

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Douglas de Castro Karnikowski

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS EM OPERAÇÃO ISOLADA**

**Santa Maria, RS
2016**

Douglas de Castro Karnikowski

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRÉLÉTRICAS EM
OPERAÇÃO ISOLADA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

**Santa Maria, RS
2016**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo autor.

Karnikowski, Douglas de Castro

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS EM OPERAÇÃO ISOLADA/

Douglas de Castro Karnikowski. – 2016.

124 p. ; 30cm.

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Pequenas Centrais Hidrelétricas 2. Operação isolada. 3. Regulador de Velocidade. 4. Regulador de Tensão. 5. Simulações Dinâmicas I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Título.

©2016

Todos os direitos autorais reservados a Douglas de Castro Karnikowski. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Roraima, 1000, Prédio 10, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97105-900

Endereço Eletrônico: douglasdecastrok@gmail.com

Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

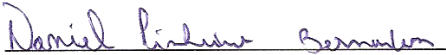
A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado


**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS EM OPERAÇÃO ISOLADA**

elaborada por
Douglas de Castro Karnikowski

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:


Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.
(Presidente/Orientador)


Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)


Felix Alberto Farret, PhD. (UFSM)

Santa Maria, 21 de Março de 2016.

Dedico este trabalho aos meus pais, Cláudio e Marina, e aos meus irmãos Ludmila e Marcel.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal de Santa Maria.

À minha família, especialmente aos meus pais, Claudio e Marina, e aos meus irmãos Ludmila e Marcel, pela dedicação, pela educação e pelo incentivo que tenho recebido de todos vocês, que me apoiaram nessa e em outras conquistas.

Ao professor Daniel Pinheiro Bernardon pela oportunidade, orientação, amizade e confiança dedicados neste trabalho.

A todos que conviveram comigo e que me incentivaram na realização deste trabalho.

*Nas grandes batalhas da vida, o primeiro
passo para vitória é o desejo de vencer”*

Mahatma Gandhi

RESUMO

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE PEQUENAS CENTRIAS HIDRELÉTRICAS EM OPERAÇÃO ISOLADA

AUTOR: Douglas de Castro Karnikowski
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

O ilhamento ocorre quando uma parte do sistema elétrico é suprida unicamente por uma unidade ou grupo de geradores distribuídos isolados da rede elétrica principal. Quando a central de Geração Distribuída (GD) opera conectada ao sistema elétrico, a estabilidade depende especialmente da inércia das grandes centrais de produção de energia. No entanto, quando a GD opera em modo isolado, a estabilidade depende da resposta dos controladores, da dinâmica da turbina e do gerador para manter a rede elétrica em operação adequada. Devido à baixa inércia do sistema isolado, a rede fica mais susceptível a afundamentos e/ou elevações de tensão e violações nos níveis de frequência. Desta forma, este trabalho tem o objetivo de analisar a estabilidade de sistemas com GD operando no modo isolado, verificando se a mesma pode manter os níveis de tensão e frequência adequados. As simulações dinâmicas são realizadas em ambiente *Matlab® Simulink®*, utilizando a biblioteca *SimPowerSystems*, onde o estudo de caso é realizado com uma GD do tipo Pequena Central Hidrelétrica (PCH), analisando a estabilidade da microrrede no momento da desconexão do sistema principal e em operação isolada (rejeição de carga, conexão de cargas, curto-circuito, entre outras contingências). Também é verificado o comportamento da microrrede em casos de recomposição do fornecimento de energia através da partida da GD em operação isolada.

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas, Operação Isolada, Regulador de Velocidade, Regulador de Tensão, Simulação Dinâmica.

ABSTRACT

STABILITY ANALYSIS OF SMALL HYDROELECTRIC PLANT IN ISOLATED OPERATION

AUTHOR: Douglas de Castro Karnikowski
SUPERVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Islanding occurs when a part of the electrical system is supplied solely by a unit or group of distributed generators isolated from the main electrical network. When the center of Distributed Generation (DG) operates connected to the electrical system, the stability depends especially on the inertia of the large power generation plants. However, when DG operates in isolation, the stability depends on the response from controllers, the dynamics of the turbine and generator to maintain the system in normal operation. Due to the low inertia of the isolated system, the network is more susceptible to sags or swells and violations in the frequency levels. Thus, this work aims to analyze the stability of systems with DG operating in isolation, making sure that it can keep the stress levels and appropriate frequency. Dynamic simulation system are performed in *Matlab Simulink*® environment using the *SimPowerSystems* library, where the case study is carried out with a DG type Small Hydroelectric Plant (SHP), analyzing the stability of microgrid upon disconnection with the system main and stand-alone operation (load shedding, load connection, short circuit, among other contingencies). It is also observed the behavior of the microgrid in cases of restoration of power supply through the start of DG operating in isolation.

Keywords: Small Hydroelectric Plant, Isolated Operation, Speed Governor, Voltage Regulator, Dynamic Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte	32
Figura 2 - Exemplo de possíveis ilhas em um sistema composto por duas GDs	38
Figura 3 - Classificação dos tipos de estabilidade do SEP	40
Figura 4 - Modelo elétrico do gerador síncrono	44
Figura 5 - Diagrama de blocos da função de transferência da máquina síncrona	46
Figura 6 - Turbina Kaplan (a) - Turbina Francis (b)	47
Figura 7 - Modelo não linear da turbina hidráulica	48
Figura 8 - Servo-motor	48
Figura 9 - Acréscimo de 5% de carga.....	49
Figura 10 - Decréscimo de 5% de carga.....	50
Figura 11 - Regulador de velocidade.....	51
Figura 12 - Sistema de excitação.....	53
Figura 13 - Regulador de tensão.....	53
Figura 14 - Modo controle de reativos	54
Figura 15 - Modo controle de fator de potência	55
Figura 16 - Modelo PSS2B (IEEE, 2005).	55
Figura 17 - Circuito equivalente de um transformador	56
Figura 18 - Etapas de análise.....	59
Figura 19 - Distúrbios de tensão típicos	61
Figura 20 - Critérios de avaliação.....	63
Figura 21 - Divisão dos modos de operação para avaliação do comportamento de microrredes.	67
Figura 22 - Configuração da rede	71
Figura 23 - Potência ativa (P_e) e potência reativa (Q) antes e depois do ilhamento.	73
Figura 24 - Comportamento da tensão na barra 2 na transição entre modo paralelo para modo isolado.....	74
Figura 25 - Comportamento da frequência da rede na transição entre modo paralelo para modo isolado.	75
Figura 26 - Tensão nas barras da microrrede antes e depois do ilhamento	76
Figura 27 - Comportamento da tensão de campo na transição da operação paralela para isolada.....	77
Figura 28 - Tensão na microrrede antes e depois do ilhamento com um curto-circuito trifásico temporário.....	78

Figura 29 - Comportamento da tensão de campo na transição da operação paralela para isolada com curto-circuito trifásico temporário.....	79
Figura 30 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 3 MW na rede isolada.....	80
Figura 31 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 4 MW na rede isolada.....	81
Figura 32 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 4,5 MW na rede isolada.....	81
Figura 33 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 5 MW na rede isolada.....	82
Figura 34 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 6 MW na rede isolada.....	82
Figura 35 - Comportamento da frequência (pu) da rede com a PCH gerando 3 MW e com diversas valores de carga pós-ilhamento.	83
Figura 36 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 4 MW na rede isolada.....	84
Figura 37 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 5 MW na rede isolada.....	85
Figura 38 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 6 MW na rede isolada.....	85
Figura 39 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 7 MW na rede isolada.....	86
Figura 40 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 8 MW na rede isolada.....	87
Figura 41 - Comportamento da frequência (pu) da rede com a PCH gerando 6 MW e com diversas valores de carga pós ilhamento.....	87
Figura 42 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 6 MW na rede isolada.....	88
Figura 43 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 7 MW na rede isolada.....	89
Figura 44 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 8 MW na rede isolada.....	89
Figura 45 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 9 MW na rede isolada.....	90
Figura 46 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 10 MW na rede isolada.....	90
Figura 47 - Comportamento da frequência (pu) da rede com a PCH gerando 9 MW e com diversas valores de carga pós ilhamento.....	91
Figura 48 - Frequência da rede sem ERAC, com ERAC de 1 estágio e com ERAC de 2 estágios.	92
Figura 49 - Carga da microrrede sem ERAC, com ERAC de 1 estágio e com ERAC de 2 estágios.	93
Figura 50 - Tensões por fase (V_a , V_b e V_c) da rede na barra 2.	94
Figura 51 - Correntes por fase (I_a , I_b e I_c) da rede na barra 2	95
Figura 52 - Comportamento do ângulo de carga no instante do curto-circuito monofásico. ...	95
Figura 53 - Potência elétrica no instante do curto-circuito monofásico.....	96
Figura 54 - Frequência da rede no instante do curto-circuito monofásico	96
Figura 55 - Potência reativa no instante do curto-circuito monofásico.....	97
Figura 56 - Potência reativa no instante do curto-circuito monofásico.....	97
Figura 57 - Tensões trifásicas no instante do curto-circuito.....	98
Figura 58 - Correntes trifásicas no instante do curto-circuito.	98
Figura 59 - Ângulo de carga durante o curto-circuito trifásico.....	99

Figura 60 - Potência Elétrica durante o curto-circuito trifásico.	99
Figura 61 - Frequência da rede durante o curto-circuito trifásico.	100
Figura 62 - Potência reativa durante o curto-circuito trifásico.	100
Figura 63 - Tensão de campo durante o curto-circuito trifásico.	101
Figura 64 - Degrau 2% de carga (potência ativa).	101
Figura 65 - Frequência da rede com degraude carga de 2%.	102
Figura 66 - Rejeição de carga de 2%.	102
Figura 67 - Frequência com rejeição de carga de 2%.	103
Figura 68 - Comportamento da frequência da rede com conexão de banco de capacitores. ...	104
Figura 69 - Tensão na barra 2 com a conexão do banco de capacitores.	104
Figura 70 - Potência ativa e reativa da rede durante a conexão do banco de capacitores.	105
Figura 71 - Frequência da rede com a entrada de carga puramente indutiva na rede.	106
Figura 72 - Tensão na barra 2 com a entrada de carga puramente indutiva na rede.	106
Figura 73 - Potência ativa e reativa da rede.	107
Figura 74 - Partida isolada com degraus de 0,1 pu.	108
Figura 75 - Tensão terminal da fase A.	109
Figura 76 - Tensão de campo na partida em operação isolada.	110
Figura 77 - Comportamento da frequência com variação da constante de inércia (H)	112
Figura 78 - Comportamento da frequência com variação de Tw.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores típicos da constante de inércia (H).....	46
Tabela 2 - Ocorrência de curtos-circuitos.....	60
Tabela 3 - Classificação das variações de curta duração.....	61
Tabela 4 - Limites de frequência.....	63
Tabela 5 - Limites de tensão – Conexão média tensão - Acessantes CEMIG.....	64
Tabela 6 - Níveis de tensão em regime permanente (tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV).....	65
Tabela 7 - Níveis de tensão em regime permanente (tensão nominal superior a 69 kV e inferior a 230 kV).....	65
Tabela 8 - Grandezas de base.....	71
Tabela 9 - Tensão nas barras da microrrede antes e depois do ilhamento.....	77
Tabela 10 - Geração de 3 MW e variação da carga na microrredes.....	83
Tabela 11 - Geração de 6 MW e variação da carga na microrrede.....	88
Tabela 12 - Geração de 9 MW e variação da carga na microrrede.....	91
Tabela 13 - Comportamento da frequência com e sem ERAC.....	93
Tabela 14 - Variação da constante de inércia (H) da máquina síncrona.....	111
Tabela 15 - Variação de constate de tempo de partida da água (Tw).....	112
Tabela 16 - Parâmetros do gerador síncrono.....	121
Tabela 17 - Parâmetros da turbina e do regulador de velocidade.....	121
Tabela 18 - Parâmetros do regulador de tensão.....	122
Tabela 19 - Parâmetros do PSS2B.....	123
Tabela 20 - Transformador elevador.....	124
Tabela 21 - Dados das linhas de distribuição.....	124

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	– Controle Automático de Geração
CERTS	– <i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CIGRÉ	– <i>International Council on Large Electric Systems</i>
CIREN	– <i>Congrès International Des Réseaux Electriques de Distribution</i>
ERAC	– Esquema Regional de Alívio de Carga
EUA	– Estados Unidos da América
IEEE	– <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	– <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
INEE	– Instituto Nacional de Eficiência Energética
FP	– Fator de potência
GC	– Geração Centralizada
GD	– Geração Distribuída
ONS	– Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	– Pequena Central Hidrelétrica
PID	– Proporcional Integral Derivativo
PLCC	– <i>Power Line Carrier Communication</i>
PRODIST	– Procedimentos de Distribuição
RMS	– <i>Root mean square</i>
SCADA	– <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	– Sistema Elétrico de Potência
SIN	– Sistema Interligado Nacional
VSI	– <i>Voltage Source Inverter</i>

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

Δw	–	Variação da velocidade
β	–	Coefficiente de amortecimento da turbina
A	–	Área do conduto forçado
A_1	–	Variável do comportamento da potência ativa com a variação da tensão
A_2	–	Variável do comportamento da potência reativa com a variação da tensão
D	–	Fator de amortecimento
d	–	Eixo direto
e	–	Estator
E_{fmax}	–	Limite máximo tensão de campo
E_{fmin}	–	Limite mínimo tensão de campo
E_p	–	Estatismo permanente
f	–	Enrolamento de campo
F	–	Frequência medida
FP_{ref}	–	Fator de potência de referência
F_{ref}	–	Frequência de referência
g	–	Aceleração da gravidade
H	–	Constante de inércia
h_{base}	–	Queda
k	–	Enrolamento de amortecimento
K_a	–	Ganho do servo-motor
k_e	–	Ganho da excitação
k_f	–	Ganho da realimentação
K_i	–	Ganho integral
K_p	–	Ganho proporcional
K_q	–	Ganho integral do controle de reativos
K_{S1}	–	Ganho proporcional do PSS2B
K_{S2}	–	Ganho da Integrador da potência ativa
K_{S3}	–	Ganho proporcional geral do PSS2B
kV	–	Quilovolt
kVA	–	Quilovolt-ampère
k_x	–	Ganho do regulador principal
l	–	Indutância de dispersão
L	–	Comprimento conduto forçado
L_1	–	Indutância do enrolamento primário
L'_2	–	Indutância do enrolamento secundário
L_m	–	Indutância de magnetização
m	–	Indutância de magnetização
MVA	–	Mega volt-ampère

MW	–	Mega watt
MW.s	–	MegaWatt por segundo
N.m	–	Nelton-Metro
Pc	–	Potência ativa da carga
Pc ₀	–	Potência ativa nominal
Pe	–	Potência elétrica
Pe_ref	–	Potência elétrica de referência
Pm	–	Potência Mecânica
pu	–	Por unidade
q	–	Eixo em quadratura
Q	–	Potência reativa medida
Qc	–	Potência reativa da carga
Qc ₀	–	Potencia reativa nominal
q _{base}	–	Vazão base da turbina
Qref	–	Referência de potência reativa
r	–	Rotor
R ₁	–	Resistência do enrolamento primário
R' ₂	–	Resistência do enrolamento secundário
R _m	–	Indutância de magnetização
s	–	Constante de laplace
T ₁	–	Constante de tempo do bloco de avanço e atraso do PSS2B
T ₂	–	Constante de tempo do bloco de avanço e atraso do PSS2B
T ₃	–	Constante de tempo do bloco de avanço e atraso do PSS2B
T ₄	–	Constante de tempo do bloco de avanço e atraso do PSS2B
T ₆	–	Filtro passa-baixa da entrada de frequência do PSS2B
T ₇	–	Constante de tempo da Integrador da potência ativa do PSS2B
T ₈	–	Constante de tempo do rastreador de rampa do PSS2B
T ₉	–	Constante de tempo do rastreador de rampa do PSS2B
T ₁₀	–	Constante de tempo do bloco de avanço e atraso do PSS2B
T ₁₁	–	Constante de tempo do bloco de avanço e atraso do PSS2B
Ta	–	Torque acelerante em N.m
t _b	–	Constante de tempo do compensador <i>lead-lag</i>
t _c	–	Constante de tempo do compensador <i>lead-lag</i>
Te	–	Torque eletromagnético em N.m
t _e	–	Constante de tempo da excitação
t _f	–	Constante de tempo da realimentação
Tm	–	Torque mecânico em N.m
Tma	–	Constante de tempo do servo-motor
t _r	–	Constante de tempo filtro passa-baixa
t _{r1}	–	Constante de tempo filtro passa-baixa
Tw	–	Constante de tempo de partida da turbina hidráulica
T _{w1}	–	Filtros passa-alta (<i>washout</i>) do PSS2B

T_{w2}	–	Filtros passa-alta (<i>washout</i>) do PSS2B
T_{w3}	–	Filtros passa-alta (<i>washout</i>) do PSS2B
T_{w4}	–	Filtros passa-alta (<i>washout</i>) do PSS2B
t_x	–	Constante de tempo do regulador principal
V	–	Tensão na carga
V_0	–	Tensão nominal na carga
V_f	–	Tensão de campo
$V_{stm\acute{a}x}$	–	Limite máximo de atuação do PSS2B
$V_{stm\grave{m}n}$	–	Limite mínimo de atuação do PSS2B
V_{ref}	–	Tensão terminal de referência;
V_{stab}	–	Sinal de saída do PSS2B
V_t	–	Tensão terminal do gerador
w_0	–	Velocidade de operação (1 p.u)
$w(t)$	–	Velocidade mecânica do rotor
Y	–	Abertura do servo-motor
ZM	–	Zona morta

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	21
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	23
1.2 OBJETIVOS	24
1.3 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	24
1.4 ESTADO DA ARTE.....	25
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	28
2. CONCEITOS GERAIS.....	30
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	30
2.1.1 Situação da Geração Distribuída	31
2.1.2 Impactos e benefícios da Geração Distribuída	33
2.2 MICRORREDES	34
2.2.1 Operação e Controle de Redes Isoladas.....	35
2.2.2 Ilhamento	37
2.2.2.1 <i>Detecção de Ilhamento</i>	39
2.2.3 Estabilidade do Sistema Elétrico	40
3. MODELAGEM DINÂMICA DO SISTEMA ELÉTRICO	44
3.1 MÁQUINA SÍNCRONA.....	44
3.2 TURBINA HIDRÁULICA E REGULADOR DE VELOCIDADE.....	47
3.3 SISTEMA DE EXCITAÇÃO	52
3.4 TRANSFORMADOR.....	56
3.5 LINHA DE TRANSMISSÃO.....	57
3.6 CARGA.....	57
3.7 SIMPOWERSYSTEMS	58
4. METODOLOGIA PROPOSTA.....	59
4.1 TIPOS DE EVENTOS NA REDE ELÉTRICA	60
4.2 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO	62
4.2.1 Limites de Frequência	63
4.2.2 Limites de Tensão	64
4.2.3 Limite Torcional.....	66
4.3 AVALIAÇÃO DE MICRORREDES	66
4.3.1 Formação da Microrrede	67
4.3.2 Operação Isolada	68
4.3.3 Partida em Modo Isolado	69
5. RESULTADOS E SIMULAÇÕES	70
5.1 ESTUDO DE CASO.....	70
5.1.1 Transição da operação interligada para operação isolada.....	72
5.1.1.1 <i>Comutação entre Modos de Controle</i>	72
5.1.1.2 <i>Tensão em Regime Permanente</i>	75

5.1.1.3	<i>Equilíbrio Carga/Geração</i>	79
5.1.2	Transição de Modo Interligado para Isolado com ERAC	92
5.1.3	Operação Isolada	94
5.1.3.1	<i>Curto-circuito monofásico</i>	94
5.1.3.2	<i>Curto-circuito trifásico</i>	98
5.1.3.3	<i>Degrau de carga</i>	101
5.1.3.4	<i>Rejeição de carga</i>	102
5.1.3.5	<i>Entrada de carga puramente capacitiva (banco de capacitores)</i>	103
5.1.3.6	<i>Entrada de carga indutiva</i>	105
5.1.4	Partida com Rede Isolada	107
5.1.5	Discussão de Resultados	110
5.1.5.1	<i>Variações das constantes de T_w e H</i>	111
6.	CONCLUSÕES	114
6.1	SUGESTÕES DE CONTINUIDADE	115
6.2	PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO.....	116
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
	APÊNDICE A	121

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem um papel fundamental para a sociedade, estando presente em praticamente todas as atividades realizadas pelo ser humano. Desta forma, é evidente a preocupação com o suprimento de energia elétrica, principalmente com o aumento do consumo e a busca pelo aperfeiçoamento da qualidade e da confiabilidade do Sistema Elétrico, além da preocupação ambiental com a emissão de gases poluentes e a escassez de novas fontes de geração de energia.

A procura por expandir a oferta de energia, faz com que novos conceitos de geração sejam avaliados. Por um longo tempo, os estudos e investimentos foram voltados para a implantação de grandes centrais de geração de energia elétrica. Geralmente, estas fontes de energia estão instaladas em lugares distantes dos grandes centros urbanos, onde são conectados aos consumidores por longas linhas de transmissão. Tal definição caracteriza uma geração centralizada onde as centrais de geração e as cargas são distintas e bem definidas. A partir da atual carência de novos recursos faz-se necessário a criação de inovações na forma em que o Sistema Elétrico de Potência (SEP) é constituído, substituindo o conceito de Geração Centralizada (GC) por um sistema composto por pequenas centrais de geração dispersas próximas aos consumidores. Esta configuração de geração vem sendo chamada de Geração Distribuída (GD).

A GD surge como uma alternativa a geração centralizada de energia com a finalidade de complementar a geração e atender o aumento gradativo do consumo de energia elétrica. O tempo de implantação da GD é menor que a de grandes centrais, além de causar menos impactos ambientais. No entanto, a inserção de GD na rede de distribuição faz com que a operação e o planejamento do sistema tornem-se extremamente complexos, criando um grande desafio às concessionárias de energia para manter a rede elétrica de acordo com os critérios de qualidade e confiabilidade. Sendo assim, a Geração Distribuída demanda por inúmeros estudos para sua implementação, como por exemplo, estudos de proteção e curto-circuito, qualidade de energia, confiabilidade, estabilidade transitória e dinâmica, impacto da operação isolada, entre outros.

