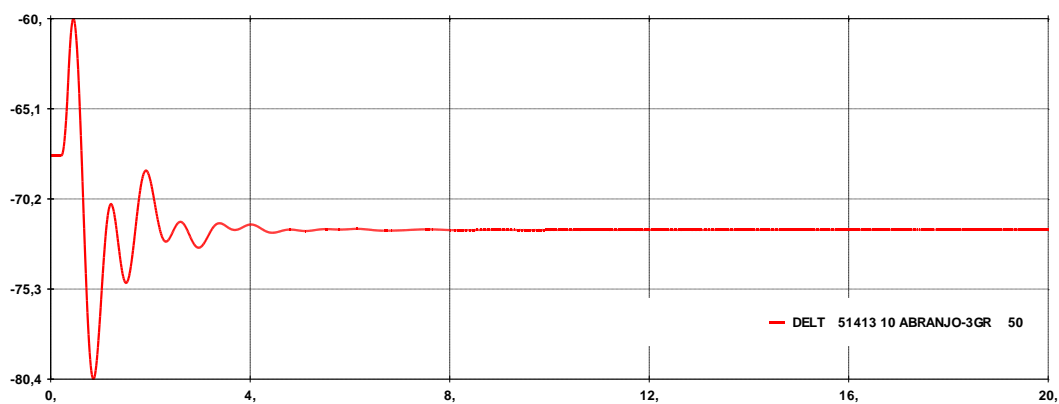


Figura 52 – Ângulo do rotor Abranjo.

As potências Mecânica e Elétrica podem ser observadas na figura 30. A potência elétrica chega a 5,88MW, instantaneamente chega a 21% acima do nominal.

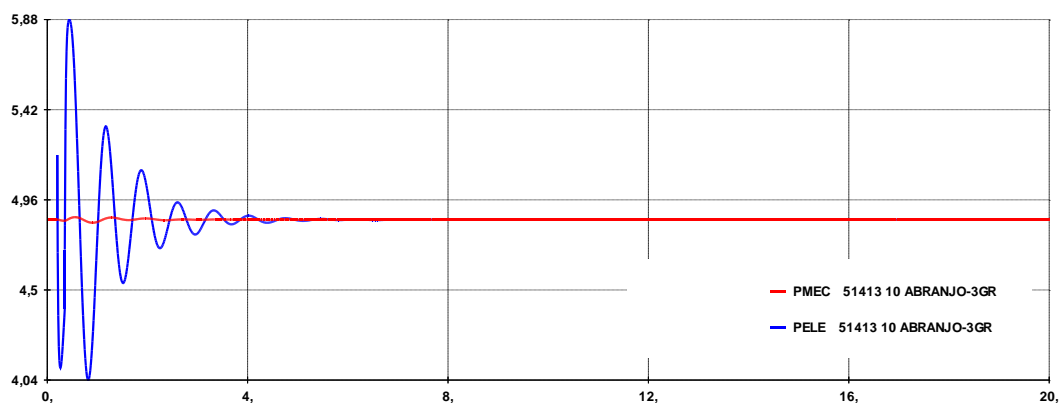


Figura 53 – Potências Mecânica e Elétrica da PCH Abranjo.

A frequência excursiona dentro da faixa adequada em todas as barras do sistema, conforme mostra a Figura 54.

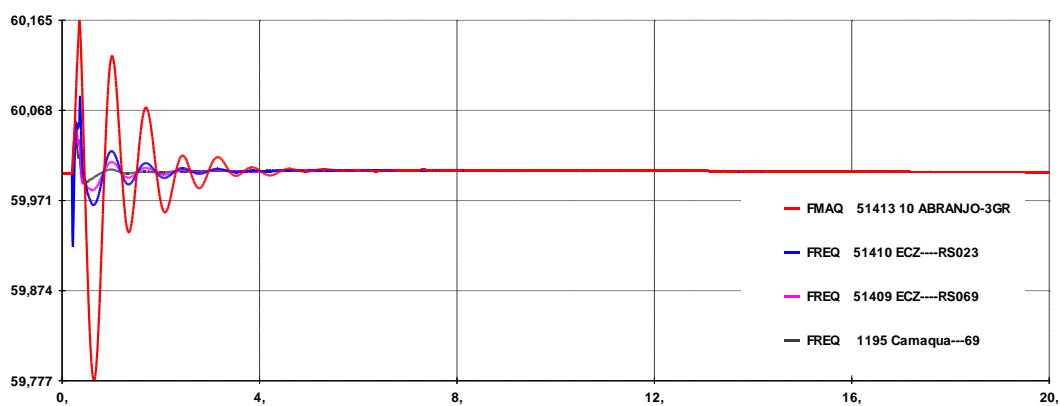


Figura 54 – Frequências das barras em análise.