A GD operando de modo isolado (sem estar interligada ao Sistema Interligado Nacional - SIN) proporciona inúmeros benefícios, sendo empregada para minimizar as perdas provocadas por grandes perturbações no SEP, suprindo as cargas da rede elétrica e assim impedindo que os consumidores fiquem sem energia, aumentando os índices de confiabilidade do sistema. De tal modo, que no momento que o sistema principal retorne a sua

operação normal, a GD seja novamente conectada ao SEP. Apesar dos benefícios da operação isolada, são apontados diversos motivos que dificultam a utilização deste modo de operação, entre eles pode-se citar: segurança das equipes da manutenção, modificação das características do SEP, com mudanças na estabilidade e nos níveis de curto-circuito (necessidade da alteração dos ajustes dos relés de proteção). Além disso, existe a preocupação da conservação da qualidade de energia entregue aos consumidores, pois os equipamentos de controle do sistema podem não estar preparados para controlar de forma segura as GDs em operação isolada.

Para viabilizar tal inovação, deve-se modernizar todo o sistema de distribuição e geração de energia elétrica, incorporando as tecnologias de automação, computação e comunicações para monitoração e controle da rede elétrica, as quais permitirão a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma mais eficiente. Essa nova concepção do SEP vem sendo chamada de *Smart Grid* (Redes Inteligentes, traduzindo para o português) (FALCÃO, 2010). Para a utilização plena dos benefícios da GD no sistema de distribuição, tanto para a operação interligada quanto operação isolada, pode-se apontar as seguintes tecnologias:

- Sistemas confiáveis de detecção de ilhamento;
- Relés de proteção com ajustes dinâmicos de proteção e comunicação integrada para monitoramento e controle das microrredes, além de possuírem a função de sincronismo para a reconexão das microrredes com o sistema principal de forma adequada;
- Reguladores de Velocidade e Tensão preparados para o controle da microrrede em operação isolada;
- Utilização de algoritmos para a restauração automática do Sistema Elétrico: capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede em operação normal ou isolada;
- Estudos da operação e do planejamento do sistema com GD em operação isolada;

Além da qualidade em regime permanente das microrredes, também é necessário considerar as condições de operação destas redes em regime transitório, investigando se a microrrede formada pela GD isolada tem condições de manter a estabilidade após a ocorrência de distúrbios (conexão e desconexão de cargas ou de outras centrais de geração, curto-circuito temporário, pequenas perturbações de carga, etc). Assim sendo, a análise da estabilidade considerando a GD em operação isolada possui uma importante função dentro

dos estudos relacionados às Redes Inteligentes, abrindo caminho para a operação de sistemas isolados, possibilitando inovações no planejamento e na operação da rede elétrica de forma a aumentar a confiabilidade e a flexibilidade do SEP.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Apesar dos intensos estudos ao longo dos anos, existem ainda alguns problemas que não foram totalmente solucionados em relação às microrredes. A incerteza da utilização de maneira segura da GD em operação isolada proporciona uma barreira para sua aplicação.

A implantação da Geração Distribuída em operação isolada é fundamental para o conceito *Smart Grid*, possibilitando que autoprodutores possam vender energia independentemente do SIN esteja em operação, além de aumentar dos índices de confiabilidade, diminuindo o número de consumidores de energia afetados após um grande *blackout*. Além disso, o incentivo da implantação de pequenas centrais de geração proporciona um aumento da oferta de energia gerada por fontes renováveis.

Diversos países vêm investindo em estudos relacionados às microrredes, como a Dinamarca, a Alemanha, Portugal, Países Baixos e Polónia, Grécia, o Reino Unido, a França, Espanha, Portugal e Alemanha. Devido aos inúmeros benefícios apontados pela utilização das microrredes, as grandes indústrias também vêm investindo em pesquisas relacionadas ao tema, como a Siemens, ABB, General Motors e a General Electric (HATZIARGYRIOU et al, 2007).

No Brasil, a ausência de automação nas redes de distribuição torna-se um grande empecilho no desenvolvimento das microrredes e deste modo surge à necessidade de amplos investimentos na rede elétrica para a operação segura das redes isoladas. Entretanto, existem diversos pontos do sistema com geração local suficiente para suprir a demanda, viabilizando o emprego das microrredes de forma lucrativa, incentivando a sua utilização em larga escala.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo desta dissertação é analisar a estabilidade de sistemas de distribuição com GD operando de modo isolado, avaliando se a microrrede pode se tornar instável no momento do ilhamento (desconexão do sistema principal), na variação de carga ou na ocorrência de um distúrbio em operação isolada, além de avaliar a partida da GD operando de modo isolado. As simulações são realizadas em ambiente *Matlab® Simulink®*, utilizando a biblioteca *SimPowerSystems*, onde o estudo de caso é realizado no modelo de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

Os objetivos específicos:

- i. Apresentar a modelagem adequada dos componentes do SEP, reguladores de velocidade e tensão, turbina, gerador síncrono, rede e carga;
- ii. Utilizar ferramentas computacionais para análise da estabilidade de microrredes a partir de simulações dinâmicas do sistema, verificando se a mesma pode manter os níveis de tensão e frequência adequados;
- iii. Avaliar resultados de simulação e validar a metodologia desenvolvida através de estudo de caso, analisando a estabilidade da microrrede no momento da desconexão com o SIN e em operação isolada (rejeição de carga, conexão de cargas, curto-circuito, entre outras contingências);
- iv. Avaliar o comportamento da microrrede em caso de recomposição do fornecimento de energia através da partida da GD em operação isolada;

1.3 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Podem-se destacar como principais contribuições deste trabalho:

- O desenvolvimento de uma metodologia de análise da estabilidade de centrais de geração distribuída em operação isolada;
- Análise da dinâmica da turbina hidráulica e do gerador síncrono em operação isolada;
- Identificação de critérios e limites para a formação com sucesso de microrredes;
- Análise de redes isoladas em três condições: formação da microrrede, operação isolada e partida isolada;

1.4 ESTADO DA ARTE

Os trabalhos relacionados às microrredes operando de forma isolada abrangem diversos aspectos relacionados à rede elétrica e das fontes de energia que compõem a rede isolada. Entre eles, podem-se citar estudos da análise de curto-circuito e fluxo de potência, mudanças na operação e controle das centrais de geração e das redes de distribuição, impacto sobre a qualidade de energia elétrica em regime permanente e transitório, incluindo avaliação da estabilidade de frequência e tensão.

Em Ferreira et al. (2014) é realizado a operação ilhada de uma PCH alimentando uma rede de distribuição rural formada por três subestações. A PCH é composta por dois geradores síncronos, um de 5000 kVA e outro de 550 kVA, suprindo uma rede de 25 kV. Segundo os autores, é realizada a análise de fluxo de potência, curto-circuito e análise dinâmica. O cálculo do fluxo de potência é utilizado para definir qual a tensão terminal da PCH de acordo com a carga (considerando as perdas da linha), análise de curto-circuito para a verificação dos ajustes de proteção e a análise dinâmica para verificar o comportamento da PCH com a variação da carga no decorrer do dia.

O trabalho de Bacelar (2013) apresenta uma abordagem do desempenho estático e dinâmico de uma microrrede composta por uma PCH na ocorrência de ilhamentos intencionais. Avaliando a estabilidade das microrredes na ocorrência de curto-circuito, estudo da detecção de ilhamento e a análise do ilhamento intencional da microrredes em condições de carga leve, média e pesada e com geração baixa, mediana e alta, avaliando o sucesso da formação da ilha nos requisitos de sobre/subfrequência e de sobre/subtensão.

No trabalho de Londero (2012) novamente é apresentado um estudo do impacto da estratégia de ilhamento intencional de uma GD do tipo PCH, avaliando o comportamento do sistema ilhado diante de variações da carga e do estudo dos níveis de curto-circuito antes e depois do ilhamento. Este trabalho salienta que são necessárias alterações automáticas dos controles dos geradores distribuídos após o ilhamento para a formação com sucesso de uma ilha estável, mantendo os níveis de tensão e frequência dentro dos padrões de qualidade de energia elétrica.

Em Silva (2011) é realizada a análise do desempenho de uma microrrede com múltiplas unidades de geração distribuída (célula combustível, eólica, termoelétrica, fotovoltaica e microcentral hidrelétrica) em operação em modo ilhado, analisando o fluxo de

potência por meio de conexão e desconexão de cargas e a entrada em funcionamento da microrredes e sua conexão a rede principal.

No trabalho de Gil (2009) é realizado um conjunto de propostas para a gestão técnica de redes de distribuição compostas por microrredes. Segundo Gil (2009), o comportamento dinâmico da microrredes aborda questões associadas ao controle de frequência e a implementação de funções de emergência relacionadas com a operação em modo isolado. Este trabalho constata que é possível operar uma microrredes em modo isolado, incluindo a fase de transição para este modo de funcionamento. Na microrredes são incluídos os modelos de máquina a diesel, turbina a vapor, turbina hidráulica, geração fotovoltaica, célula combustível e inversores de fonte de tensão (VSI - *Voltage Source Inverter*).

Madureira (2005) desenvolve uma plataforma de simulação para avaliar a viabilidade técnica de uma microrrede em operação isolada, com ênfase na implementação de um controle secundário (Controle Automático de Geração - CAG) de frequência para melhorar a estabilidade da rede isolada. Este trabalho ressalta que a estrutura de controle da microrrede é extremamente sensível aos parâmetros de ajuste dos controladores, onde é necessário garantir a otimização dos parâmetros para o funcionamento adequado da rede operando em modo isolado.

O trabalho de Mota (2014) busca analisar o desempenho do sistema elétrico em função da ação dos controladores de velocidade de duas turbinas, uma hidráulica e outra a vapor sem reaquecimento, para operação interligada e em operação isolada, comparando os reguladores de velocidade com regulação primária e com regulação secundária.

No artigo de Choo et al. (2007) é discutido o critério de estabilidade para o controle de um sistema hidráulico operando de modo isolado, com a utilização de métodos de resposta em frequência. Também é realizado o estudo de procedimentos para o ajuste de ganhos para melhorar a estabilidade do sistema, onde é utilizado um controlador Proporcional Integral Derivativo (PID) com estatismo permanente para o controle de velocidade.

Em Rese (2012) é feita a análise da estabilidade e controle de uma microrrede composta por inversores de fonte de tensão, com a modelagem para a análise de estabilidade a pequenas perturbações, operando tanto em modo interligado quanto em modo isolado.

No trabalho Mendonça (2014) é proposto um sistema de automação para o ilhamento intencional de redes de distribuição com geração distribuída, realizando estudos de proteção e dinâmica para determinar a viabilidade da formação da microrrede. É desenvolvido um algoritmo para viabilizar a operação das microrredes de forma inteligente, além de realizar o

estudo da tensão em regime permanente, estabilidade de frequência e esforço torcional da microrrede em diversas condições de carga e de contingências.

Seca et al. (2005) propõe uma estratégia para o aumento da confiabilidade do sistema a partir da operação ilhada de centrais de geração distribuída, onde é realizado um estudo de caso, analisando o comportamento de diferentes unidades geradoras e configurações de proteção. Uma das dificuldades encontradas na operação ilhada é a regulação de frequência da GD, principalmente pela resposta lenta que as centrais hidrelétricas possuem devido à inércia de partida da água. A fim de obter com sucesso de um ilhamento intencional, um conjunto de procedimentos deve ser tomado. O principal deles é adequar a carga à capacidade de geração das GDs presentes na rede, com a desconexão de algumas cargas ou com o aumento da produção local, caso seja possível. Este artigo também apoia que para o sucesso da formação da microrrede, é crucial a necessidade de aumentar a faixa limite dos ajustes de proteção dos dispositivos de proteção instalados na rede de distribuição no momento da abertura do disjuntor da subestação.

Em Lima (2013) é realizado dois estudos para avaliar a formação estável de uma microrrede. O primeiro analisa a transição do modo de operação do gerador distribuído de paralelo para isolado. O segundo estudo é realizado para avaliar a qualidade de energia da microrrede em regime permanente. A transição dos controles de potência reativa e potência ativa para os controles de tensão e frequência são essenciais para a formação da rede isolada, a fim de garantir a estabilidade e os níveis aceitáveis de qualidade de energia para as cargas ilhadas. Lima (2013) propõe que as GDs operem em controle de tensão enquanto conectadas ao SIN ao invés do controle de reativos/fator de potência, para evitar afundamentos de tensão na transição entre os dois modos de controle.

Segundo Mahat et al. (2010) o equilíbrio de frequência em redes isoladas ainda é um problema a ser resolvido, especialmente quando a demanda excede a geração da ilha. A estratégia proposta por Mahat para estabilizar a frequência é baseada na rejeição de carga através de relé de taxa de variação de frequência e do histórico de demanda da rede, onde o corte de carga é realizado através de relés específicos. A partir de simulações apresentadas no artigo, o método se mostrou eficaz na estabilização da frequência em diferentes cenários.

Conforme Najafi et al. (2010), existem ainda alguns problemas que não foram totalmente resolvidos nos estudos de microrredes, como por exemplo, a estabilidade transitória, a estabilidade de frequência dentro das ilhas e desenvolvimento de algoritmo em tempo real para a separação adequada, que inclui tanto restrições estáticas e dinâmicas das ilhas, que são tarefas complicadas e necessitam de estudos mais aprofundados. Desta forma,

Najafi et al. (2010) propõe um algoritmo baseado na combinação de características estáticas e dinâmicas de sistemas de energia para determinar a constituição da microrrede, onde o método proposto combina as características de estrutura topológica de sistemas de energia, com a utilização da teoria de coerência entre geradores da rede e da geração de carga equilibrada dentro da microrrede, para a formação de ilhas estáveis.

Em Ferreira (2014) é realizado o estudo de recomposição automática do sistema elétrico através de simulações dinâmicas, onde as unidades de geração suprem a carga de forma isolada durante a recomposição. Segundo o autor, para a análise do sistema é necessário o estudo em regime permanente, transitórios eletromagnéticos, transitórios eletromecânicos e do desempenho do sistema de proteção. A partir da modelagem do sistema são realizados estudos de fluxo de potência, que visam à verificação dos perfis de tensão, carregamentos dos equipamentos e a capacidade das unidades geradoras. Os estudos de transitórios eletromagnéticos são realizados para verificar as oscilações de tensão e frequência nas manobras durante a reconfiguração. Já os estudos de transitórios eletromecânicos são realizados para a definição de carga a ser suprida, do número de mínimo de unidades geradoras e simulações de rejeição de carga.

No trabalho de Paiva (2015) é feito um comparativo entre a modelagem linear e a não linear de sistemas de geração hidráulica (turbina hidráulica, conduto-forçado e regulador de velocidade). Para avaliar a resposta dos controladores de velocidade o artigo utiliza a simulação de rede isolada com carga resistiva. Os ensaios são realizados com diferentes níveis de carregamento e com diferentes modelos de turbina-conduto, analisando o comportamento da potência ativa, servo-motor e frequência da rede isolada. Os resultados das simulações são comparados com os resultados em campo, mostrando que os modelos não lineares representam de forma mais adequada o comportamento do sistema real.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada em seis capítulos, onde no capítulo 1 é composto pela introdução, a justificativa e os objetivos principais da dissertação, além de uma revisão bibliográfica de trabalhos relacionados ao tema proposto.

No capítulo 2 é dedicado a definição e os impactos da geração distribuída em operação isolada e das microrredes no sistema elétrico.

O capítulo 3 apresenta a modelagem e controle do sistema elétrico, com modelos de turbinas hidráulicas e regulador de velocidade, gerador síncrono e regulador de tensão, além da modelagem da rede elétrica e da carga.

No capítulo 4 são abordadas as metodologias de avaliação das microrredes, definição dos eventos e parâmetros de avaliação para o sucesso da formação de microrredes.

Já o capítulo 5 é apresentado os resultados das simulações da microrrede na formação da rede isolada, a análise em regime isolado da GD e também a partida da GD em modo isolado.

O capítulo 6 apresenta as considerações finais e as possíveis atividades futuras relacionam a dissertação.

2. CONCEITOS GERAIS

Neste capítulo é realizada uma revisão bibliográfica sobre a GD e de sua inclusão nas microrredes em operação isolada. O assunto abordado vai desde o conceito da GD e de microrredes, com ênfase nos modos de operação e controle, identificação de ilhamento, impactos e benefícios no sistema elétrico.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de Geração Distribuída possui diversas definições de acordo com a literatura, dependendo da forma de conexão, capacidade instalada, localização e quais os tipos de recursos naturais utilizados na geração de energia. A definição de GD é esclarecida por diversas instituições mundiais relacionadas ao assunto, entre as principais pode-se citar:

A *International Council on Large Electric Systems* (CIGRÉ) que define GD como uma geração que não é planejada e nem despachada de forma centralizada, sem haver deste modo um órgão que comande suas ações; é usualmente conectada à rede de distribuição; e sua potência instalada é menor que 50 MW ou 100 MW (GIL, 2009).

Já o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) define a GD como uma unidade de geração pequena o suficiente para ser conectada ao sistema de distribuição e estar próxima ao consumidor (CARDOSO, 2009) (GIL, 2009).

O *Congrès International Des Réseaux Electriques de Distribution* (CIRED) define as GD com base nos níveis de tensão, no ponto de conexão com a rede próximo das cargas e na tecnologia de geração (CIRED, 1999).

No Brasil, o Procedimento de Distribuição (PRODIST) define GD por centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (PRODIST – Módulo 1, ANEEL, 2012).

O Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) a GD é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2015).

2.1.1 Situação da Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, os debates relacionados à GD aumentam na medida em que, ao longo dos anos, o aumento demográfico e o crescimento das atividades econômicas têm resultado numa constante elevação do consumo de energia elétrica no País.

Neste contexto, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou a resolução normativa N° 482, de 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). Esta resolução definiu a microgeração e a minigeração por:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012);

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012);

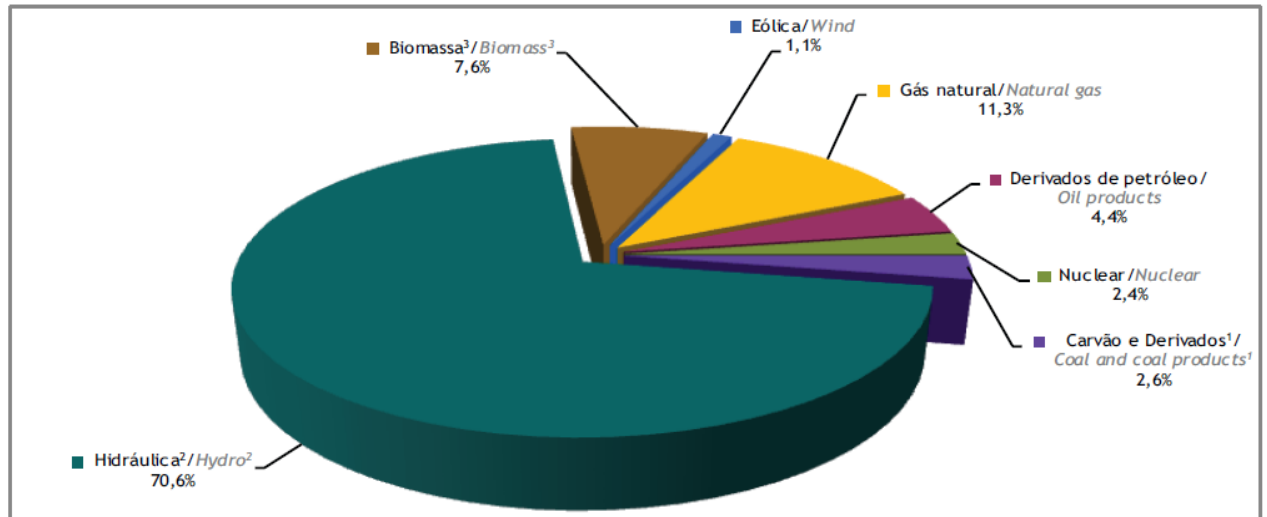
A resolução normativa N° 482 também estabelece o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Este sistema possibilita que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora local, sendo posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora (ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade) (ANEEL, 2012).

O Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, especificamente no Módulo 3, seção 3.7, estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição. Segundo o Módulo 3, a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que usam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (PRODIST – Módulo 3, ANEEL, 2012).

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2014, o Brasil possui uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, onde a geração hidráulica corresponde por 64,9% da oferta interna e a soma de todas as fontes renováveis corresponde a 79,3% da oferta interna

de eletricidade no Brasil (EPE, 2014). Na Figura 1 é mostrada a divisão da oferta de energia no Brasil.

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Fonte: (EPE, 2014).

As unidades geradoras hidráulicas que compõem uma GD são chamadas de Pequena Central Hidrelétrica e de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH). Uma PCH é definida por uma unidade geradora com potência superior a 3 MW e igual ou inferior a 30 MW. Este tipo de hidrelétrica é construída especialmente em rios de pequeno e médio porte que tenham desníveis significativos durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas. Já as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) são unidades geradoras com potência instalada de até 3 MW (BRASIL. Lei n.º 13.097, de 19 de janeiro de 2015).

2.1.2 Impactos e benefícios da Geração Distribuída

A implantação da GD no sistema elétrico não é apenas um interesse das entidades ligadas ao setor elétrico, mas de toda a sociedade, devido aos possíveis benefícios que a mesma proporcionará na produção de energia. Pode-se apontar como benefícios do desenvolvimento da GD os benefícios ambientais, técnicos e econômicos.

Os benefícios ambientais surgem com a busca pela diminuição da emissão de gases do efeito estufa definidas no Protocolo de Kyoto¹. Tais benefícios são criados a partir da utilização da GD com fontes renováveis ao invés da geração a partir de combustíveis fósseis, além do melhor emprego dos combustíveis tradicionais e da utilização de cogeração, aumentando a eficiência energética do processo de geração térmica. A implantação da GD também pode adiar a construção de grandes centrais de geração, além de adiar investimentos em novas linhas de transmissão e subestação, devido à proximidade das unidades geradoras aos locais de consumo. Tal proximidade também reduz as perdas no transporte da energia (perda nas linhas de transmissão) em relação às centrais convencionais de geração (GIL, 2009) (RESE, 2012) (INEE, 2002).