As tensões nas barras 51408 e 51407 ficam, respectivamente, 0,94 e 0,93, valores inferiores ao limite adequado, conforme mostra Figura 55.

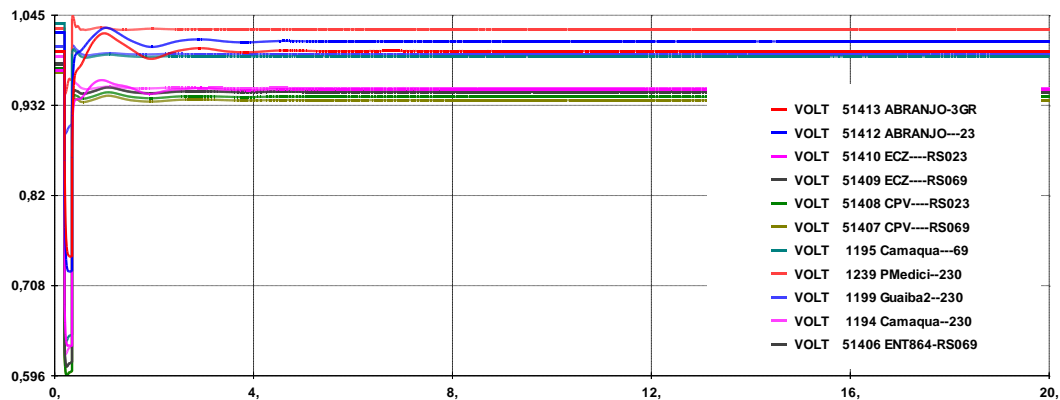


Figura 55 – Tensões nas barras em análise.

### 3.5.2.8 CASO 8 - Curto-circuito monofásico na barra 1194, Camaquã, 230kV, com abertura permanente da LT 1199-1194.

O último caso analisado é um curto-circuito monofásico na barra 1194, 230kV, com abertura permanente da Linha de Transmissão que interliga as barras 1199 a 1194, em condição de carga pesada. A eliminação do defeito dá-se em 150ms através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida LT. A Figura 56 traz a localização da perturbação a ser analisada neste item.

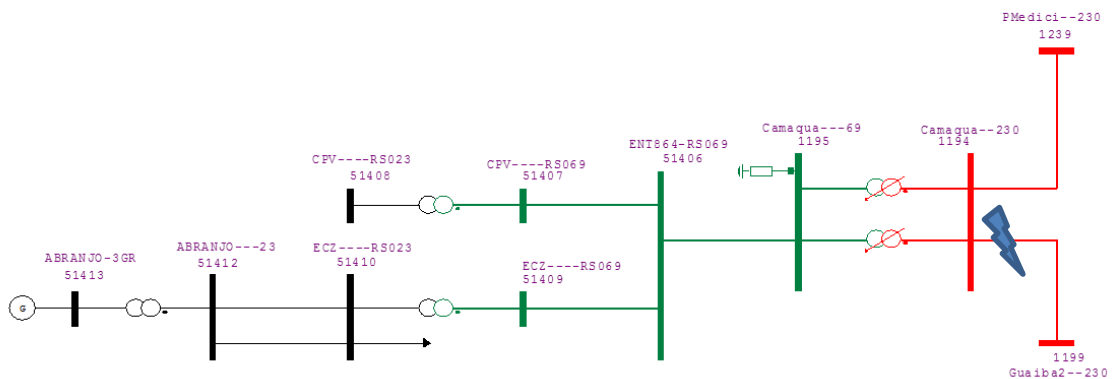


Figura 56 – Curto-circuito monofásico na barra 1194.

As variações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas de primeira vizinhança são observadas na Figura 57. Nota-se que todas as máquinas atingem novo ponto de operação estável em tempo adequado. Todas usinas atingem ponto estável de operação em um tempo adequado.