Os benefícios econômicos criados pela GD aparecem a partir da criação de novas oportunidades de comercialização de energia, favorecendo o mercado varejista e a microgeração. A diminuição dos custos de transporte da energia elétrica graças à redução das perdas nas linhas transmissão, evitando ou adiando reforços nas linhas, nos transformadores e na construção de novas centrais geração ou subestações, como já citado anteriormente. A GD também possui menor tempo de implantação em relação às grandes centrais de geração de energia (RESE, 2012) (INEE, 2002).

Entre os benefícios técnicos proporcionados pela GD ao sistema de distribuição pode-se mencionar: a melhoria no perfil da tensão em períodos de carga pesada; o aumento da confiabilidade, com a possibilidade da operação de modo isolado; a redução do carregamento das redes; a diversificação da matriz energética e deste modo aumentar da oferta de energia aos consumidores (LOPES, 2011) (RESE, 2012) (INEE, 2002).

Entretanto, com a implantação da GD o planejamento e a operação do sistema torna-se complexo, dificultando a utilização da GD de modo aproveitar todos os benefícios mencionados anteriormente. Devido ao fluxo bidirecional da energia, o sistema de

¹ O Protocolo do Kyoto é um acordo internacional que estabelece metas de redução de gases poluentes para os países industrializados. O protocolo foi finalizado em 1997, baseado nos princípios do Tratado da ONU sobre Mudanças Climáticas, de 1992.

distribuição sofre diversas alterações no modo com que deve ser operado. Com a conexão de novos geradores, ocorre o aumento das correntes de curto-circuito e deste modo os ajustes de proteção dos relés devem ser alterados, além da inclusão de outras funções de proteção para os relés, como as funções bidirecionais e de sincronização automática.

A qualidade de energia e estabilidade do sistema pode ficar abaixo das condições aceitáveis caso os equipamentos de controle não possuam funções de controle adequadas, tanto em operação isolada quanto operação sincronizada. Também é preciso levar em consideração a intermitência da geração, pois a previsão da disponibilidade das unidades geradoras é algo extremamente complexo, onde algumas das fontes de energia podem nem sempre estar disponíveis (radiação solar, vento, água e biogás), além das altas taxa de falha dos equipamentos. Desta forma, é necessário considerar que a GD não opera de forma contínua em todos os períodos (LOPES, 2011) (RESE, 2012) (INEE, 2002).

2.2 MICRORREDES

No ano de 2002, o conceito de microrrede (*microgrid*) foi proposto nos EUA pelo Departamento de Energia, através do projeto *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS). Este projeto adota a junção das cargas e das microfuentes operando de forma única, fornecendo tanto energia elétrica quanto energia térmica, conectadas com a rede elétrica ou em operação em modo isolado (LASSETER, 2002).

A microrrede é formada através do ilhamento intencional de parte da rede de distribuição com geração suficiente para suprir a demanda da rede, permitindo um elevado nível de integração da GD ao sistema de distribuição, possibilitando que os consumidores desfrutem de diversas vantagens técnicas e econômicas da GD em operação isolada (GIL, 2009).

As microrredes são caracterizadas por serem redes formadas por fontes de energia renováveis próximas as cargas, nível de tensão em média ou baixa tensão, possuem tecnologias de automação e comunicação, podendo operar de forma isolada e correspondem a uma região demográfica pequena (MENDONÇA, 2014) (CHOWDHURY et al, 2009).

No cenário atual brasileiro, a formação de uma microrrede é mais provável em redes compostas predominantemente de unidades de geração hídricas ou térmicas do que as redes baseadas em energia solar e eólica. As energias hídricas ou térmicas possuem maior energia acumulada para suprir a carga e são geralmente constituídas por máquinas síncronas,

enquanto as energias solares e eólicas dependem de mecanismos de armazenamento de energia e são constituídas por inversores de frequência (MENDONÇA, 2014)

Os benefícios proporcionados pelas microrredes são decorrentes da utilização da GD de forma mais abrangente, da melhoria da eficiência do sistema e da possibilidade de manter o suprimento de energia independente de distúrbios na rede elétrica principal, aumentando os índices de confiabilidade da rede e o comércio da produção de energia das GDs.

2.2.1 Operação e Controle de Redes Isoladas

A operação isolada de geradores distribuídos tem um grande impacto para os consumidores, à concessionária e dos proprietários das unidades de geração. No caso da concessionária, a operação isolada pode provocar danos aos equipamentos da rede e dos consumidores, isso devido a possível falta de qualidade de energia de unidades geradoras de propriedade de terceiros. Já em relação aos produtores de energia, a operação isolada concebe o comércio de energia independente do sistema principal estar em operação. Para os consumidores, a operação isolada permite a continuidade no fornecimento de energia, evitando grandes períodos sem energia elétrica (LIMA, 2013).

Na transição da operação interligada para isolada e na operação em regime isolado, a frequência da rede pode mudar significativamente. A frequência aumentará se houver excesso de geração e diminuirá se houver excesso de carga. Se a frequência aumentar, ela pode ser controlada através da redução da potência de saída dos geradores. No caso da frequência diminuir, é necessário realizar um corte parcial da carga, evitando que a unidade geradora seja retirada de operação pelo relé de subfrequência. Se não houver o sistema de corte de carga para evitar afundamentos da frequência da rede, a primeira análise que deve ser feita é o levantamento da demanda do todo o sistema, com intuito de não ultrapassar os limites de geração da GD e possibilitar o sucesso na formação da microrrede.

Um método de proteção especial do SIN em casos de distúrbios de subfrequência provocados pela perda de grandes centrais de geração ou por grandes variações de carga é o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). O ERAC é um sistema de proteção específico para o corte de carga por subfrequência e/ou taxa de variação de frequência. Este sistema de proteção tem evitado grandes blecautes no SIN ao longo dos anos, isto graças à atuação adequada do ERAC no corte de carga em estágios dentro de valores recomendados por estudos (SEL, 2015). Segundo o Módulo 4 do PRODIST, o ERAC não é aconselhável cortar

mais de 10% da carga em cada estágio em sistemas de distribuição (ANEEL, 2010). Desta forma, para manter a GD em operação isolada em casos de grandes desequilíbrios de geração/carga a utilização do sistema de proteção ERAC pode ser um meio para viabilizar o sucesso na estabilização de sistemas isolados, evitando a atuação do relé de proteção.

Em casos que a GD em operação isolada esteja conectada por uma longa linha de distribuição até carga, pode ocorrer uma queda de tensão significativa até os consumidores, deixando o sistema com níveis de tensão críticos, fora dos níveis aceitáveis de qualidade de energia. Para melhorar os níveis de tensão entregue pela GD isolada ao consumidor, deve-se fazer uma avaliação do fluxo de potência em condição de carga leve, média e pesada, para a definição da amplitude da tensão na barra da GD e desta forma alterar a tensão de referência da GD para regular a tensão da rede (FERREIRA, 2014). Com este estudo, pode-se verificar a necessidade da utilização de reguladores de tensão junto ao consumidor ou da utilização de bancos de capacitores para melhorar os níveis de tensão da rede.

Na mudança da operação interligada para isolada, os níveis de curto-circuito são alterados e em alguns casos o relé de proteção pode não ser sensibilizado por um curto-circuito. Neste caso, antes de realizar o ilhamento, é necessário realizar um estudo dos níveis de curto-circuito, e se necessário, deve-se ajustar o relé de proteção. Além do ajuste automático dos parâmetros de proteção, os relés precisam ter a função de verificação de sincronismo automático para garantir que a reconexão da microrrede ao SIN seja realizada de forma adequada, onde a frequência, a amplitude e a ângulo de fase das tensões estejam próximas. Os relés de sincronismo são necessários para evitar o fechamento de forma indevida, evitando danos ao eixo das máquinas.

Os equipamentos de controle das unidades de geração devem ser concebidos e modelados para operar em dois modos de funcionamento: a operação conectada à rede de principal e a operação em modo isolado. Após a detecção de ilhamento, é necessário alterar os modos de controle do regulador de velocidade, passando de um controle com estatismo, para um controle isócrona (apenas controle de frequência) em casos em que apenas uma máquina alimente uma carga isolada, mantendo a frequência em condições normais. Já nos casos em que mais de uma máquina opera em modo isolado, o controle com estatismo deve ser mantido, entretanto os ajustes de controle devem ser alterados. Em relação ao controle de tensão, deve-se comutar do modo de controle de reativos ou fator de potência para o modo de controle de tensão terminal, caso contrário, a tensão da GD passará dos limites de qualidade de energia.

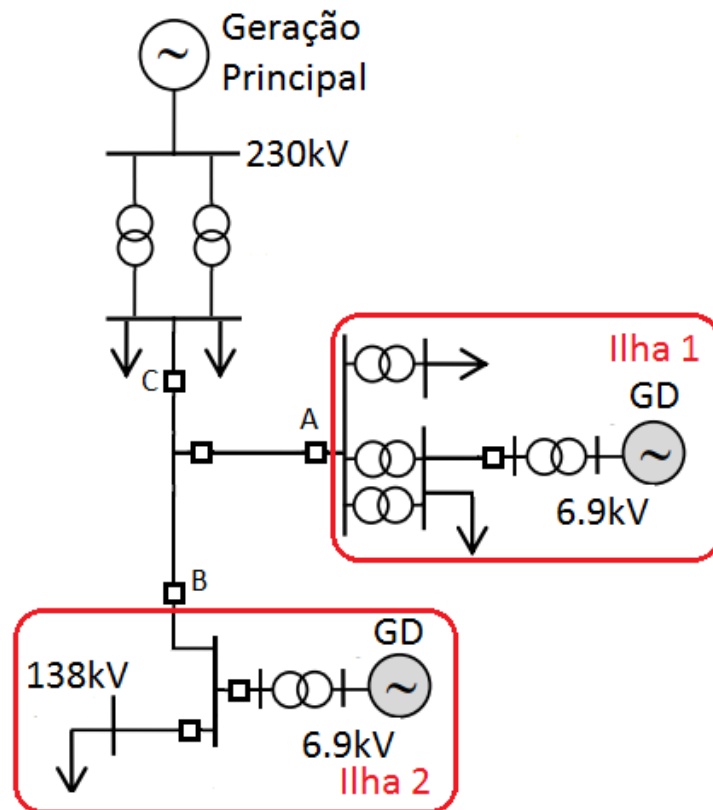
2.2.2 Ilhamento

O ilhamento ocorre quando uma parte do sistema elétrico passa a ser suprido unicamente por uma unidade, ou grupo, de geradores distribuídos isolados do sistema principal. O ilhamento pode ser provocado por distúrbios ou por manutenção programada, sendo a última linha de defesa contra grandes falhas na rede principal, agindo de forma corretiva, dividindo sistema de energia em pequenas redes operando de forma isolada. O ilhamento intencional acontece de maneira planejada, por meio do chaveamento programado do disjuntor de acoplamento da microrrede, ou associado à interrupção do fornecimento de energia devido a falhas na rede elétrica principal (BACELAR, 2013).

Já o ilhamento não intencional ocorre quando a detecção de ilhamento falha, onde os relés de proteção e os reguladores acabam não sendo ajustados para o modo de operação ilhado. A falha na detecção de ilhamento pode ocorrer quando a diferença entre a geração e a demanda é pequena, quando as variações de frequência e de tensão não sensibilizam o relé de detecção de ilhamento. Neste caso, podem ocorrer sérios problemas para o sistema, como por exemplo: violação nos níveis de qualidade de energia; falhas na detecção de curto-circuito e assim ocasionar a danificação dos equipamentos, onde os níveis de corrente de curto-circuito da GD são menores que a corrente de curto-circuito da rede elétrica principal; risco à segurança da equipe de manutenção e dos consumidores (VIEIRA, 2014).

Na Figura 2 é mostrado um exemplo de uma rede com GD que pode operar de forma isolada. A “ilha 1” é formada caso o disjuntor “A” abra, e a “ilha 2” é formada com a abertura do disjuntor “B”.

Figura 2 - Exemplo de possíveis ilhas em um sistema composto por duas GDs



O ilhamento programado para manutenção é realizado através do método “suave”, onde o despacho da GD é ajustado de acordo com as cargas da rede que se deseja isolar, e desta forma, após a geração ficar compatível com a carga, o disjuntor da subestação é aberto e a GD começa a operação em modo isolado. O ajuste é realizado considerando o histórico da demanda da subestação. Este método garante que não irão ocorrer degraus de potência ativa, evitando que a frequência ultrapasse os limites ajustados pelo relé de proteção (FERREIRA, 2014).

Já o ilhamento não programado é provocado por distúrbios na rede, abrindo o disjuntor da subestação da concessionária devido ao sistema de proteção da subestação. Neste caso, pode ocorrer um desequilíbrio entre a geração e a carga, provocando sub/sobre frequências ou sub/sobre tensão, onde mesmo a GD mantendo-se em operação após o distúrbio (curto-circuito) ela pode sair de operação pela atuação dos relés de proteção de frequência ou tensão.

Embora seja difícil que a GD continue em operação ilhada na perda do sistema principal provocado por um curto-circuito, às tecnologias atuais permitem que os operadores

de rede possam usar a GD em um ilhamento planejado, a fim de evitar a perda de carga para situações previsíveis, como a manutenção ou reparos nas redes a montante (SECA, 2005).

No caso da GD e o SIN saírem de operação, pode-se realizar ilhamento através da partida da GD em operação isolada, onde seria necessária a automação da rede para uma tomada de carga da GD sem desníveis significativos da frequência da rede isolada.

2.2.2.1 Detecção de Ilhamento

Para a GD operar de modo isolado é essencial à detecção de ilhamento com o menor tempo possível, assim podem-se atualizar os ajustes de proteção e controle dos relés e dos reguladores. Existem duas formas distintas na literatura de detecção do ilhamento: as técnicas locais e as técnicas remotas.

As técnicas remotas são baseadas na comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção e manobra da rede elétrica e os geradores distribuídos. A principal vantagem da utilização dessas técnicas é a eficácia na identificação do ilhamento. Como desvantagens estão os altos custos da instalação, uma vez que envolve o uso de esquemas sofisticados de comunicação, controle e aquisição de dados. Entre as técnicas remotas destacam-se as baseadas em sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), com a ideia básica de monitorar o estado dos disjuntores da rede e a técnica baseada em sistemas PLCC (*Power Line Carrier Communication*), que enviam sinais de baixa frequência para os geradores distribuídos, caso o gerador não receba o sinal enviado, o ilhamento é identificado (VIEIRA, 2011) (BACELAR, 2013).

Já o princípio básico das técnicas locais é detectar o ilhamento usando medidas de tensões e frequência (ou outra grandeza elétrica) disponíveis no local de instalação do gerador distribuído. As técnicas locais de detecção de ilhamento podem ser baseadas em medidas de frequência da rede (relés de sub e sobrefrequência ou relé de taxa de variação de frequência (df/dt)), detecção a partir da medição do deslocamento de fase da tensão, conhecido como “Salto de Vetor” ou detecção pela variação da tensão da rede, relacionada ao desbalanço de potência reativa no sistema ilhado (VIEIRA, 2011).

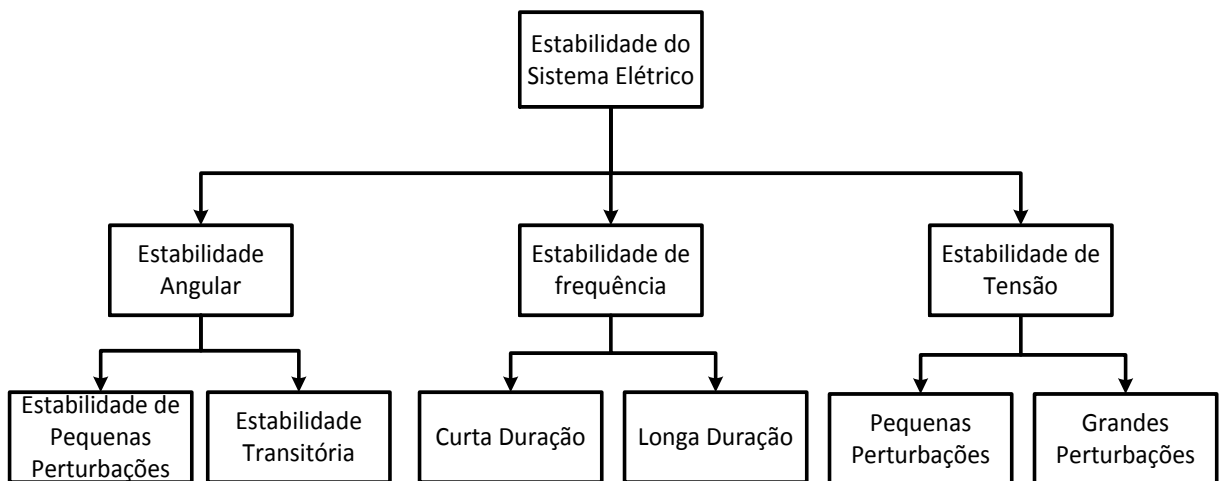
Entretanto, as técnicas locais podem não detectar o ilhamento em casos que a diferença entre geração da GD e a carga do microrrede seja pequena, devido a sensibilidade dos ajustes dos dispositivos de proteção, que devem ser ajustados de maneira de impedir a operação indevida dos mesmos.

2.2.3 Estabilidade do Sistema Elétrico

O SEP é projetado com o objetivo fundamental de suprir à demanda de energia exigida pelos seus consumidores dentro dos limites de tensão e frequência adequadas. Além de ser capaz de operar em regime permanente, o SEP deve ser flexível na presença de defeitos ou perturbações de modo a garantir a continuidade do suprimento de energia. Entretanto, alguns distúrbios temporários ou variações normais da rede podem conduzir a situações de perda total ou parcial do sistema. Devido a tais ocorrências, surge o estudo da “Estabilidade do Sistema Elétrico”, onde a estabilidade pode ser definida como a condição em que diversas máquinas síncronas do SEP permanecem em sincronismo e no caso de instabilidade, haverá a perda de sincronismo das máquinas síncronas (COSTA, 2000).

No diagrama de blocos da Figura 3 são classificados os diferentes tipos de estabilidade do SEP, divididos em três grandes classes (FERREIRA, 2005):

Figura 3 - Classificação dos tipos de estabilidade do SEP



Fonte: (FERREIRA, 2005).

A estabilidade de tensão é definida pela capacidade do sistema elétrico manter os níveis de tensão de toda a rede adequados após a ocorrência de perturbações. A instabilidade de tensão pode ser provocada pelo desequilíbrio entre as potências reativas da rede (BARBOSA, 2013). Um sistema é considerado instável quando o aumento de carga ou mudanças nas condições de operação provoca um progressivo e incontrolável afundamento

dos níveis de tensão da rede (KUNDUR, 1994). Assim, uma rede é considerado estável quando possui a capacidade de manter a tensão pós-falta próximos dos valores pré-falta.

Já a estabilidade de frequência é a capacidade do sistema em manter os níveis de frequência adequados após distúrbios que provoquem um desequilíbrio entre a carga e a geração do conjunto turbina/gerador (BARBOSA, 2013). Geralmente, a estabilidade de frequência é um fenômeno que engloba todo o sistema, dependendo da resposta do mesmo ao distúrbio e também da disponibilidade de reservas de energia. Porém na análise de redes em operação isolada, a instabilidade de frequência é extremamente acentuada, devido à variação brusca entre a carga e a geração no instante do ilhamento, podendo induzir o sistema a um colapso.

A estabilidade angular é a capacidade da máquina síncrona de um sistema interligado manter-se em sincronismo depois de uma perturbação na rede. Esta estabilidade é dependente do equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético, onde a diferença entre os dois provoca o surgimento de um torque acelerante. Devido a este desequilíbrio pode surgir oscilações que provocam a instabilidade dos geradores, provocando a perda de sincronismo (BARBOSA, 2013).

Em relação à estabilidade angular existem dois grandes estudos realizados pelas concessionárias de energia: estudos de Estabilidade Transitória e estudo da Estabilidade Dinâmica. A Estabilidade Transitória Angular trata da análise de fenômenos de oscilações eletromecânicas que acontecem entre os rotores das máquinas síncronas quando sujeitos a distúrbios transitórios, como um curto-circuito. A Estabilidade Dinâmica é a análise do comportamento do sistema após a ocorrência de pequenas perturbações, associadas basicamente a variação dos níveis de carga (FERREIRA, 2005).

Quando acontece uma perturbação, como a entrada de uma nova carga no sistema, ocorre um transitório eletromagnético que exige parte da energia contida no campo magnético local, provocando uma queda na tensão. Depois do transitório eletromagnético há uma resposta mecânica do sistema, proporcionando um transitório eletromecânico, onde a nova carga é suprida pelos rotores das máquinas síncronas, ocorrendo imediata perda da energia cinética das partes girantes e assim uma redução da frequência do sistema. Em seguida o Regulador de Velocidade reestabelece a frequência aumentando a potência gerada. Posteriormente ao transitório o sistema volta a operar em regime permanente, onde os ângulos rotóricos e o fluxo de potência permanecem constantes. Em regime permanente todas as máquinas síncronas terão a mesma velocidade angular onde a potência elétrica gerada é igual à soma das potências absorvidas pelas cargas e perdas da rede, mantendo o sistema em

condição de equilíbrio (estável). Dependendo da magnitude do distúrbio o equilíbrio se desfaz, resultando na aceleração ou desaceleração dos rotores, fazendo com que o ponto de operação do sistema não volte, induzindo o sistema a instabilidade (MATA, 2005).

Os estudos de estabilidade geralmente são realizados com critérios desenvolvidos para os sistemas de transmissão (geração centralizada e interligados ao SIN). Entretanto, as características dos sistemas de transmissão são diferentes das características dos sistemas de distribuição, onde as redes são curtas e os geradores estão localizados próximos da carga. Com a inserção da GD aos Sistemas de Distribuição, surgem outras novas condições de análise, pois o sistema fica mais susceptível a sofrer instabilidade devido a distúrbios, ainda mais em condições de operação isolada e com geradores trabalhando com cargas desequilibradas (SALIM, 2011).