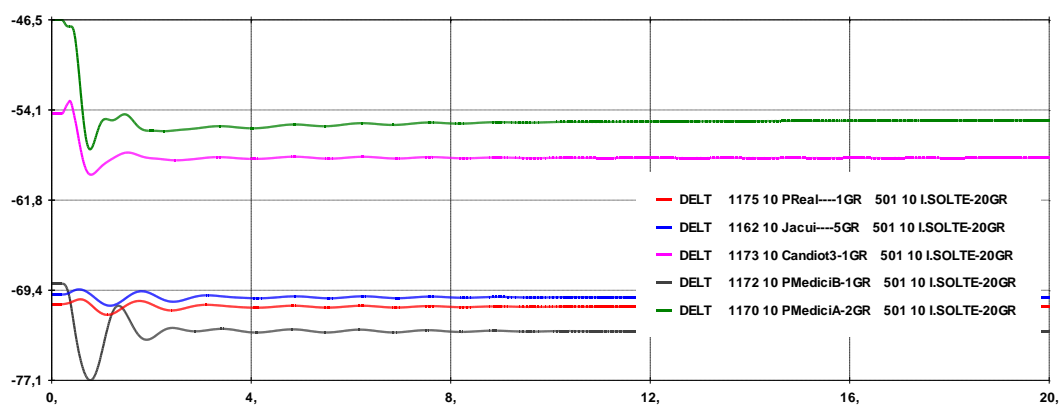


Figura 57 – Ângulos dos rotores adjacentes.

O ângulo do rotor de Abranjo pode ser observado na Figura 58. Um novo ponto de operação estável é atingido antes dos 8 segundos.

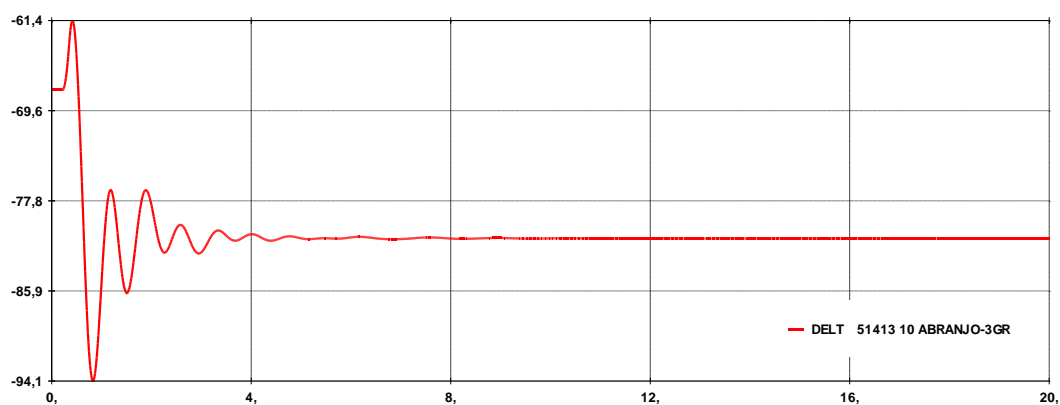


Figura 58 – Ângulo do rotor Abranjo.

As potências Mecânica e Elétrica podem ser observadas na figura 59. A potência elétrica chega a 6.36MW, instantaneamente chega a 31% acima do nominal, retornando ao despacho pleno.

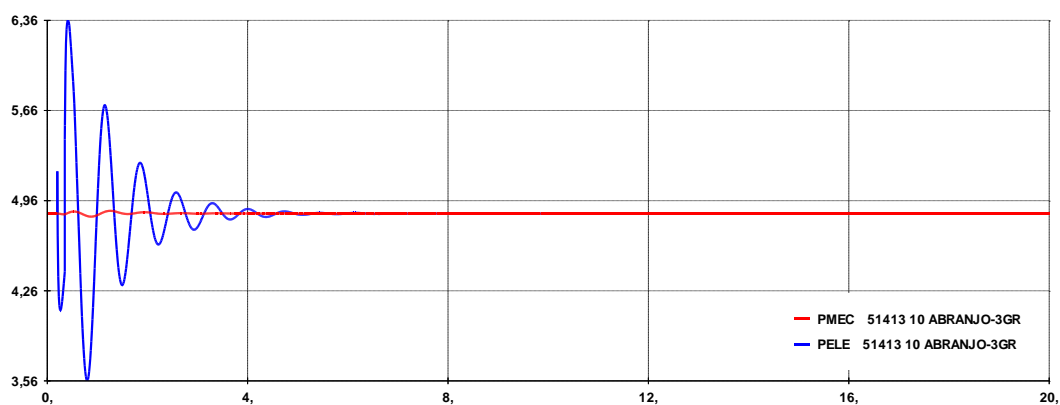


Figura 59 – Potências Mecânica e Elétrica da PCH Abranjo.

As frequências ficam dentro da faixa adequada em todas as barras do sistema.

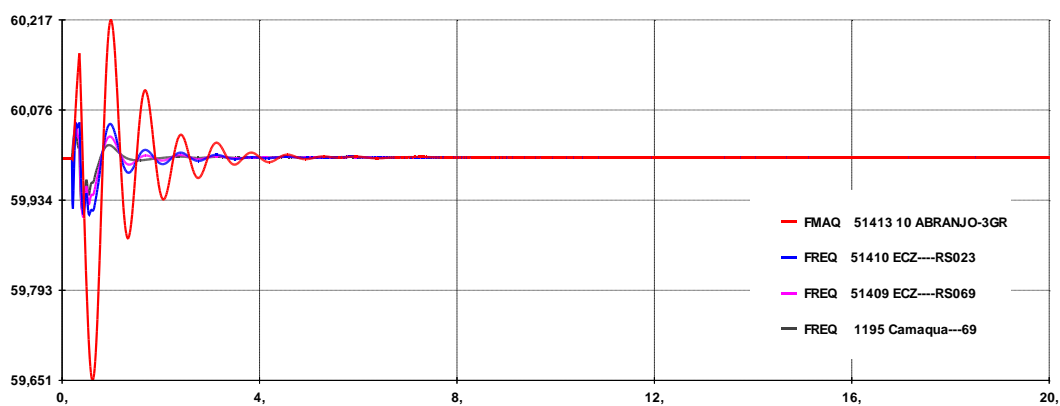


Figura 60 – Frequências das barras em análise.

As tensões nas barras 51406, 51409, 51410 e 1194 ficam em 0,94pu e a barra 51407 e 51408 ficam com 0,93pu, abaixo da faixa adequada. Nota-se

que esta contingência interfere significativamente na qualidade operativa do sistema após novo ponto de operação.

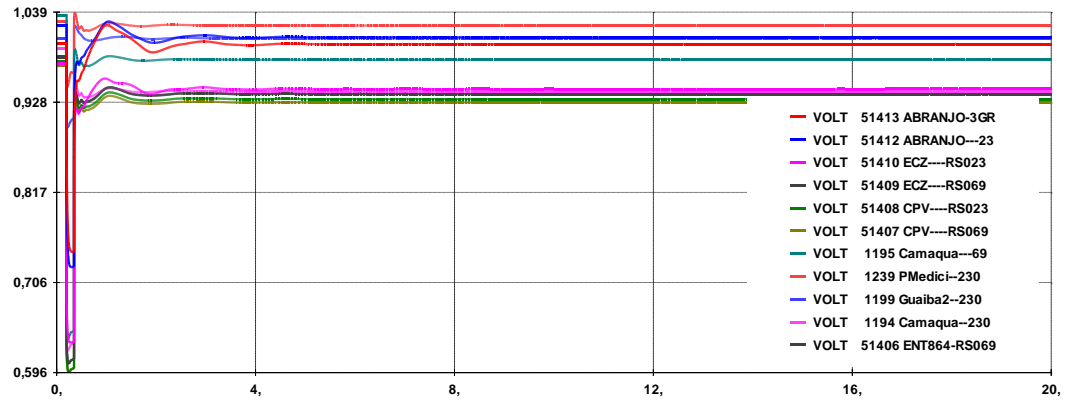


Figura 61 – Tensões nas barras em análise.

## Capítulo 4 – CONCLUSÕES.

Foi desenvolvido neste trabalho o estudo de estabilidade dinâmica da Pequena Central Hidrelétrica Abranjo (PCH- Abranjo), conectada ao sistema de distribuição em média tensão da CEEE-D, no município de Encruzilhada do Sul, Rio Grande do Sul.

Uma avaliação das condições de fluxo de carga em regime permanente para carga leve e pesada foi desenvolvida, utilizando-se o programa ANAREDE do CEPEL. Para as condições de carga propostas não há restrição de geração da PCH Abranjo e não há violações de tensão ou de fluxo de potência de equipamentos e linhas.

Foram simuladas contingências de primeira ordem para condições de carga leve e pesada. Para contingências em que a PCH Abranjo fique operando ilhada, o sistema de proteção deve ser ajustado de modo a não permitir tal condição, com a finalidade de preservar a carga e os geradores.

Para todas as contingências simples simuladas, a PCH Abranjo apresenta comportamento transitório estável, com adequados amortecimentos das oscilações dos geradores. Para as condições de perda da linha 1199 a 1194 verifica-se pequena violação nos níveis de tensão de algumas barras, necessitando ajuste do controle de tensão para esta condição de operação.

Não foram simuladas condições de refecimento. Não foram verificadas interações dinâmicas significativas das máquinas da PCH Abranjo com as demais usinas do SIN.