Segundo Taranto et al. (2013), na análise da estabilidade é necessário analisar as condições operacionais de carga leve, média e pesada em condições normais de funcionamento e em contingências. Nas simulações dinâmicas, devem-se considerar as condições operacionais mais críticas identificadas nos estudos de fluxo de potência, como eventos de curto-circuito, perda de geração parcial e perdas de carga. Em casos da presença de motores de grande porte, simulam-se os eventos de partida dos mesmos. Nas simulações de ilhamento é realizada a comutação dos modos de controle de potência/fator de potência para frequência/tensão, respectivamente. Em todos os casos deve-se avaliar a resposta dinâmica do sistema, analisando o desvio de tensão, frequência e angular. Após a análise da formação da ilha, é imprescindível verificar a resposta do sistema de proteção, de forma que não ocorra desligamento do sistema.

Quando a GD opera conectada ao sistema, a estabilidade depende especialmente da inércia do sistema e das grandes centrais de produção de energia. No entanto, quando a GD opera em modo isolado, a estabilidade depende da resposta dos controladores, da dinâmica da turbina e do gerador para manter os níveis de tensão e frequência em valores adequados. Devido à baixa inércia do sistema isolado, a rede fica mais susceptível a afundamentos e/ou elevações de tensão e violações nos níveis de frequência.

Segundo o módulo 3.6 do Operador Nacional do Sistema (ONS), o tempo de estabilização na operação isolada deve ser menor que sessenta segundos e o tempo de resposta deve ser menor que nove segundos e desta forma garantir o bom desempenho em condições de ilhamento das unidades de geração (ONS, 2009).

Existem duas técnicas para a análise da estabilidade de sistemas de energia: os métodos de Integração Numérica e os métodos Diretos. A aplicação do Método de Integração

Numérica no domínio do tempo permite uma análise bastante detalhada e precisa, entretanto possui um tempo computacional elevado, não possibilitando sua aplicação em tempo real. Para a utilização do Método Direto, existem diversas técnicas, como por exemplo, as técnicas fundamentadas nos conceitos matemáticos de *Lyapunov* e as técnicas baseadas no *Critério das Áreas Iguais*. O Método Direto tem como vantagem a redução do tempo de processamento, e desta forma facilitando a análise em tempo real. Entretanto este método não é robusto em certas circunstâncias do SEP, especialmente quando o sistema funciona próximo dos seus limites. Existem também técnicas de aprendizagem baseadas em algoritmos probabilísticos na análise da estabilidade, como por exemplo, redes neurais artificiais e árvores de decisão (FERREIRA, 2005).

A análise de sistemas de energia em operação isolada é realizada a partir de simulações dinâmicas no domínio do tempo, através da modelagem matemática do SEP. O comportamento da microrrede é avaliado em diversas condições de operação, analisando o desempenho da tensão e frequência da rede após a ocorrência de pequenas e grandes perturbações.

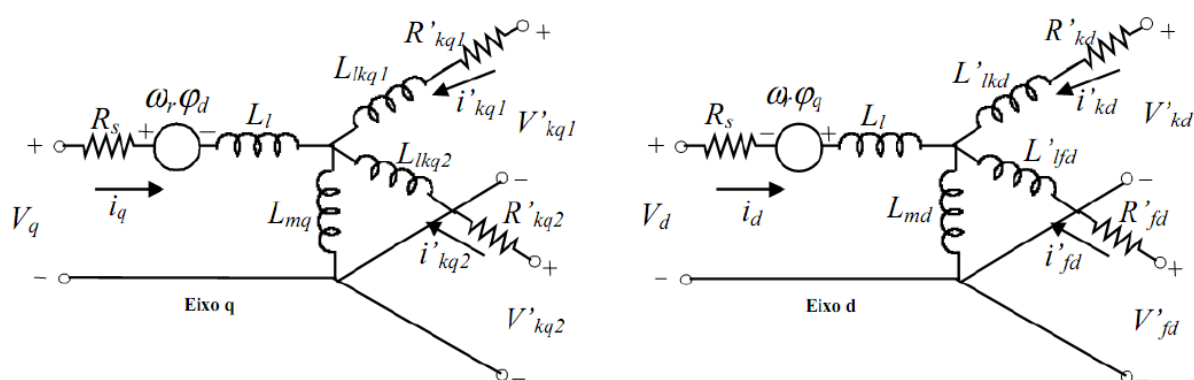
3. MODELAGEM DINÂMICA DO SISTEMA ELÉTRICO

Neste capítulo são definidos os modelos matemáticos para o estudo dinâmico do sistema elétrico, apresentando os modelos dinâmicos para a máquina síncrona, a turbina hidráulica, o regulador de velocidade e o regulador de tensão, além dos demais componentes necessários para a modelagem do SEP.

3.1 MÁQUINA SÍNCRONA

O modelo de máquina síncrona utilizado nesta dissertação é baseado na modelagem matemática presente em Kundur (1994), sendo a parte elétrica da máquina representada por um modelo de espaço de estado de sexta ordem (Figura 4). Este modelo leva em consideração o estator, os enrolamentos de campo e de amortecimento, onde os dois últimos são refletidos ao estator.

Figura 4 - Modelo elétrico do gerador síncrono



Fonte: SimPowerSystem

Os índices referentes ao modelo da máquina síncrona da Figura 4 são definidos por:

d – Eixo direto;

q – Eixo em quadratura;

- r – Rotor;
- e – Estator;
- l – Indutância de dispersão;
- m – Indutância de magnetização;
- f – Enrolamento de campo;
- k – Enrolamento de amortecimento;

As equações que definem o modelo elétrico da máquina síncrona podem ser encontradas detalhadamente na própria biblioteca da ferramenta computacional SimPowerSystems, presente em ambiente *Matlab/Simulink* e também em Kundur (1994). Já o modelo eletromecânico da máquina síncrona é expresso pelas equações (1), (2) e (3) (KUNDUR, 1994).

$$\Delta w(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t T_a dt - D \Delta w(t) \quad (1)$$

$$T_a = T_m - T_e \quad (2)$$

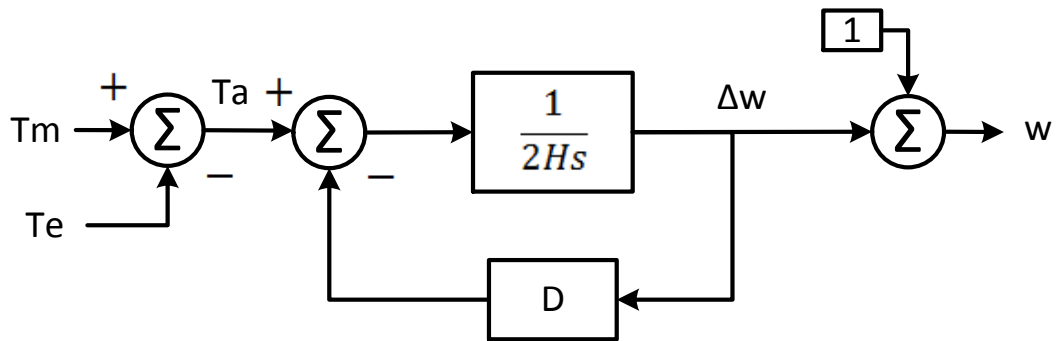
$$w(t) = \Delta w(t) + w_0 \quad (3)$$

onde:

- Δw – variação da velocidade;
- H – Constante de inércia;
- D – fator de amortecimento;
- T_a – Torque acelerante em N.m;
- T_m – Torque mecânico em N.m;
- T_e – Torque eletromagnético em N.m;
- $w(t)$ – velocidade mecânica do rotor;
- w_0 – velocidade de operação (1 p.u)

Na Figura 5 é apresentado o diagrama de blocos da função de transferência do modelo eletromecânico da máquina síncrona, obtida a partir da Transformada de Laplace das equações (1), (2) e (3).

Figura 5 - Diagrama de blocos da função de transferência da máquina síncrona



Fonte: SimPowerSystem

A constante de inércia (H) da máquina síncrona é calculada entre a relação da energia armazenada à velocidade nominal (em MW.segundos) pela potência aparente do gerador (MVA), combinando a inércia do gerador e da turbina, expressa pela equação (4) (KUNDUR, 1994).

$$H = \frac{MW \times s}{MVA} \quad (4)$$

Na Tabela 1 são apresentados os valores típicos da constante de inércia (H) de usinas térmicas e hidráulicas (KUNDUR, 1994).

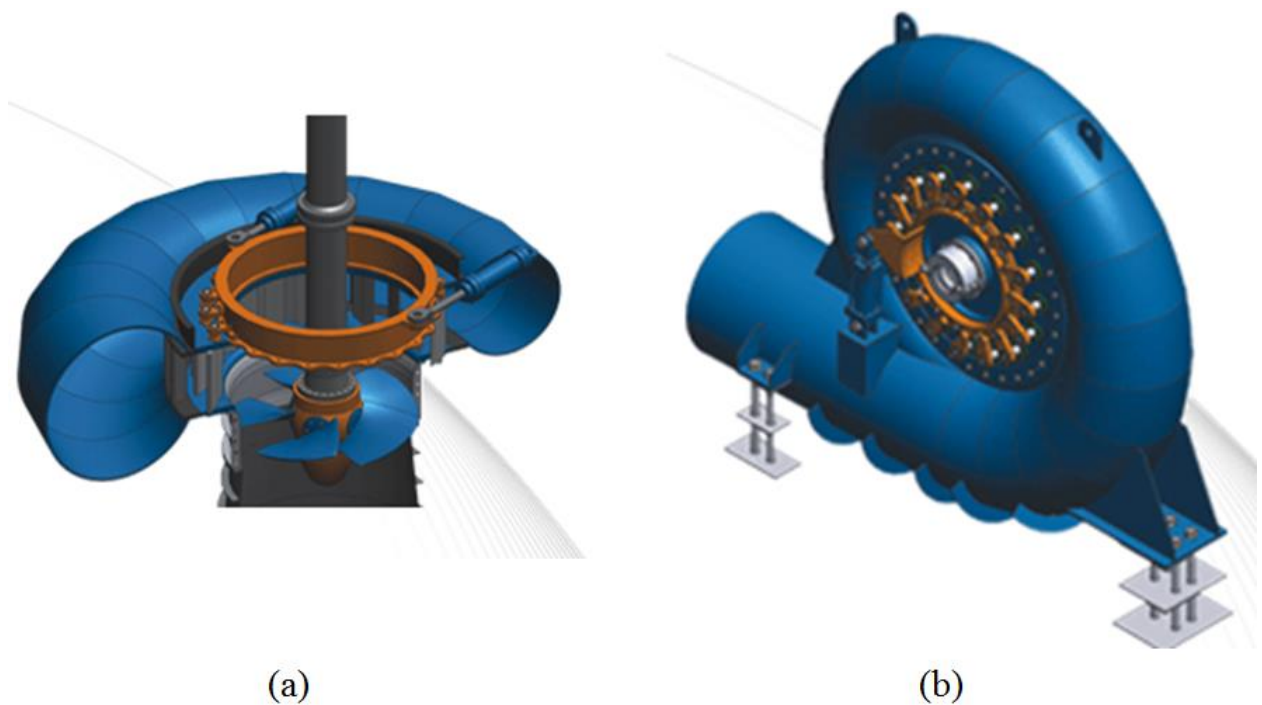
Tabela 1 - Valores típicos da constante de inércia (H)

<i>Valores típicos</i>	<i>H</i>
Geração térmica (3600 RPM)	2,5 a 6,0
Geração térmica (1800 RPM)	4,0 a 10,0
Geração hidráulica	2,0 a 4,0

3.2 TURBINA HIDRÁULICA E REGULADOR DE VELOCIDADE

As turbinas hidráulicas tem a capacidade de transformar a energia potencial da água em energia mecânica. Na escolha do modelo de turbina deve levar em consideração diversos fatores, entre eles a queda, a vazão e a velocidade de rotação. Na Figura 6 são apresentados os desenhos representativos de uma turbina Kaplan (a) e de uma turbina Francis (b), que são turbinas típicas na geração de energia por fonte hidráulica.

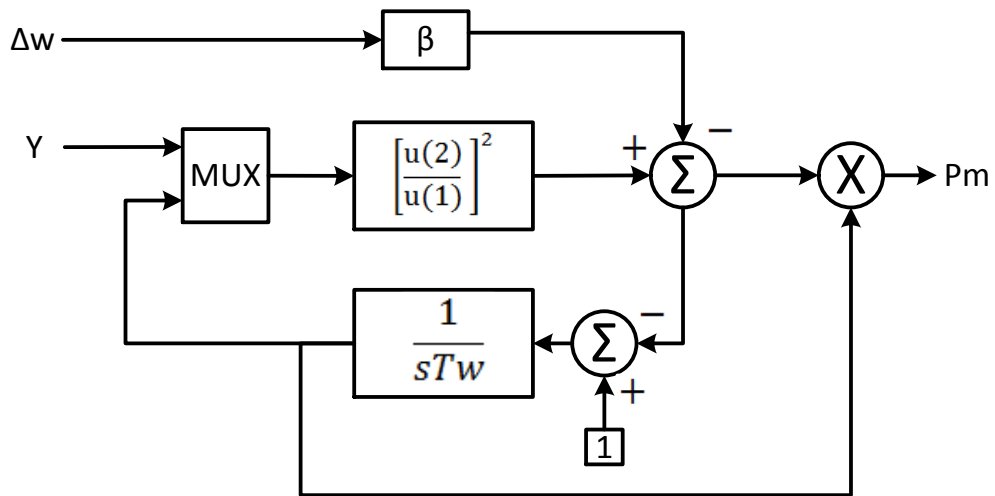
Figura 6 - Turbina Kaplan (a) - Turbina Francis (b)



FONTE: Hidroenergia Engenharia e Automação LTDA

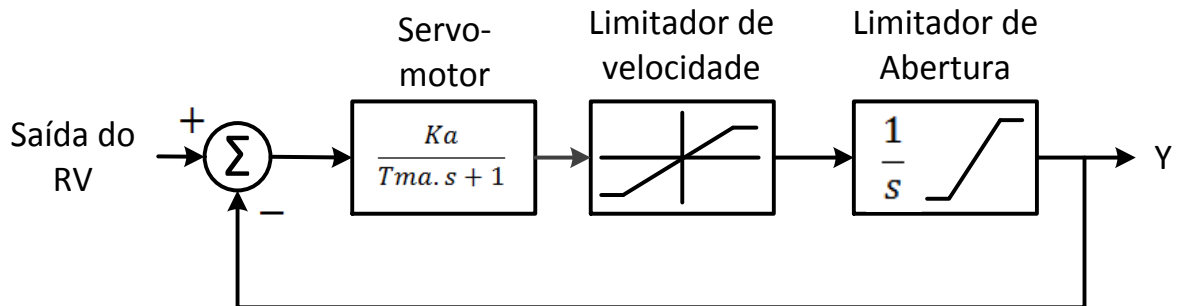
O modelo dinâmico utilizado neste trabalho para representar a turbina hidráulica é baseado em um modelo não linear (Figura 7) e o servomotor é modelado por um sistema de segunda ordem (Figura 8), presentes em *SimPowerSystems* do *Matlab/Simulin*.

Figura 7 - Modelo não linear da turbina hidráulica



Fonte: SimPowerSystem

Figura 8 - Servo-motor



Fonte: SimPowerSystem

onde:

T_w – Constante de tempo de partida da turbina hidráulica;

Y – Abertura do servo-motor;

P_m – Potência mecânica;

β – Coeficiente de amortecimento da turbina;

K_a – Ganho do servo-motor;

T_{ma} – Constante de tempo do servo-motor;

A constante de tempo de partida da turbina hidráulica (T_w) é calculada a partir da equação (5) (IEEE, 1992).

$$T_w = \left(\frac{L}{A}\right) \times \frac{q_{base}}{g \times h_{base}} \text{ (segundos)} \quad (5)$$

onde:

L – Comprimento conduto forçado (metros);

A – Área do conduto forçado (metros²);

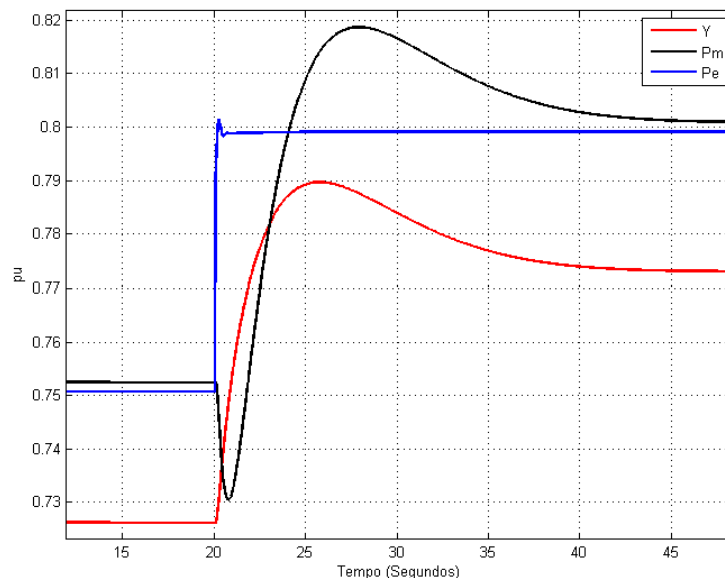
q_{base} – Vazão base da turbina (metros³/segundo);

g – Aceleração da gravidade (metros/segundo²);

h_{base} – queda (metros);

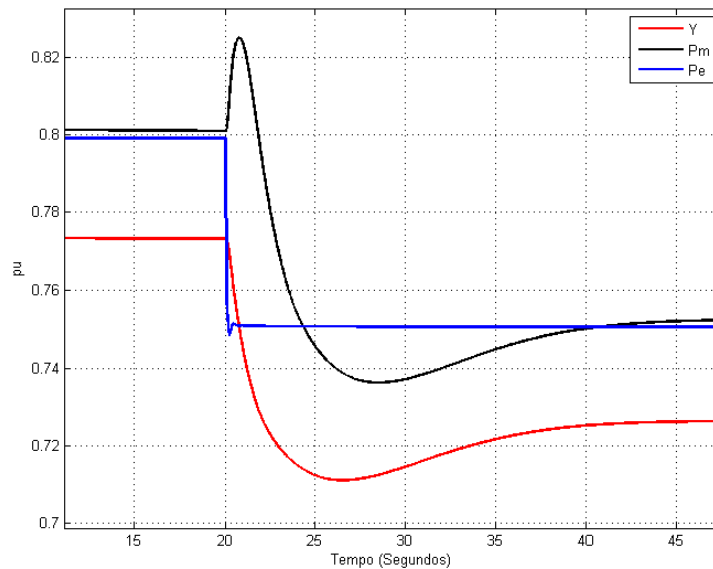
O comportamento de uma turbina hidráulica, no momento da abertura do servomotor, é a ocorrência de uma queda de pressão na turbina, que provoca o surgimento de potência negativa nos instantes iniciais, devido à pressão que esta sendo usada para acelerar a massa de água na tubulação (MOTA, 2014). Na Figura 9 é mostrado o comportamento de uma turbina hidráulica ($T_w = 2$ segundos) após um acréscimo de carga de 5% (potência elétrica (P_e)), onde nos instantes iniciais surge uma potência mecânica no sentido oposto a abertura do servomotor.

Figura 9 - Acréscimo de 5% de carga



Na Figura 10 é apresentada a resposta da potência mecânica para um decréscimo de 5% de carga, com uma potência mecânica no sentido oposto a abertura do servo-motor.

Figura 10 - Decréscimo de 5% de carga

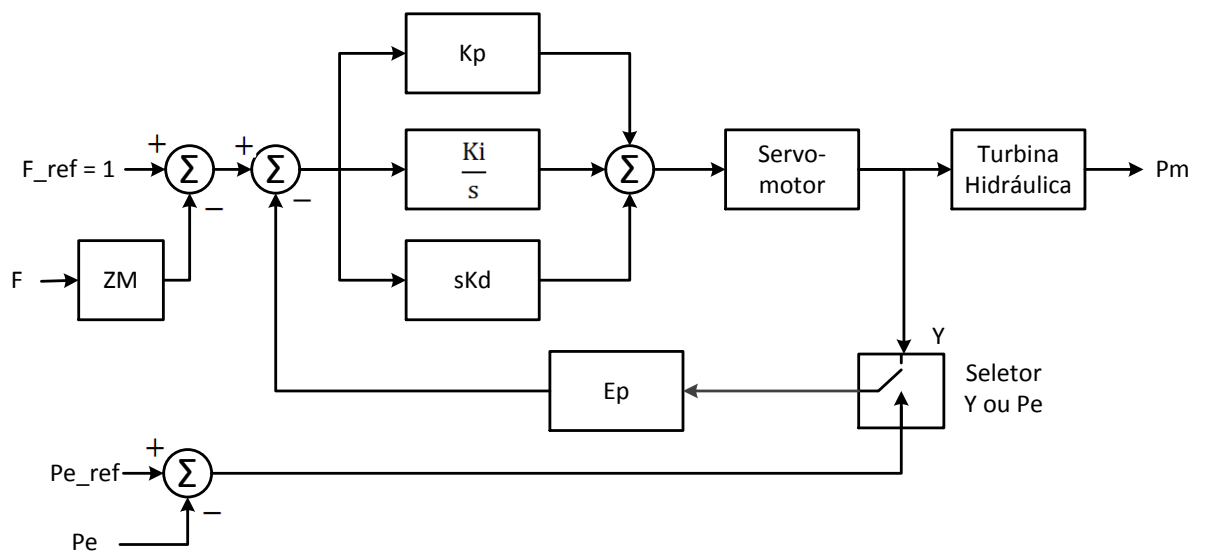


Devido às características iniciais da turbina hidráulica com resposta de potência inversa para mudanças de abertura do servo-motor, é necessária a inclusão de um ganho transitório para um desempenho estável no controle de velocidade, chamado “estatismo transitório”. O termo “estatismo transitório” implica que, em casos de desvios rápidos de frequência, o controlador de velocidade apresente alta regulação (baixo ganho), enquanto para mudanças lentas e em estado estacionário o controlador de velocidade apresente um alto ganho (IEEE, 1992).

Além do estatismo transitório, a malha de controle do regulador de velocidade possui um ganho chamado estatismo permanente, que determina a regulação de velocidade em condições de regime estacionário. É definido como a queda de velocidade em porcentagem ou por unidade necessária para conduzir a abertura do mínimo para o máximo de abertura sem alteração na referência de velocidade (IEEE, 1992). O propósito do estatismo é assegurar a divisão igual de carga entre as unidades. Geralmente o estatismo permanente é ajustado em 5%, onde um desvio de 5% na frequência causa 100% na variação da abertura do distribuidor.

O modelo de regulador de velocidade utilizado neste trabalho é apresentado na Figura 11. Este modelo é baseado em um controlador PID com estatismo permanente. O estatismo transitório deste regulador de velocidade está implícito nos próprios ganhos do controlador PID (IEEE, 1992). O regulador de velocidade deve possuir uma zona morta (ZM) na medição de frequência para imunizar o controle de ruídos na medição.

Figura 11 - Regulador de velocidade



Fonte: SimPowerSystem

onde:

K_p – Ganho proporcional;

K_i – Ganho integral;

K_d – Ganho derivativo;

ZM – Zona morta;

E_p – Estatismo permanente;

F – Frequência medida;

F_{ref} – Frequência de referência;

P_e – Potência elétrica medida;

P_{e_ref} – Potência elétrica de referência;

Os ganhos K_i , K_p e K_d são calculados a partir as equações (6) (7) (8), tais equações são baseadas nos estudos dos modelos de reguladores de velocidade realizados por IEEE, 1992.

$$\frac{1}{K_p} = 0,625 \times \frac{T_w}{H} \quad (6)$$

$$\frac{K_p}{K_i} = 3,333 \times T_w \quad (7)$$

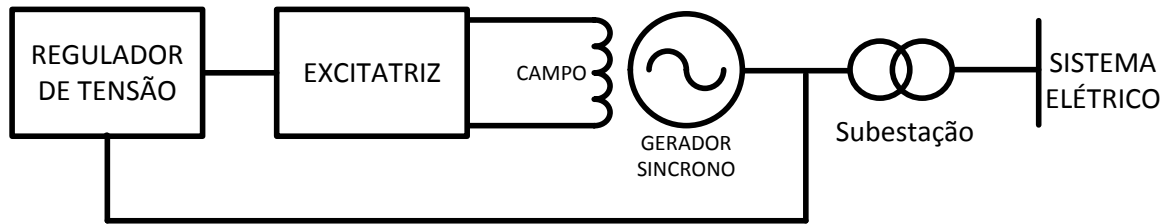
$$\frac{K_p}{K_d} > \frac{3}{T_w} \quad (8)$$

Quando o conjunto turbina/gerador opera em modo isolado, o modelo do regulador de velocidade é alterado, onde a zona morta de medição de frequência é reduzida e o valor do estatismo permanente é alterado. Nos casos que o sistema isolado opere com mais de uma unidade de geração, o estatismo geralmente é reduzido. Já nos casos que a carga da rede isolada seja alimentada por apenas uma unidade de geração, o estatismo é zerado (controle isócrona).

3.3 SISTEMA DE EXCITAÇÃO

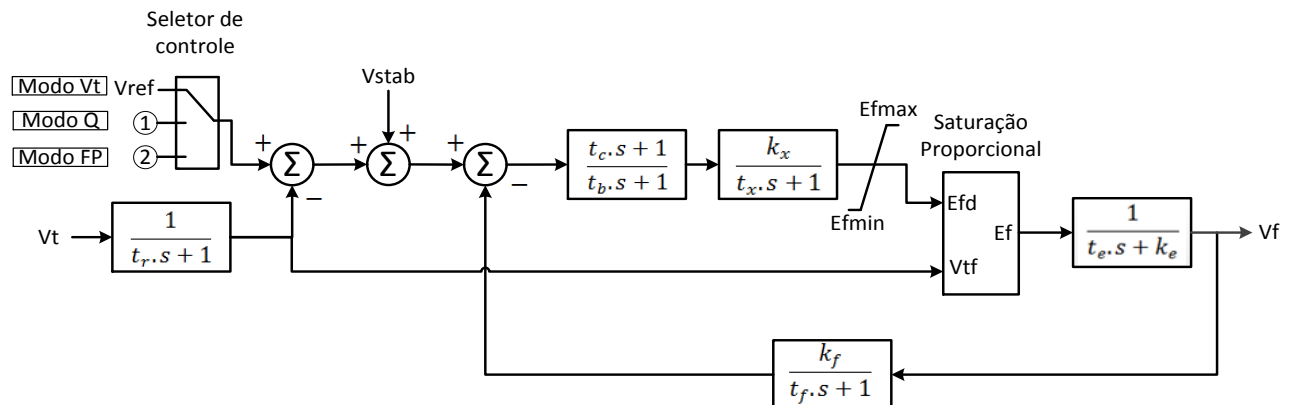
O sistema de excitação de geradores síncronos é responsável pela regulação de tensão e/ou de reativos nos terminais do gerador. Na Figura 12 é mostrado o diagrama esquemático de um sistema de excitação de máquinas síncronas. O regulador de tensão tem a função de controlar o nível de tensão terminal do gerador, além de controlar a quantidade de reativos que a máquina síncrona fornece. A partir da medição de tensão terminal e a potência reativa, o regulador de tensão aumenta ou diminui a corrente de campo do gerador através de uma fonte de corrente alternada para corrente contínua (excitatriz). A excitatriz é composta por circuitos retificadores formados por semicondutores (tiristores, IGBTs, etc.).

Figura 12 - Sistema de excitação



O modelo do sistema de excitação e regulador de tensão da máquina síncrona é apresentado na Figura 13 e é baseado na biblioteca do *SimPowerSystems*. O modelo possui um seletor de modos de controle, sendo eles: modo controle de tensão nominal (V_t), controle de reativos (Q) ou controle de fator de potência (FP).

Figura 13 - Regulador de tensão



Fonte: SimPowerSystem

onde:

V_{stab} – Sinal de saída do PSS2B;

V_t – Tensão terminal do gerador;

V_{ref} – Tensão terminal de referência;

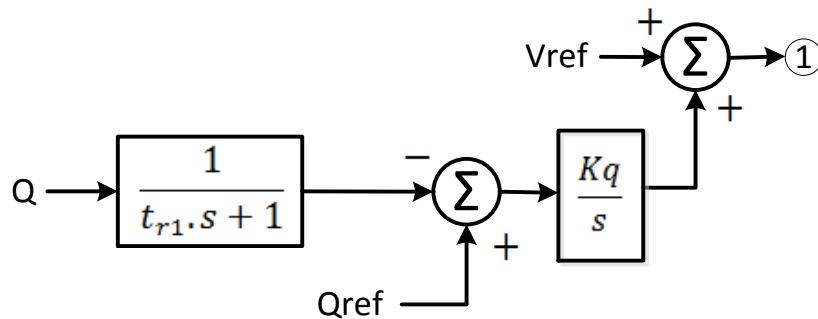
V_f – Tensão de campo;

E_{fmax} – Limite máximo tensão de campo;

E_{fmin} – Limite mínimo tensão de campo;
 t_r – Constante de tempo filtro passa-baixa;
 t_c – Constante de tempo do compensador *lead-lag*;
 t_b – Constante de tempo do compensador *lead-lag*;
 k_x – Ganho do regulador principal;
 t_x – Constante de tempo do regulador principal;
 t_e – Ganho da excitação;
 k_e – Constante de tempo da excitação;
 k_f – Ganho da realimentação;
 t_f – Constante de tempo da realimentação;

Na Figura 14 é apresentado a malha complementar do regulador de tensão em modo de controle reativo.

Figura 14 - Modo controle de reativos

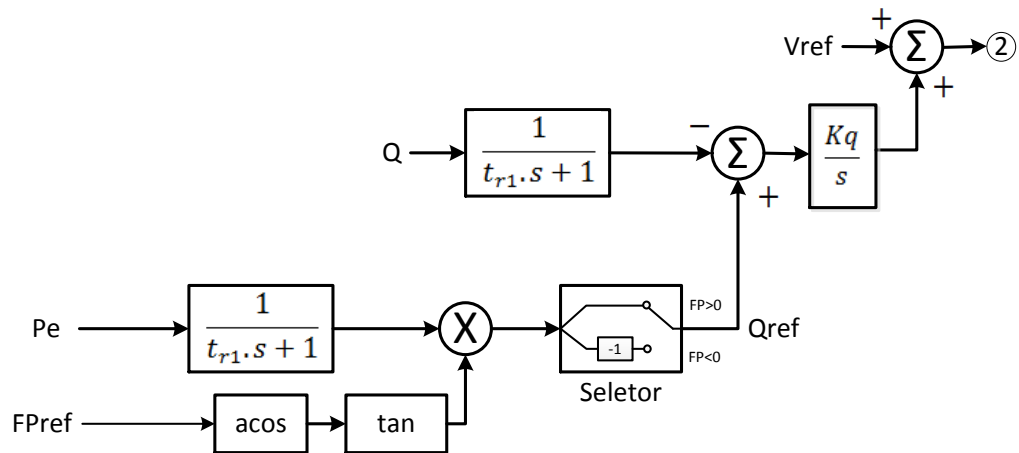


onde:

t_{r1} – Constante de tempo filtro passa-baixa;
 Q – Potência reativa medida;
 Q_{ref} – Referência de potência reativa;
 K_q – ganho integral do controle de reativos;

Na Figura 15 é apresentado a malha complementar do regulador de tensão em modo de controle de fator de potência.

Figura 15 - Modo controle de fator de potência

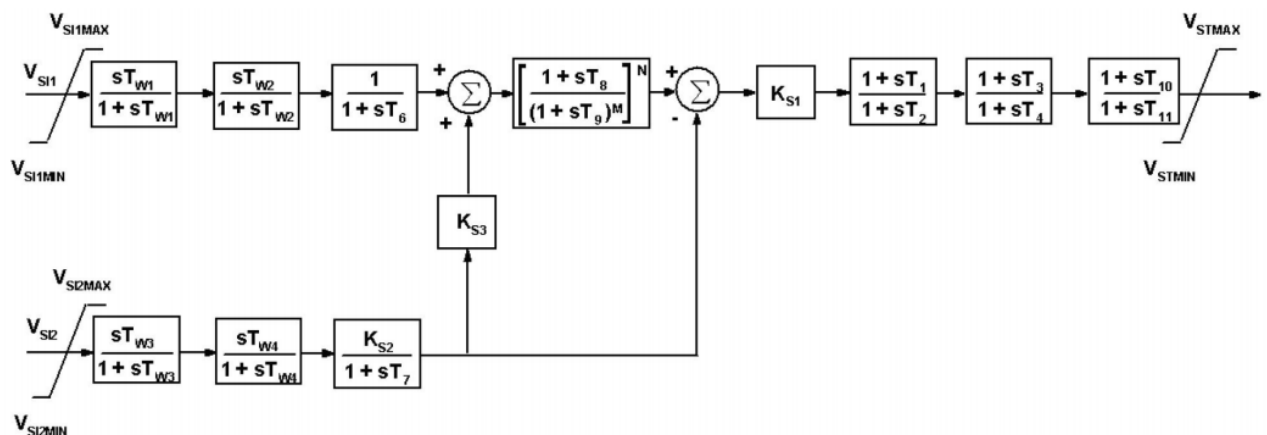


onde:

FP_{ref} – Referência do fator de potência;

Na Figura 16 é mostrado o modelo de estabilizador de oscilações eletromecânicas PSS2B (IEEE, 2005) do SEP. Esta malha de controle atua no sistema de excitação, com o intuito de amortecer as oscilações de baixa frequência das máquinas síncronas, onde a entrada V_{SI1} é utilizada para a frequência terminal do gerador e a entrada V_{SI2} para a potência elétrica.

Figura 16 - Modelo PSS2B (IEEE, 2005).



onde:

$T_{w1}, T_{w2}, T_{w3}, T_{w4}$ - Filtros passa-alta (*washout*);

T_6 - Filtro passa-baixa da entrada de frequência;

K_{S2} e T_7 - Integrador da potência ativa;

K_{S3} - Ganho proporcional geral;

T_8, T_9, M, N - Rastreador de rampa.

$T_1, T_2, T_3, T_4, T_{10}, T_{11}$ - Blocos de avanço e atraso de fase série;

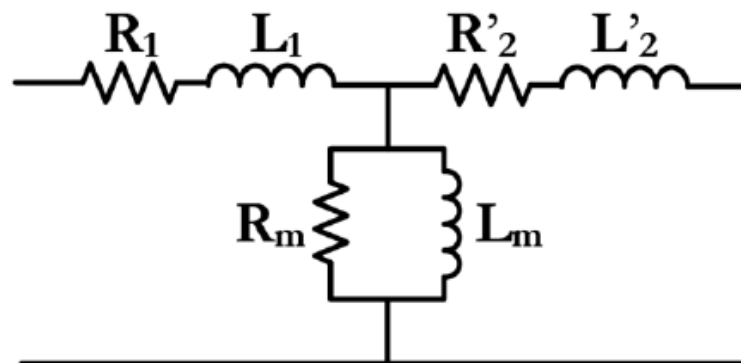
K_{S1} - Ganho proporcional;

$V_{stm\acute{a}x}, V_{stm\acute{m}n}$ - Limites de atuação do estabilizador;

3.4 TRANSFORMADOR

O modelo de transformador utilizado é o modelo disponível na biblioteca do *SimPowerSystems* e é representado pela Figura 17.

Figura 17 - Circuito equivalente de um transformador



Fonte: SimPowerSystem

onde:

R_1 – Resistência do enrolamento primário;

L_1 – Indutância do enrolamento primário;

R'_2 – Resistência do enrolamento secundário;

L'_2 – Indutância do enrolamento secundário;

R_m – Resistência de magnetização;

L_m – Indutância de magnetização;

3.5 LINHA DE TRANSMISSÃO

As linhas podem ser definidas por três tipos: linha curta, média e longa. Neste trabalho, considerando que o sistema em estudo é uma rede de distribuição, adotou-se o modelo de linha curta (menor que 80 km), desconsiderando a capacitância em derivação da linha e assim representando a linha apenas por impedâncias série (KUNDUR, 1994).

3.6 CARGA

As cargas do sistema são representadas por um modelo estático dependente de tensão constante, expressas pelas equações (9) e (10) (KUNDUR, 1994).

$$P_c = P_{c0} \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{A_1} \quad (9)$$

$$Q_c = Q_{c0} \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{A_2} \quad (10)$$

onde:

Q_c – Potencia reativa da carga;

Q_{c0} – Potencia reativa nominal;

P_c – Potencia ativa da carga;

P_{c0} – Potencia ativa

V – Tensão na carga;

V_0 – Tensão nominal na carga;

A_1 – Variável que representa o comportamento da potência ativa com a variação da tensão;

A_2 – Variável que representa o comportamento da potência reativa com a variação da tensão;

Os parâmetros deste modelo são os expoentes “ A_1 ” e “ A_2 ”, onde para cargas de potência constante A_1 e A_2 são iguais a 0 (zero), para cargas de corrente constante A_1 e A_2 são iguais a 1 (um) e para A_1 e A_2 igual a 2 (dois) a carga é de impedância constante.

3.7 SIMPOWERSYSTEMS

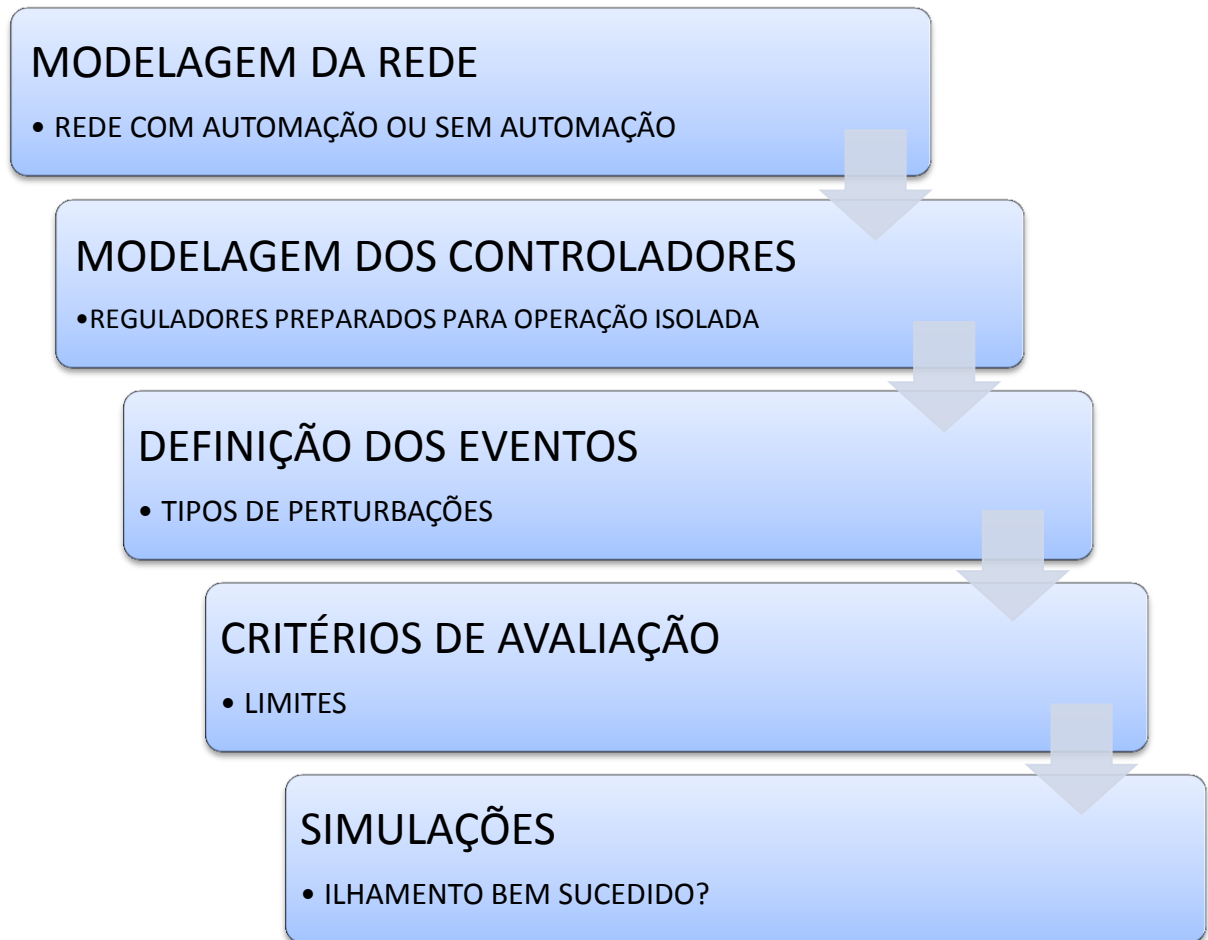
Para a simulação da dinâmica do sistema elétrico em operação isolada utilizou-se a ferramenta computacional *SimPowerSystems*, presente em ambiente Matlab-Simulink®. Esta ferramenta tem a capacidade simular e analisar transitórios eletromecânicos, possuindo blocos com modelos dos componentes do sistema de potência, além de possibilitar o desenvolvimento de outros modelos. A biblioteca inclui modelos de máquinas síncronas e turbinas, controladores de tensão, velocidade, modelos de cargas, transformadores, linhas de transmissão e de distribuição. A biblioteca também possui exemplos de disjuntores e de curto-circuito monofásicos e trifásicos, facilitando as simulações das contingências na rede elétrica. Além disso, o *SimPowerSystems* possui ferramentas para o cálculo do fluxo de potência e para a inicialização das variáveis da máquina síncrona e dos controladores. Com esta ferramenta foram simuladas as grandezas de frequência, potência elétrica ativa e reativa, potência mecânica, potência acelerante, tensão terminal, tensão de campo, ângulo de carga, entre outras, e deste modo avaliar o comportamento de todo o sistema elétrico.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para a análise de estabilidade de PCHs em operação isolada, definição das contingências e distúrbios a que microrrede é exposta e também os critérios de avaliação para um ilhamento bem sucedido.

No diagrama da Figura 18 é apresentado o passo a passo das etapas de análise de sistemas isolados proposta na dissertação.

Figura 18 - Etapas de análise



4.1 TIPOS DE EVENTOS NA REDE ELÉTRICA

A rede elétrica é exposta a diversos tipos de eventos quando está em operação normal. Tais perturbações podem ser provocadas por manobras da rede ou por falhas aleatórias no sistema. As falhas podem ser provocadas por (KINDERMANN, 1997):

- a) Problemas de isolamento nos componentes do sistema;
- b) Problemas oriundos da natureza, que provocam falhas mecânicas ou elétricas nos equipamentos;
- c) Problemas elétricos, como surtos de chaveamento, sobretensão e sobrecorrentes (curto-circuito ou sobrecarga) no sistema;
- d) Problemas provocados por manutenções inadequadas;
- e) Problemas provocados por acidentes de qualquer natureza e por atos de vandalismo;

Os curtos-circuitos podem ser de quatro tipos: trifásico, bifásico, bifásico à terra ou monofásico à terra. O mais raro é o curto-circuito trifásico e o mais corriqueiro é o monofásico. Na Tabela 2 é apresentada a percentagem média de ocorrência de cada curto-circuito (KINDERMANN, 1997):

Tabela 2 - Ocorrência de curtos-circuitos

Tipos de curtos-circuitos	Ocorrência em percentagem
Trifásico	6%
Bifásico	15%
Bifásico à terra	16%
Monofásico à terra	63%

As variações de tensão de curta duração são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Tabela 3 (PRODIST – Módulo 8, ANEEL, 2012).