# ANEXOS

## ANEXO A - REGULADOR DE TENSÃO

```
DCDU
(-----)
(ncdu) ( nome cdu )
6000 RT_ABRANJO
(-----)
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----)
DEFPAR #kp      540.
DEFPAR #ki      50.
DEFPAR #kd      0.1
DEFPAR #Kg      0.00415
DEFPAR #A       -1.0
DEFPAR #B       150.
DEFPAR #Lmax    3.00
DEFPAR #Lmin    0.0
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
( regulador de tensao
0001 IMPORT VTR   Vt
0002 ENTRAD      Vref
0003 SOMA        -Vt  ERR
                   Vref ERR
0004 GANHO       ERR  X1  #kp
0005 PROINT      ERR  X2  #ki  0.0  1.0
0006 WSHOUT      ERR  X3  #kd  1.0  .00001
0007 SOMA        X1  X4
                   X2  X4
                   -X3  X4
0009 FUNCAO RETA X4  X5  #A  #B
0008 GANHO       X5  ALFA #Kg
0010 FUNCAO COS  ALFA  COSA
0011 FRACAO      COSA X12  141.  31.1
0012 GANHO       X12  X13  3.00
0013 SOMA        X13  X14
                   -X16  X14
0014 LEDLAG      X14  Efd  2.65  0.0  1.0  0.8  Lmin  Lmax
0015 FUNCAO EXP  Efd  X16  .00046  1.26  0.0
0016 EXPORT EFD  Efd
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----)
DEFVAL  Lmin  #Lmin
DEFVAL  Lmax  #Lmax
(
FIMCDU
999999
FIM
```

## ANEXO B - REGULADOR DE VELOCIDADE

```

DCDU
(-----
(nc) ( nome cdu )
6040 RV_ABRANJO
(-----
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----
DEFPAR #Kg      1.0
DEFPAR #Kv      1.0
DEFPAR #Kp      1.0
DEFPAR #Ki      0.01
DEFPAR #Di      1.0
DEFPAR #Kd      0.00001
DEFPAR #LMA     0.14
DEFPAR #LMI     -0.14
DEFPAR #Tw      1.81
DEFPAR #Qnl     0.20
DEFPAR #At      1.0
DEFPAR #CON     1.0
DEFPAR #Dt      0.5
DEFPAR #PBmaq   5.86
DEFPAR #PBtur   6.67
DEFPAR #Kfc     44.4
DEFPAR #Kibf    0.3
DEFPAR #MIN     0.001
DEFPAR #MAX     1.0
(
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
0001 IMPORT WMAQ  W
0002 ENTRAD      Wref
0003 SOMA        -W  X1
                  Wref X1
0005 GANHO       X1  X2  #Kp
0006 PROINT      X1  X3  #Ki  #Di
0007 WSHOUT      X1  X4  #Kd  1.0 .001
0008 SOMA        X2  X5
                  X3  X5
                  X4  X5
0004 GANHO       X5  X6  #Kg
0009 GANHO       X6  X7  #Kv
0010 SOMA        X7  X8
                  -X11 X8
                  -X101 X8
0011 PROINT      X8  X9  #Kfc  1.0  LMI  LMA
0012 GANHO       X9  X101 #Kibf
0013 PROINT      X9  X11  1.0  1.0  MIN  MAX
(
( Turbina + Conduto Forcado:
(
0016 DIVSAO     X17  X13
                  X11  X13

```

```

0017 FUNCAO X**2 X13 X14
0018 FUNCAO RETA X14 X15 -1.0 1.0
0019 PROINT      X15 X17  1.0 #Tw
0020 FUNCAO RETA X17 X18  1.0-#Qnl
0021 MULTPL      X18 X20
                X14 X20
0022 GANHO       X20 X21 #At
0023 IMPORT DWMAQ Dw
0024 GANHO       Dw X22 #Dt
(0028*ENTRAD     Pm0
(0029 GANHO      Pm0 X110 #CON
0025 SOMA        -X22 X23
                X21 X23
(
                X110 X23
0026 FRACAO     X23 Pmec #PBtur #PBmaq
0027 EXPORT PMEC Pmec
(
(-----
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----
DEFVAL  LMI  #LMI
DEFVAL  LMA  #LMA
DEFVAL  MIN  #MIN
DEFVAL  MAX  #MAX
(DEFVAL PMEC Pm0
(
FIMCDU
(
999999
FIM

```



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 2.ed. Piscataway, NJ: Wiley-IEEE Press, 2002.

BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória de Sistemas Eletroenergéticos**. São Carlos, SP, Brasil: EESC/USP, 2000.

FREITAS, W. et al. Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, NJ, v.20, n.2, p.474–480, 2005.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR., W. D. **Power System Analysis**. New York, NY, Columbus, Ohio: McGraw-Hill, 1994.

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

STEVENSON JR., W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo, SP: McGraw – Hill, 1974.