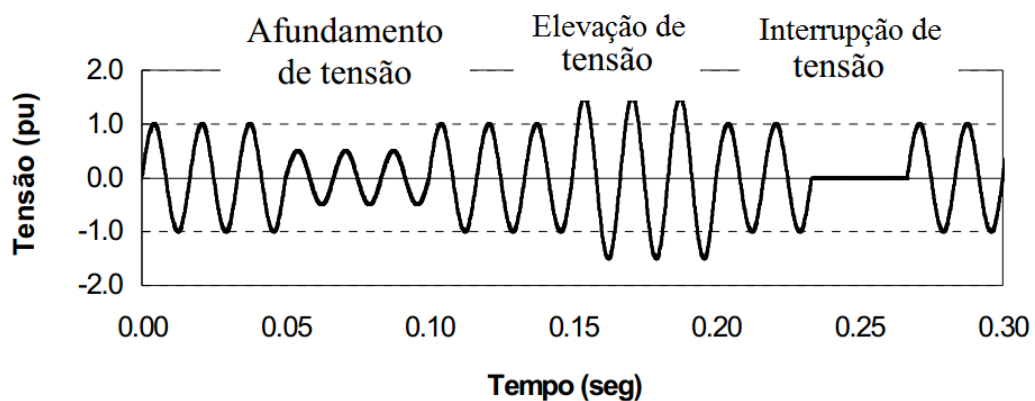
Tabela 3 - Classificação das variações de curta duração.

<i>Classificação</i>	<i>Denominação</i>	<i>Duração da Variação</i>	<i>Amplitude da tensão (RMS) em relação à tensão de referência</i>
Variação momentânea de tensão	Interrupção momentânea de tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento momentâneo de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação momentânea de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação temporária de tensão	Interrupção temporária de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento temporário de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação temporária de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica

Na Figura 19 são ilustrados os distúrbios de tensão típicos de curta duração.

Figura 19 - Distúrbios de tensão típicos



As causas típicas para os afundamentos de tensão estão agregadas às faltas no sistema em geral, grandes variações de carga e partidas de grandes motores. Quando ocorre uma falta no sistema, os afundamentos de tensão ocorrem devido à circulação de corrente de falta pela impedância do sistema, ocasionando uma queda de tensão no ponto de interesse (ALVES, 2011).

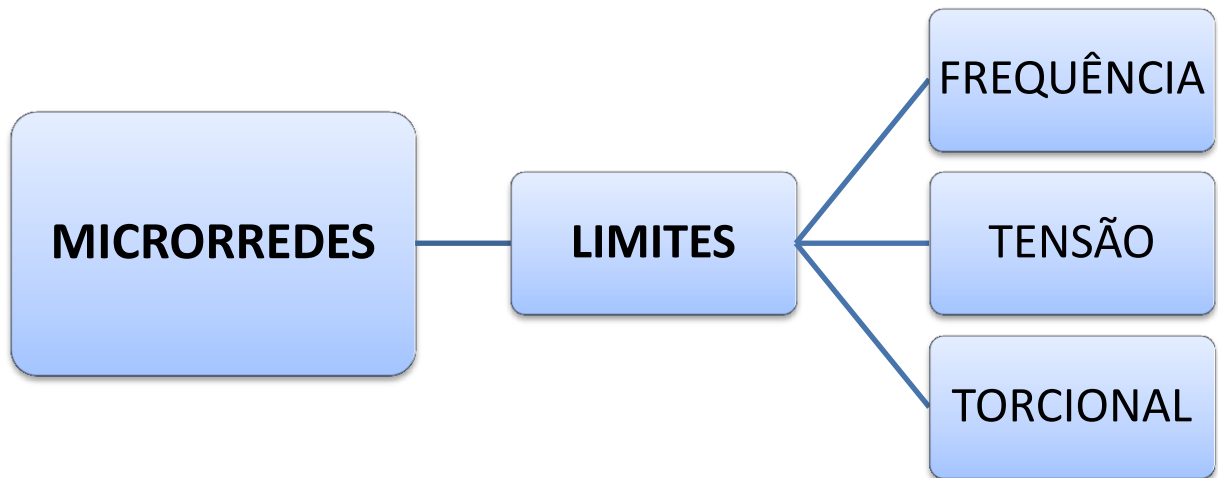
As elevações de tensão também estão associadas às faltas no sistema em geral, saída de grandes cargas ou energização de bancos de capacitores. Quando da ocorrência de faltas no sistema, os saltos de tensão ocorrem na fase não atingida pela falta. Nestes casos, a severidade da elevação de tensão durante a condição de falta é determinada pela localização da falta, impedância do sistema e o tipo de aterramento. Próximo à subestação haverá pouco ou nenhum salto de tensão pelo fato da conexão delta-estrela usual prover um caminho de baixa impedância de sequência zero para a corrente de falta (ALVES, 2011).

Já as sobretensões de manobra dependem dos parâmetros do sistema, da sua configuração e das condições que ele se encontra no momento da manobra. Desta forma, a amplitude e a duração atual de maneira distinta para o mesmo tipo de manobra (FERREIRA, et al, 2014).

4.2 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO

Os critérios de avaliação para verificar o sucesso da rede isolada são apresentados na Figura 20. O sistema deve se sustentar nos limites de frequência e tensão para que o relé de proteção não atue. Também é necessário respeitar os limites de esforço torcional no eixo do conjunto turbina-gerador sob variações bruscas de carga.

Figura 20 - Critérios de avaliação



4.2.1 Limites de Frequência

O submódulo 3.6 do Operador Nacional do Sistema (ONS) define os requisitos técnicos gerais para as unidades hidroelétricas. Em relação à operação não nominal de frequência, o submódulo define os limites de atuação da proteção através da Tabela 4. A utilização desses limites tem como benefícios minimizar o desligamento das unidades geradoras por subfrequência ou sobrefrequência, possibilitando que o sistema se recupere sem desligamento (ONS, 2009).

Tabela 4 - Limites de frequência

Distúrbio	Frequência	Tempo limite
Subfrequência	Menor que 58,5 Hz	20 segundos
	Menor que 56,5 Hz	0 segundos
Sobrefrequência	Maior que 63 Hz	10 segundos
	Maior que 66 Hz	0 segundos

A frequência do sistema também deve manter-se em regime permanente com valores entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. As unidades geradoras conectadas ao sistema de distribuição, após a ocorrência de um distúrbio, devem garantir que a frequência volte para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no período de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, permitindo a recuperação do equilíbrio carga-geração (PRODIST – Módulo 8, ANEEL, 2012).

4.2.2 Limites de Tensão

A norma de acesso para as unidades de geração conectadas ao sistema de média tensão da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) recomenda os ajustes de proteção de subtensão e sobretensão apresentados na Tabela 5 (CEMIG, 2011).

Tabela 5 - Limites de tensão – Conexão média tensão - Acessantes CEMIG

Distúrbio	Tensão	Tempo limite
Subtensão	Menor que 0,8 pu	10 segundos
	Menor que 0,7 pu	1,5 segundos
Sobretensão	Maior que 1,1 pu	10 segundos
	Maior que 1,2 pu	0,5 segundos

Segundo o Módulo 8 do PRODIST, os níveis de tensão em regime permanente para redes de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV são estabelecidos pela Tabela 6 (PRODIST – Módulo 8, ANEEL, 2012).

Tabela 6 - Níveis de tensão em regime permanente (tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV)

<i>Tensão de atendimento</i>	<i>Faixa de variação da tensão nominal (V_n)</i>
Adequada	$0,93 V_n \leq V_n \leq 1,05$
Precária	$0,9 V_n \leq V_n < 0,93$
Crítica	$V_n < 0,9 V_n$ ou $V_n > 1,05 V_n$

Na Tabela 7 é mostrado os níveis de tensão em regime permanente de tensão nominal superior a 69 kV e inferior a 230 kV (PRODIST – Módulo 8, ANEEL, 2012).

Tabela 7 - Níveis de tensão em regime permanente (tensão nominal superior a 69 kV e inferior a 230 kV)

<i>Tensão de atendimento</i>	<i>Faixa de variação da tensão nominal (V_n)</i>
Adequada	$0,93 V_n \leq V_n \leq 1,05$
Precária	$0,9 V_n \leq V_n < 0,93$ $1,05 V_n \leq V_n \leq 1,07$
Crítica	$V_n < 0,9 V_n$ ou $V_n > 1,07 V_n$

4.2.3 Limite Torcional

Para evitar o estresse (esforço torcional excessivo) no eixo do grupo turbina-gerador devido à potência transitória gerada no chaveamento de disjuntores, é utilizado um critério proposto por um *Working Group* do IEEE (IEEE, 1980). Esse método propôs que a diferença de potência elétrica antes e logo após o chaveamento (ΔP) deve ser menor que 0,5 pu da potência nominal aparente do gerador, como mostrado na Equação 11.

$$\Delta P = Pe_{(0-)} - Pe_{(0+)} \leq \pm 0,5 pu \quad (11)$$

onde:

$Pe_{(0+)}$ – Potência ativa gerada antes do chaveamento.

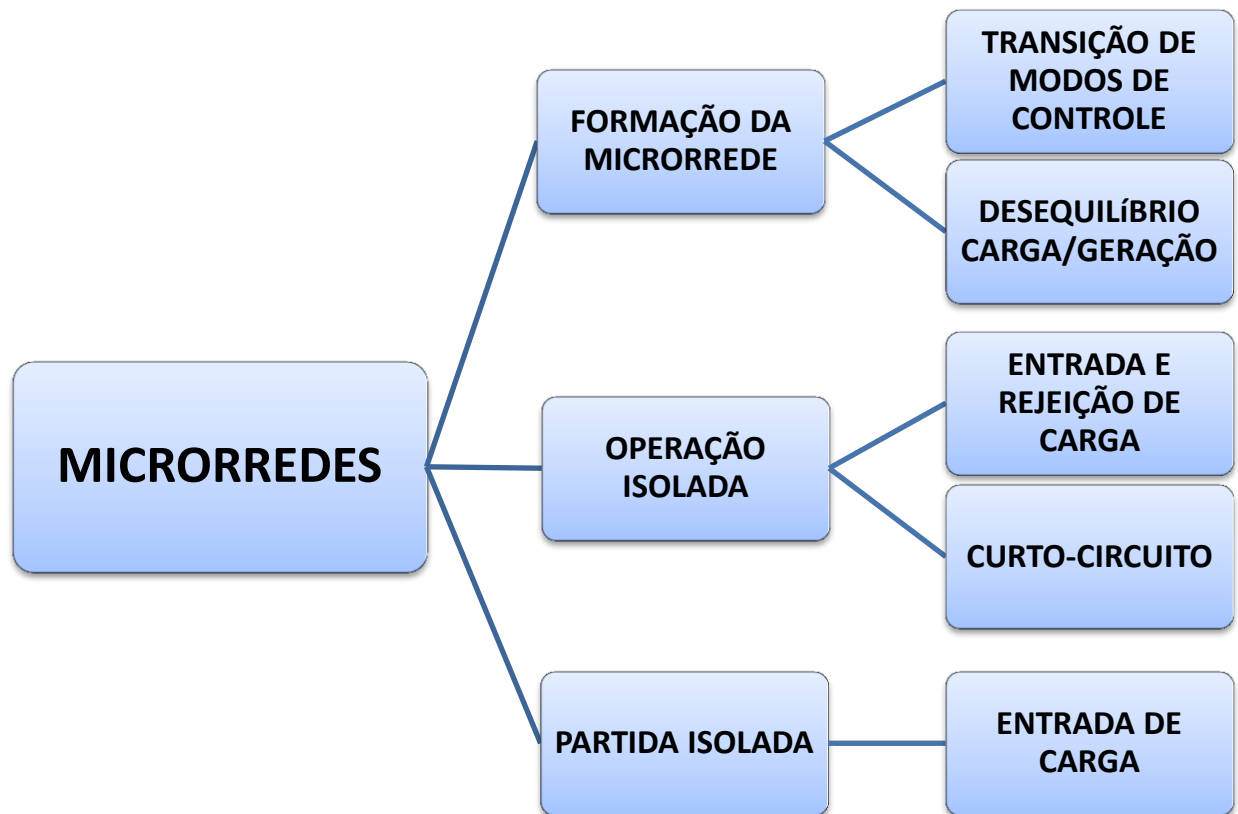
$Pe_{(0-)}$ – Potência ativa gerada imediatamente após o chaveamento.

O ONS também utiliza este critério para o fechamento em anel da rede elétrica durante a recomposição do sistema, evitando esforços mecânicos excessivos nos eixos das unidades de geração (ONS, 2009).

4.3 AVALIAÇÃO DE MICRORREDES

Para facilitar os estudos do comportamento da rede isolada, a operação da microrrede foi dividida em três condições: 1) Formação da microrrede; 2) Operação isolada; e 3) Partida isolada; como ilustrado na Figura 21. Em cada caso é avaliado o desempenho da rede em diversos aspectos, verificando a possibilidade da formação de ilhas estáveis.

Figura 21 - Divisão dos modos de operação para avaliação do comportamento de microrredes.



4.3.1 Formação da Microrrede

No momento em que a rede sofre a alteração da operação em paralelo com o SIN para a operação isolada (abertura do disjuntor da subestação), deve-se realizar os seguintes estudos para avaliar o sucesso da formação da ilha:

- 1) Transição dos modos de controle:
 - a. Controle de fator de potência para controle de tensão terminal;
 - b. Controle de velocidade com estatismo para controle isócrono;
- 2) Queda de tensão em regime permanente:
 - a. Carga leve, média e pesada;
- 3) Variação da carga da microrrede (média, leve e pesada) em relação à geração da PCH no instante da formação da ilha:

- a. Sem ERAC;
- b. Com ERAC;

4.3.2 Operação Isolada

Na operação isolada é necessário avaliar todos possíveis eventos que podem atingir a microrrede, analisando os seguintes casos:

- 1) **Entrada de carga:** quando ocorre a conexão de uma nova carga no sistema isolado, ocorre um afundamento da frequência e de tensão do sistema, além de possíveis oscilações em casos de controladores mal ajustados para a operação isolada. Também é necessário cuidar para que a carga não fique maior que os limites de potência ativa e reativa da GD;
- 2) **Rejeição de carga:** quando ocorre uma rejeição de carga acontece uma elevação da frequência e da tensão do sistema e dependendo de sua amplitude, a GD pode ser retirada de operação pelo relé de proteção;
- 3) **Curto-circuito monofásico à terra temporário:** o curto-circuito monofásico à terra provoca uma sobrecorrente em uma das fases do gerador, elevação da tensão nas outras fases e um desequilíbrio de potência ativa e reativa. Deve-se avaliar se o sistema não se torna instável após o curto-circuito, além da resposta do regulador de tensão ao distúrbio. A interrupção do curto-circuito monofásico pela proteção da rede (fusível de proteção) pode provocar desequilíbrio de carga entre as fases da máquina síncrona.
- 4) **Curto-circuito trifásico temporário:** o curto-circuito trifásico é a contingência mais severa ao sistema, anulando a amplitude da tensão da rede e provocando sobrecorrente na máquina síncrona. Deve-se verificar se o sistema se mantém em operação adequada após o curto-circuito ser interrompido. A interrupção do curto-circuito pela atuação do relé de proteção também pode provocar uma rejeição de carga.

4.3.3 Partida em Modo Isolado

Caso a GD seja retirada de operação devido à atuação do relé de proteção juntamente com a perda do sistema interligado, surge à possibilidade de partir a GD em modo isolado enquanto do SIN está fora de operação. Para o sucesso desta reconexão, deve-se automatizar a recomposição da rede através de disjuntores que conectem a carga de forma gradativa, mantendo os valores de tensão e frequência em patamares seguros. O estudo da resposta da GD a degraus de carga é essencial, onde o degrau de carga deve ser uma fração da demanda total da unidade de geração.

Neste caso é inevitável que ocorra afundamentos de frequência e de tensão da rede no momento da adição de novas cargas, onde os reguladores de tensão e de frequência atuam para restabelecer os níveis nominais de frequência e tensão do sistema. Na partida em modo isolado deve-se observar a disponibilidade de geração da GD, onde a carga não pode exceder a disponibilidade de potência ativa disponível. Os níveis de potência reativa da carga também devem ser analisados, respeitando a curva de capacidade da máquina síncrona. Além disso, o intervalo entre os degraus de carga devem ser controlados, possibilitando a estabilização das oscilações de frequência e tensão geradas pelo último degrau de carga aplicado na rede (FERREIRA, 2014).

5. RESULTADOS E SIMULAÇÕES

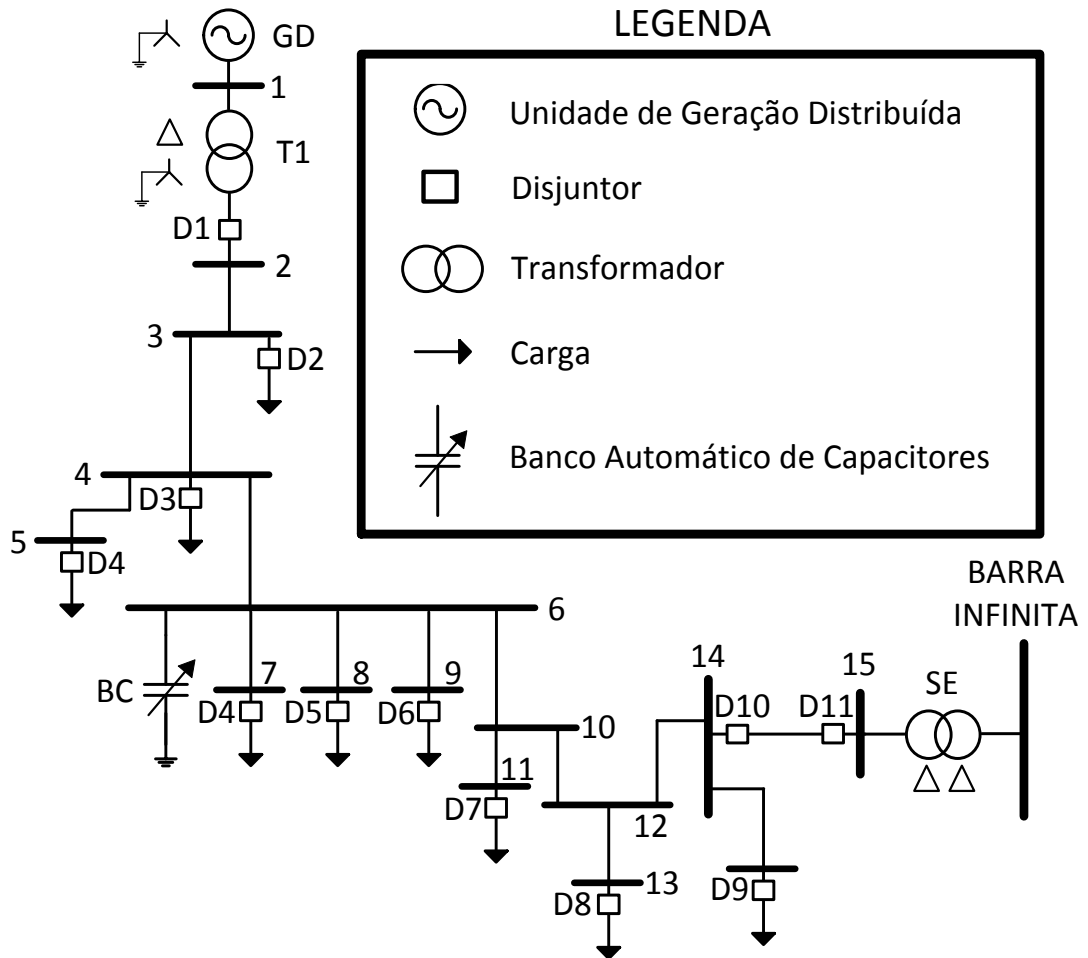
Neste capítulo é apresentado os resultados obtidos no estudo de caso de uma Pequena Central Hidrelétrica submetida à operação isolada. Para avaliar a viabilidade da operação isolada é realizado simulações no domínio do tempo, com o intuito de verificar o comportamento da microrrede nos critérios de frequência, tensão e esforço torcional definidos no Capítulo 4.

5.1 ESTUDO DE CASO

Na Figura 22 é apresentada o diagrama unifilar de rede em estudo, que é composta por um gerador síncrono de 11 MVA e de uma turbina hidráulica de 10 MW conectados em uma rede de distribuição de 25 kV com onze disjuntores para automação e proteção da rede (D1 ao D11), além de um banco automático de capacitores (BC) na barra 6 e de uma subestação (SE) que faz a conexão com o sistema principal (barra infinita).

Os modelos matemáticos da rede, da máquina síncrona, da turbina hidráulica e dos reguladores utilizados no estudo de caso foram apresentados no Capítulo 3 e todos os parâmetros e grandezas do sistema em estudo são expostos no ANEXO A.

Figura 22 - Configuração da rede



Para facilitar a plotagem dos gráficos das diversas grandezas físicas, utilizaram-se os valores em “pu” com as seguintes grandezas de base (Tabela 8).

Tabela 8 - Grandezas de base

<i>Simbologia</i>	<i>Grandeza</i>	<i>Base</i>
V_t	Tensão terminal da rede	25 kV
P_e	Potência ativa	10 MW
Q	Potência reativa	10 MVAR
Freq	Frequência	60 Hz
Y	Abertura do distribuidor da turbina	100 %
V_f	Tensão de campo	150 V
I_a, I_b, I_c	Corrente estatórica	250 A

No estudo de caso são realizadas simulações com a rede em três condições distintas:

- 1) Transição da operação interligada para operação isolada;
- 2) Operação isolada;
- 3) Partida em modo isolado;

5.1.1 Transição da operação interligada para operação isolada

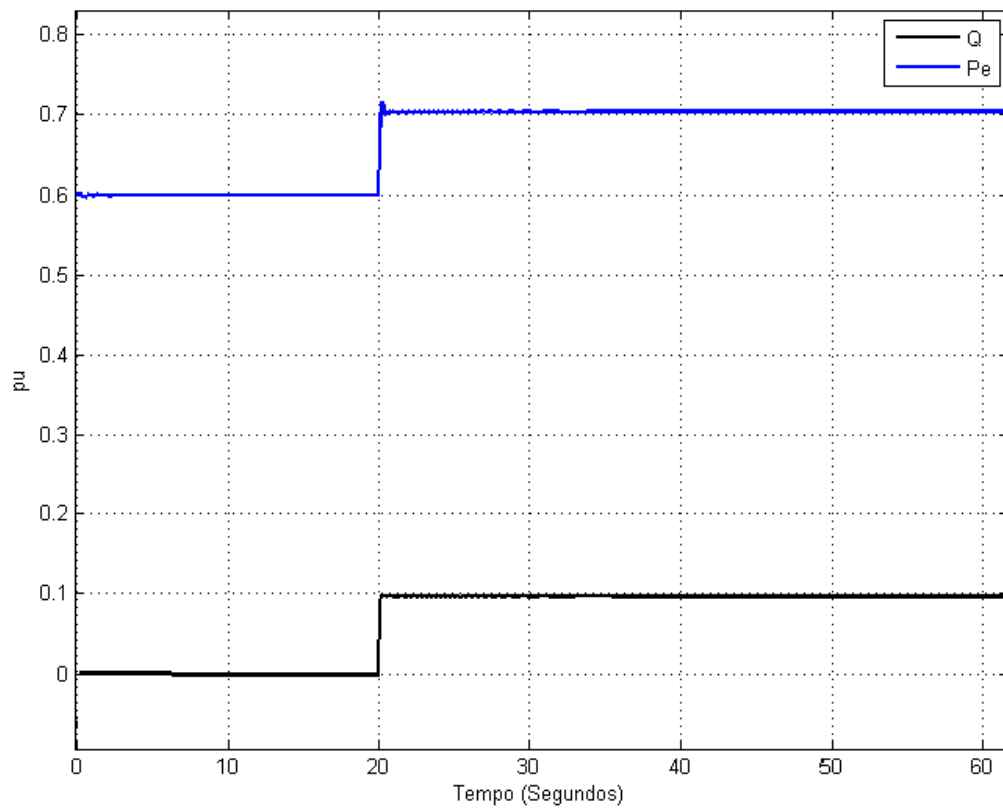
Neste estudo é avaliado se a GD tem condições de manter-se em operação na transição entre a operação interligada para a operação isolada. Nesta análise é levada em consideração a comutação entre os modos de controle, queda de tensão em regime permanente antes e depois do ilhamento e também a análise dos valores de frequência da rede com a variação da geração (leve, média e alta) em relação à variação da carga da microrrede (baixa, média e pesada).

5.1.1.1 Comutação entre Modos de Controle

Uma GD geralmente opera em modo de controle de reativos (ou fator de potência) e controle de velocidade com estatismo. Já na operação isolada, alimentando uma carga local, a GD deve operar nos modos de controle de velocidade isócrono e tensão terminal. Nas simulações que se seguem é efetuada a abertura do disjuntor D10 no instante de 20 segundos, neste caso o disjuntor D10 abre por manobra normal da rede, sem a ocorrência de distúrbios, com a finalidade de avaliar o comportamento da transição do modo paralelo para o modo isolado.

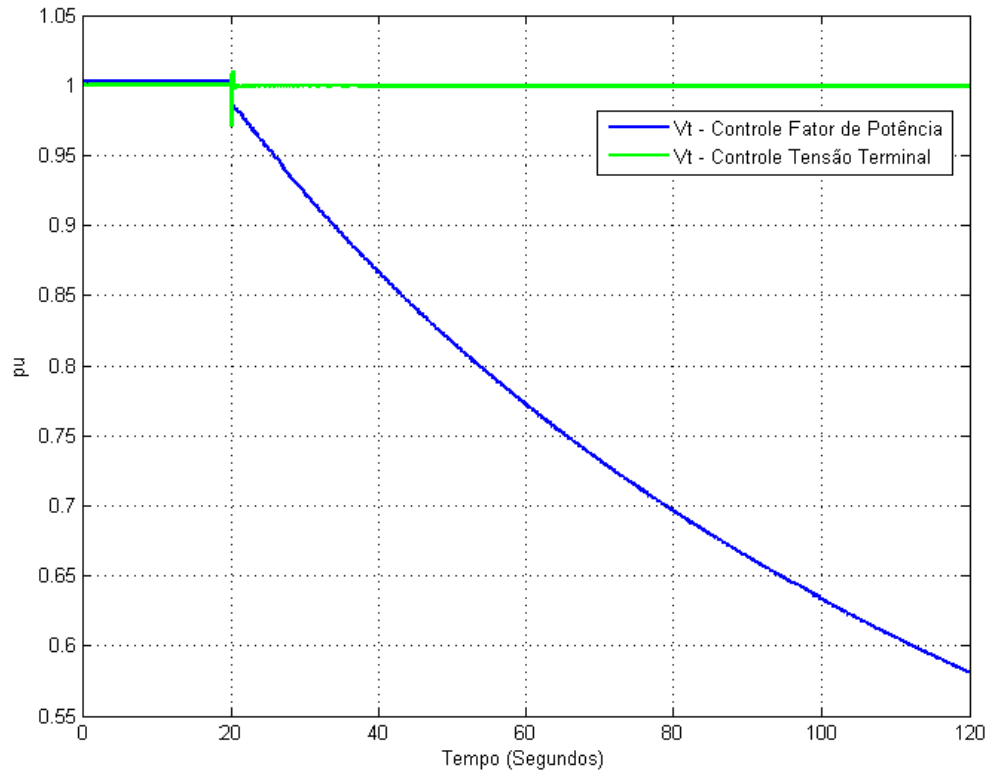
Na Figura 23 são mostrados os valores da variação da potência ativa e da potência reativa antes e depois do ilhamento com a PCH comutando do controle reativos/potência para os modos tensão/frequência. Antes do ilhamento, a PCH estava gerando 6 MW com fator de potência unitário (potência reativa igual a zero) e depois do ilhamento a PCH alimenta uma carga de 7 MW e 1 MVAR.

Figura 23 - Potência ativa (P_e) e potência reativa (Q) antes e depois do ilhamento.



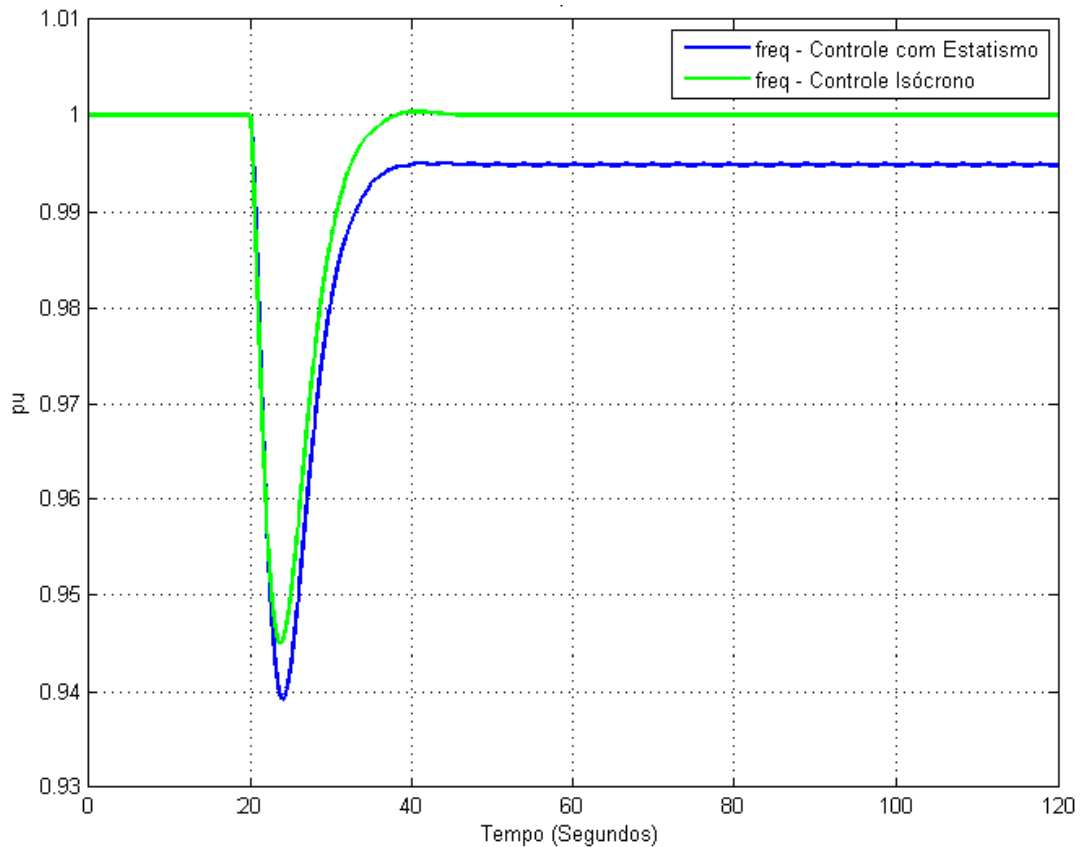
Na Figura 24 é comparado o comportamento da tensão da PCH na barra 2 quando ocorre a abertura do disjuntor de D10 em controle de tensão e no outro caso em controle de fator de potência. Quando ocorre a comutação do modo de controle de fator de potência para o modo de controle de tensão a amplitude da tensão se mantém em valores adequados. Entretanto, quando não ocorre a transição para o modo de controle de tensão, a amplitude da tensão da rede diminui pela atuação do controle proporcional-integral da malha de controle do fator de potência com referência unitária e desta forma ocorrerá à atuação do relé de subtensão.

Figura 24 - Comportamento da tensão na barra 2 na transição entre modo paralelo para modo isolado.



Na Figura 25 é avaliado o comportamento da frequência da rede na transição do modo paralelo para o modo isolado em controle de velocidade com estatismo e no outro caso em controle isócrono. Nota-se que nos dois casos ocorre afundamento da frequência devido a variação de carga da PCH (gerando 6 MW e depois com uma carga de 7 MW em operação isolada), entretanto no caso do controle com estatismo igual a 5%, a frequência em regime permanente não chega ao valor de referência devido ao erro inserido pela malha de controle com estatismo permanente. Neste caso a referência de potência estava em 6 MW e a carga da microrrede igual à 7 MW, a frequência ficou com valor de 0,995 pu (59,7 Hz), permanecendo fora do limite de frequência em regime permanente definido pelo PRODIST – Módulo 8 (Tabela 4). Se a carga da rede for maior ou menor que a referência de 6 MW, o erro de frequência em regime permanente continuará.

Figura 25 - Comportamento da frequência da rede na transição entre modo paralelo para modo isolado.



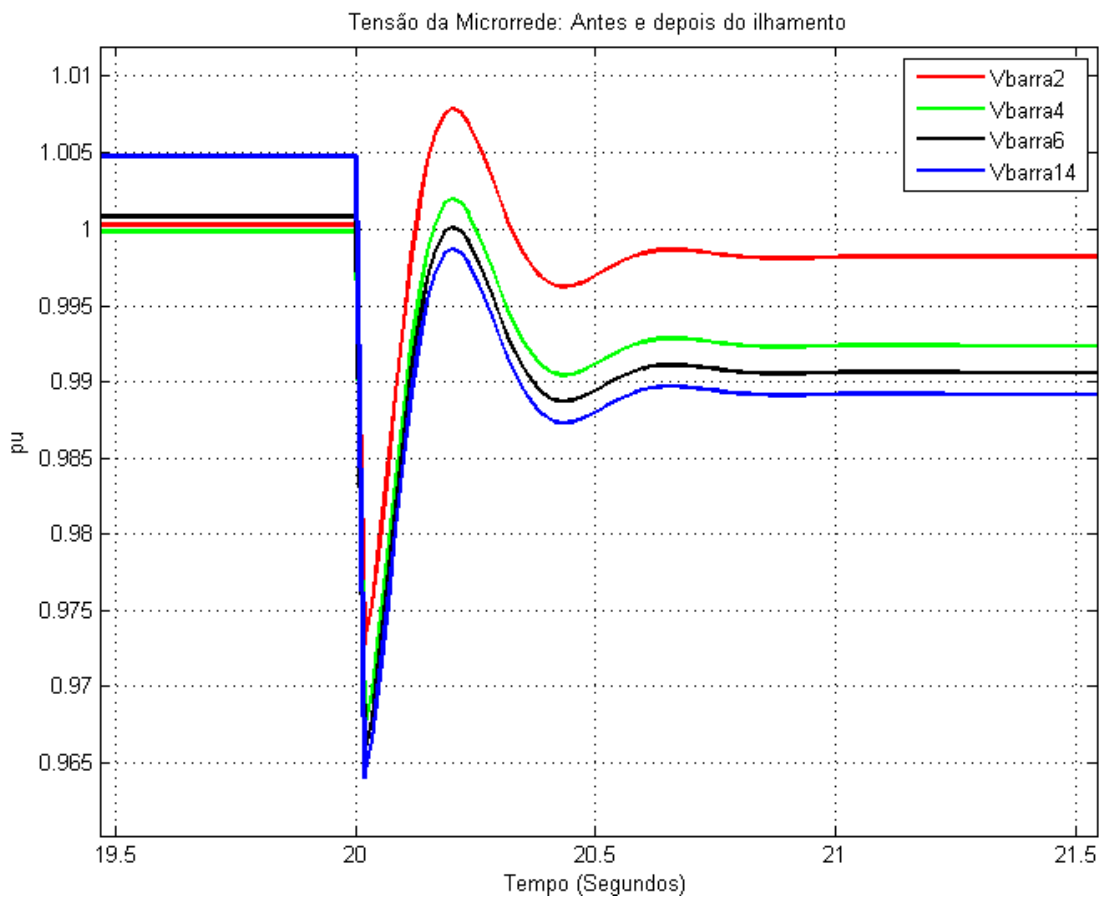
5.1.1.2 Tensão em Regime Permanente

Na transição entre a operação entre o modo paralelo e a operação isolada, devem-se analisar os níveis de tensão em regime permanente nas barras da microrrede, pois a rede passa a ser alimentada por uma única fonte e assim podem ocorrer pontos onde a tensão fique abaixo dos níveis adequados.

Neste teste, realizou-se um ilhamento programado no instante de 20 segundos, onde os modos de controle de rede isolada foram comutados logo após a abertura do disjuntor D10, com uma geração de 9 MVA e com a carga da microrrede também de 9 MVA, com o intuito de verificar os níveis de tensão nas barras antes e depois do ilhamento em carga pesada.

Na Figura 26 é mostrado o comportamento da tensão nos instantes antes e depois do ilhamento, onde é verificado que a amplitude da tensão nas barras diminui devido à queda de tensão da linha de distribuição até as cargas.

Figura 26 - Tensão nas barras da microrrede antes e depois do ilhamento



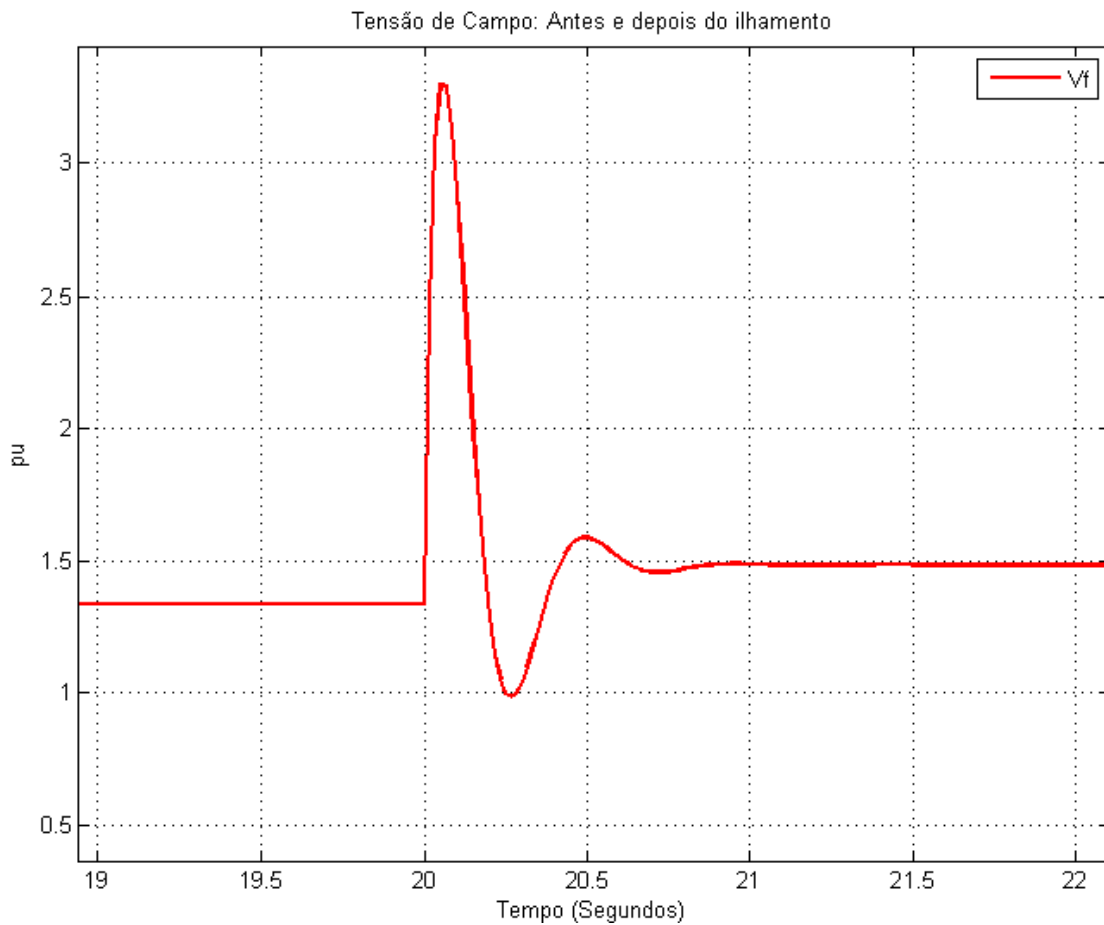
Na Tabela 9 são comparados os valores de tensão terminal das barras antes e depois do ilhamento, neste caso as tensões se mantiveram em níveis adequados. Em casos que a tensão fique menor que os limites de qualidade de energia, pode-se realizar o aumento da referência de tensão terminal do gerador síncrono através do regulador de tensão. Outra medida que pode ser tomada é a instalação de bancos de capacitores e/ou o recondutoramento da rede.

Tabela 9 - Tensão nas barras da microrrede antes e depois do ilhamento.

<i>Barra</i>	<i>Tensão nas barras</i>	
	<i>Antes do ilhamento</i>	<i>Depois do ilhamento</i>
2	1,001 pu	0,998 pu
4	1,001 pu	0,992 pu
6	1,002 pu	0,990 pu
14	1,005 pu	0,988 pu

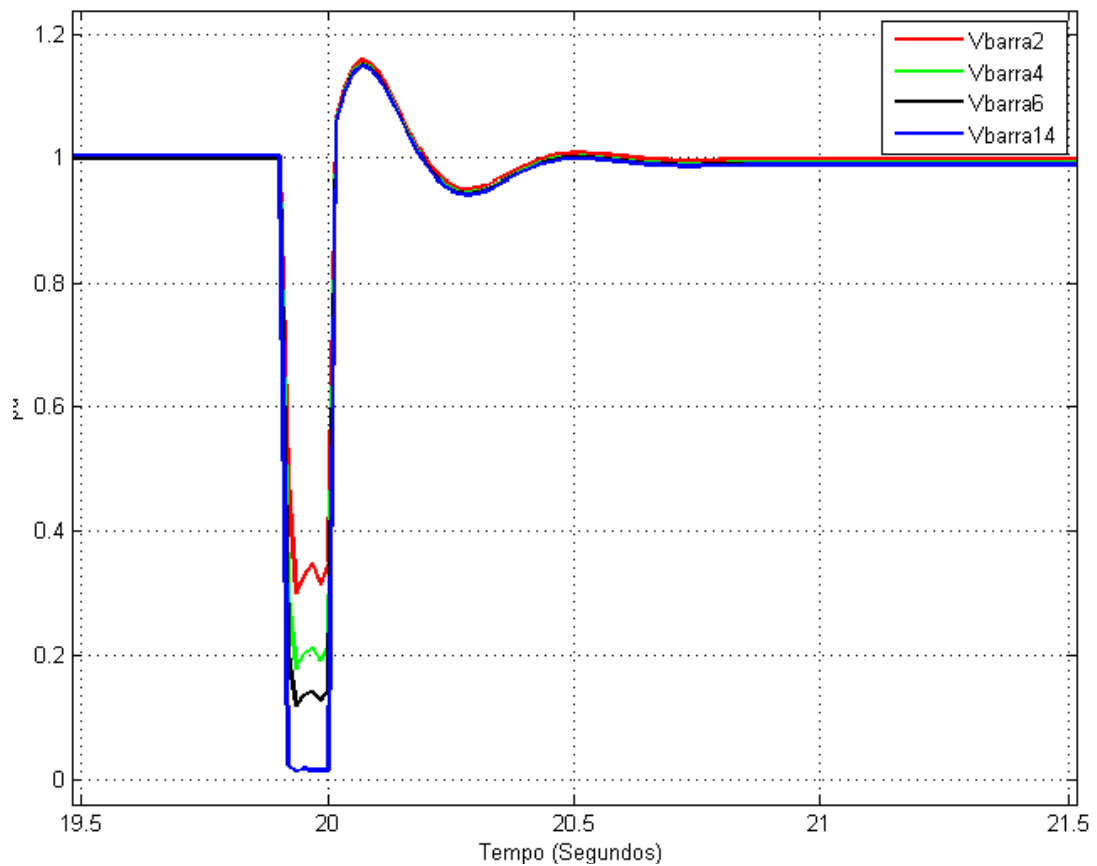
Na Figura 27 é mostrado o comportamento do regulador de tensão no instante do ilhamento. Nota-se a importância da excitatriz possuir uma tensão de teto elevada (5 pu da tensão de campo nominal) para manter a tensão em níveis adequados no transitório.

Figura 27 - Comportamento da tensão de campo na transição da operação paralela para isolada



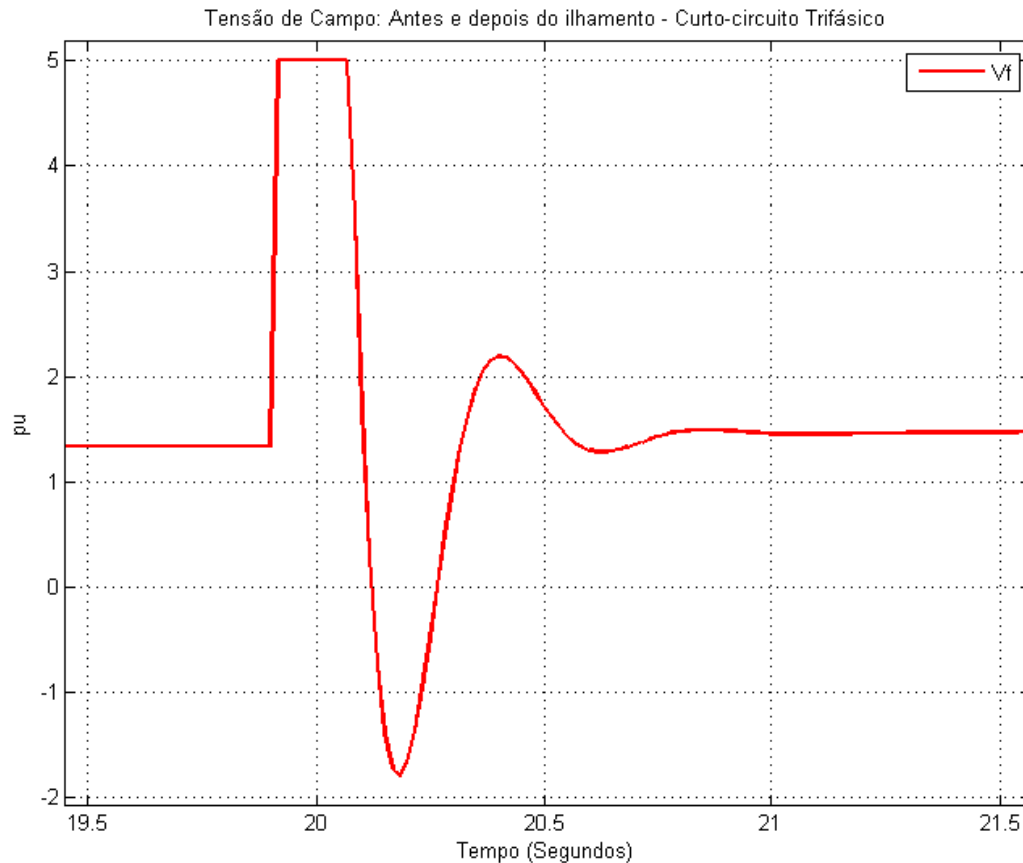
O mesmo teste é realizado com a formação do ilhamento devido a um curto-circuito trifásico de 100 milissegundos na linha 14-15 no instante de 20 segundos, neste caso a geração da PCH também foi de 9 MVA e carga da microrrede de 9 MVA.

Figura 28 - Tensão na microrrede antes e depois do ilhamento com um curto-circuito trifásico temporário



Na Figura 29 é mostrado o comportamento do regulador de tensão no instante do ilhamento, nota-se que a tensão de campo da excitatriz tensão chega ao seu limite (5 pu) enquanto o curto-circuito está presente.

Figura 29 - Comportamento da tensão de campo na transição da operação paralela para isolada com curto-circuito trifásico temporário



5.1.1.3 Equilíbrio Carga/Geração

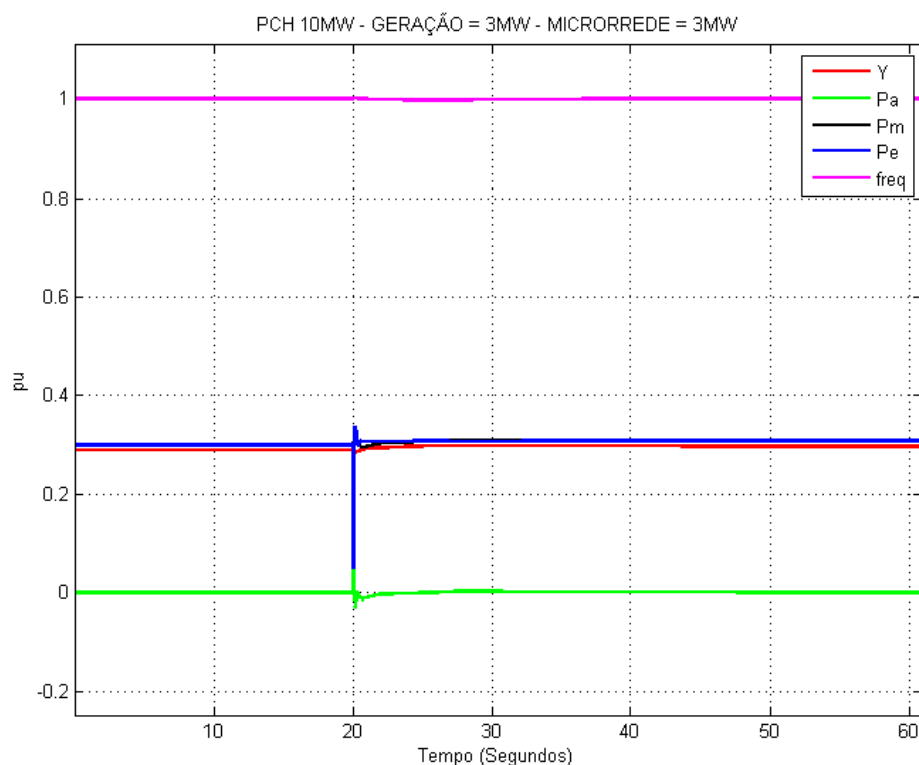
Neste estudo é realizada a análise da formação da rede isolada na abertura do disjuntor (D10) da subestação elevadora devido a ocorrência de um curto-circuito trifásico de 3 ciclos (50 milissegundos) no instante de 20 segundo, caracterizando um ilhamento da PCH.

Os testes da formação da ilha foram realizados respeitando o limite de esforço torcional máximo (0,5 pu) e os limites máximos e mínimos da capacidade da PCH. Os ensaios são realizados com valores de geração leve (3 MW), média (6 MW) e pesados (9 MW) e os valores da carga variam entre os limites máximos e mínimos de frequência. Nas simulações é apresentado o comportamento da frequência (freq), da potência elétrica (P_e), da potência mecânica (P_m), da potência acelerante (P_a) e da abertura do distribuidor da turbina (Y) nas condições de antes e depois do ilhamento.

Geração de 3 MW

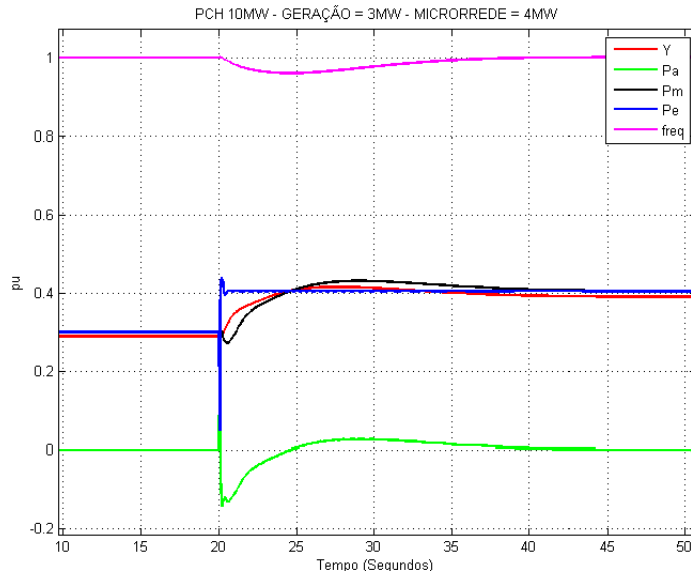
Na Figura 30 é representado o comportamento da rede com geração igual à carga da ilha (3 MW) antes e depois do ilhamento. Neste caso, não ocorre variação na frequência e o sistema continua em operação normal.

Figura 30 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 3 MW na rede isolada.



Na Figura 31 é mostrado as variáveis da PCH gerando 0,3 pu em operação normal e depois em operação isolada com uma carga de 0,4 pu. Pode-se observar que a potência elétrica (P_e) muda rapidamente devido o acréscimo de carga (0,1 pu), entretanto devido ao comportamento da turbina hidráulica, a potência mecânica leva mais de 5 segundos para voltar a condição normal. A diferença entre as potências elétricas e mecânicas do sistema provocam o surgimento de uma potência desacelerante na máquina síncrona, provocando subfrequência na rede. Neste caso ocorre uma subfrequência de 4%, com duração menor de 15 segundos, não sensibilizando o relé de proteção e assim a PCH continua em funcionamento em operação isolada.

Figura 31 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 4 MW na rede isolada



Nas Figuras 32 e 33 é mostrado a PCH gerando 0,3 pu em operação paralela e depois em operação isolada com cargas de 0,45 e 0,5 pu, respectivamente, provocando uma subfrequência na rede. Nos dois casos, devido ao limite mínimo de frequência da Tabela 4, a PCH seria retirada de operação pelo relé de subfrequência da PCH.

Figura 32 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 4,5 MW na rede isolada

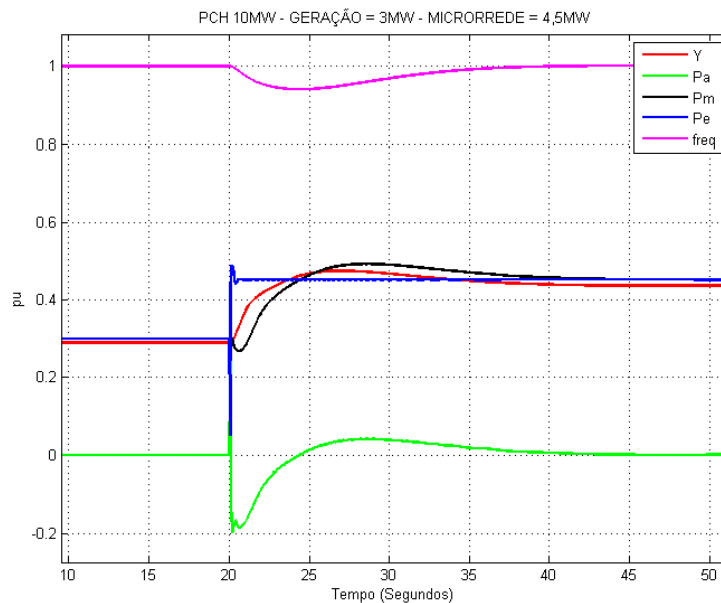
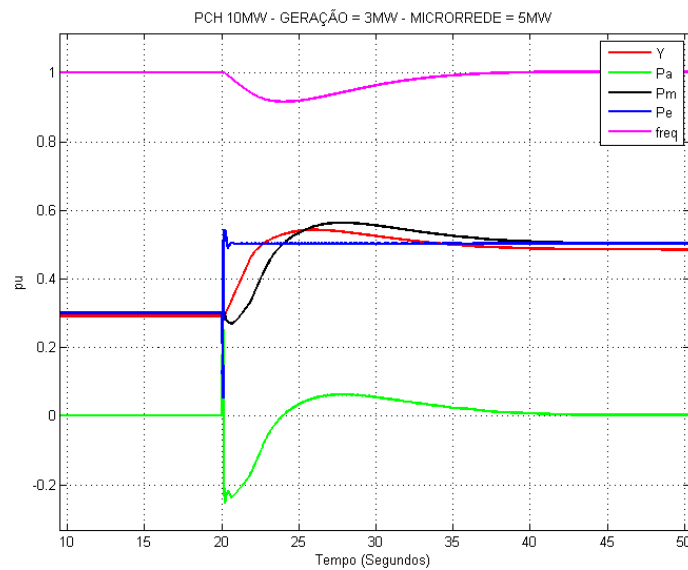
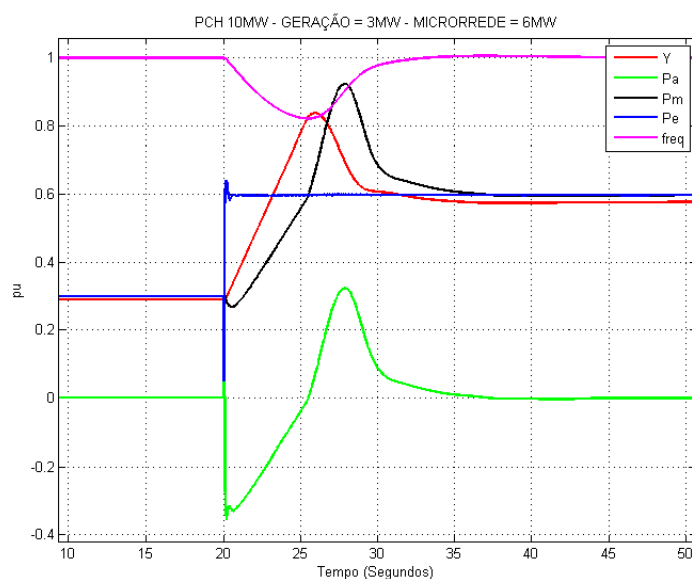


Figura 33 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 5 MW na rede isolada



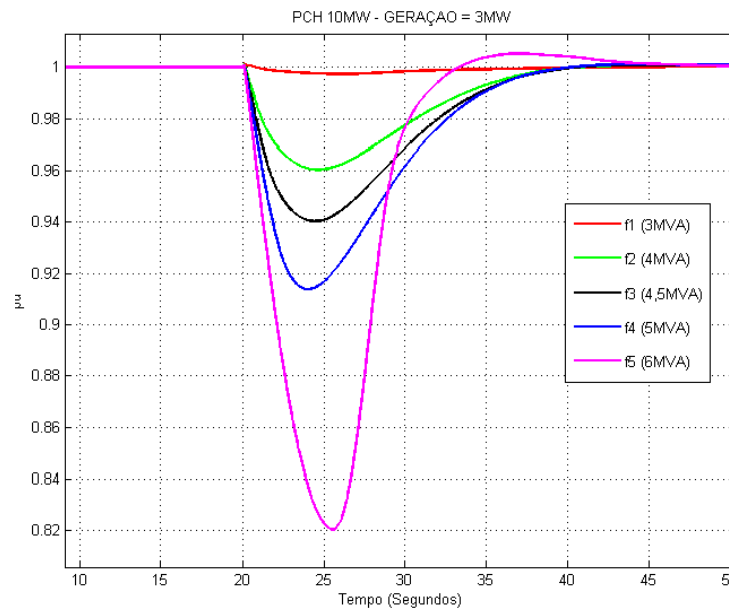
Na Figura 34 é apresentado o comportamento da PCH gerando 3 MW e alimentando uma carga de 6 MW na microrrede. Neste caso também ocorre uma subfrequência (18,1%), retirando a PCH de operação. Devido ao acentuado afundamento na frequência da rede, a potência mecânica alcança valores maiores que os valores da carga por um período transitório, com o intuito de estabilizar a frequência da rede.

Figura 34 - PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e 6 MW na rede isolada



Na Figura 35 é realizado o resumo do comportamento da frequência com geração de 3 MW da PCH e com diversas condições de carga na microrrede.

Figura 35 - Comportamento da frequência (pu) da rede com a PCH gerando 3 MW e com diversos valores de carga pós-ilhamento.



Na Tabela 10 é mostrado o resumo da PCH com geração de 3 MW antes do ilhamento e depois variando a carga de 3 MVA a 6 MVA (fator de potência unitário), verificando em quais casos ocorre com sucesso a formação da ilha.

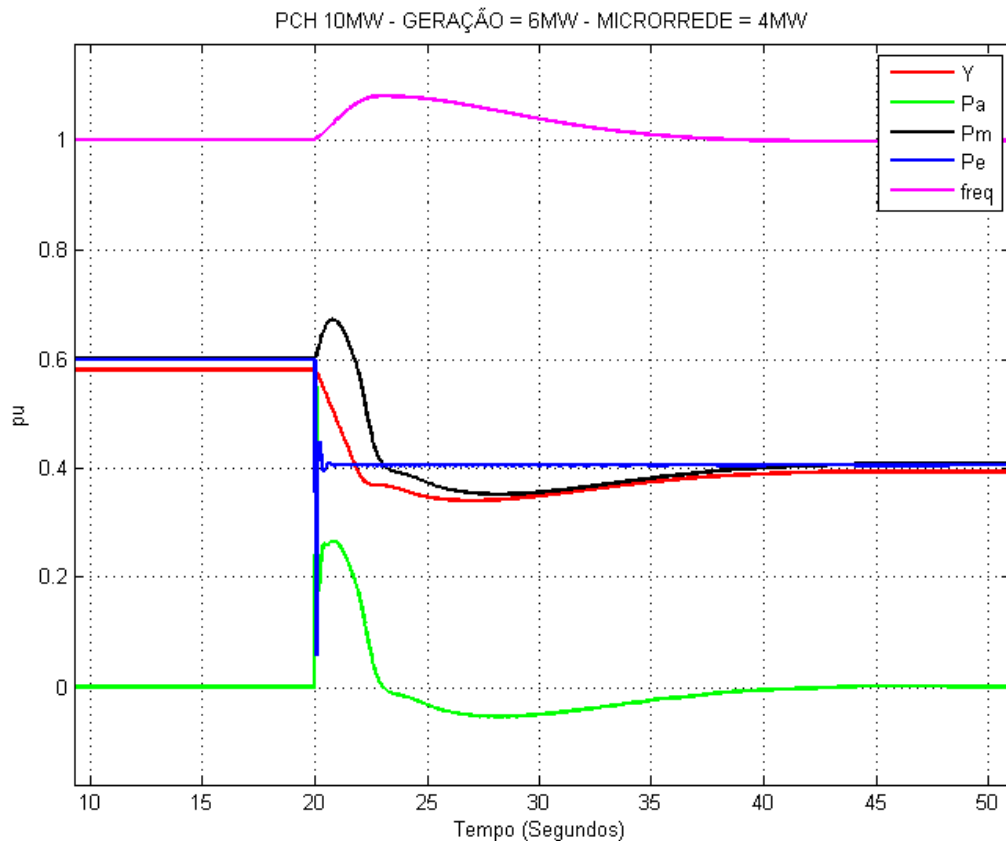
Tabela 10 - Geração de 3 MW e variação da carga na microrredes.

Carga na microrrede		Geração (Leve)	Formação de ilha	Frequência (min ou max)
S	FP			
3 MVA	1	3 MW	Sim	0,999 pu
4 MVA	1		Sim	0,960 pu
4,5 MVA	1		Não	0,941 pu
5 MVA	1		Não	0,913 pu
6 MVA	1		Não	0,819 pu

Geração de 6 MW

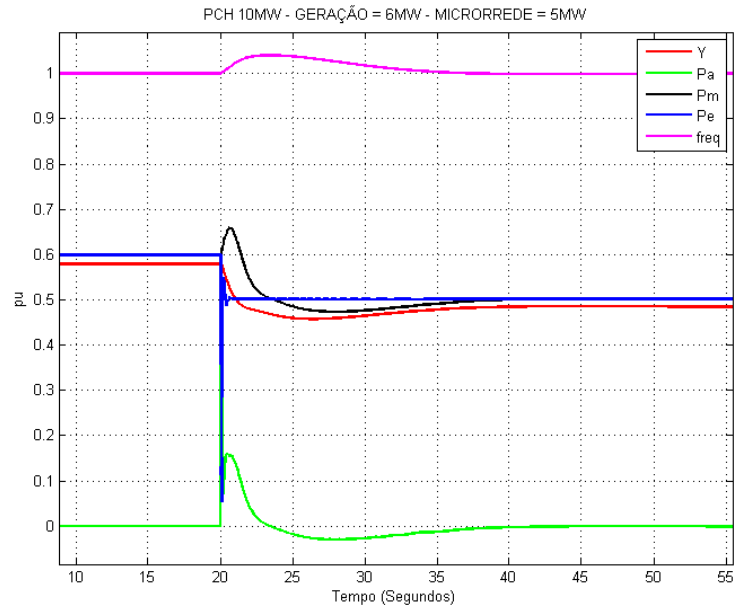
A Figura 36 apresenta o comportamento da PCH gerando 0,6 pu em operação paralela e depois em operação isolada com uma carga de 0,4 pu. Pode-se observar que a potência elétrica (P_e) muda rapidamente devido à rejeição de carga (0,2 pu). A diferença entre as potências elétricas e mecânicas do sistema provocam o surgimento de uma potência acelerante na máquina síncrona, provocando uma sobrefrequência. Neste caso ocorre uma sobrefrequência de 8%, com duração menor de 15 segundos, sensibilizando o relé de proteção e assim retirando a PCH de operação.

Figura 36 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 4 MW na rede isolada.



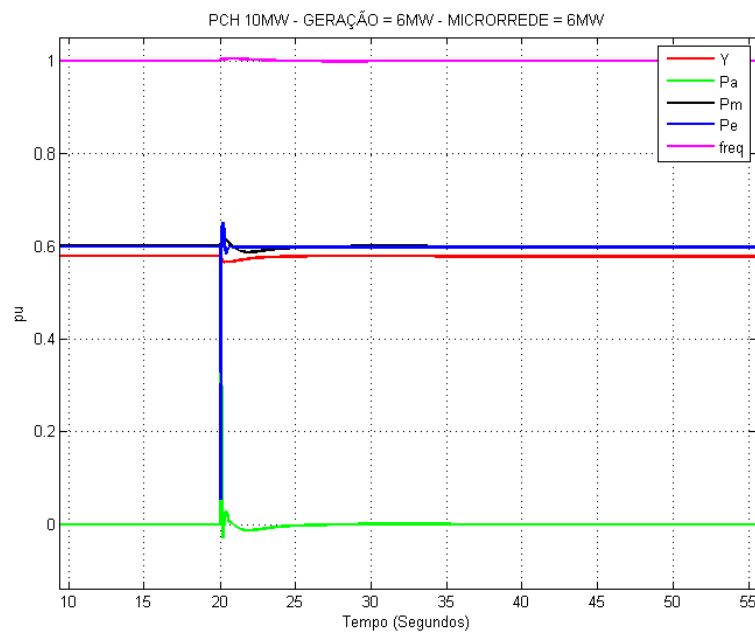
Na Figura 37 é mostrado o comportamento da rede com a PCH gerando 6 MW e com carga de 5 MW de carga na rede isolada. Devido à rejeição de carga ocorre uma sobrefrequência de 4%, sem ultrapassar os limites de frequência e a PCH se mantém em operação.

Figura 37 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 5 MW na rede isolada.



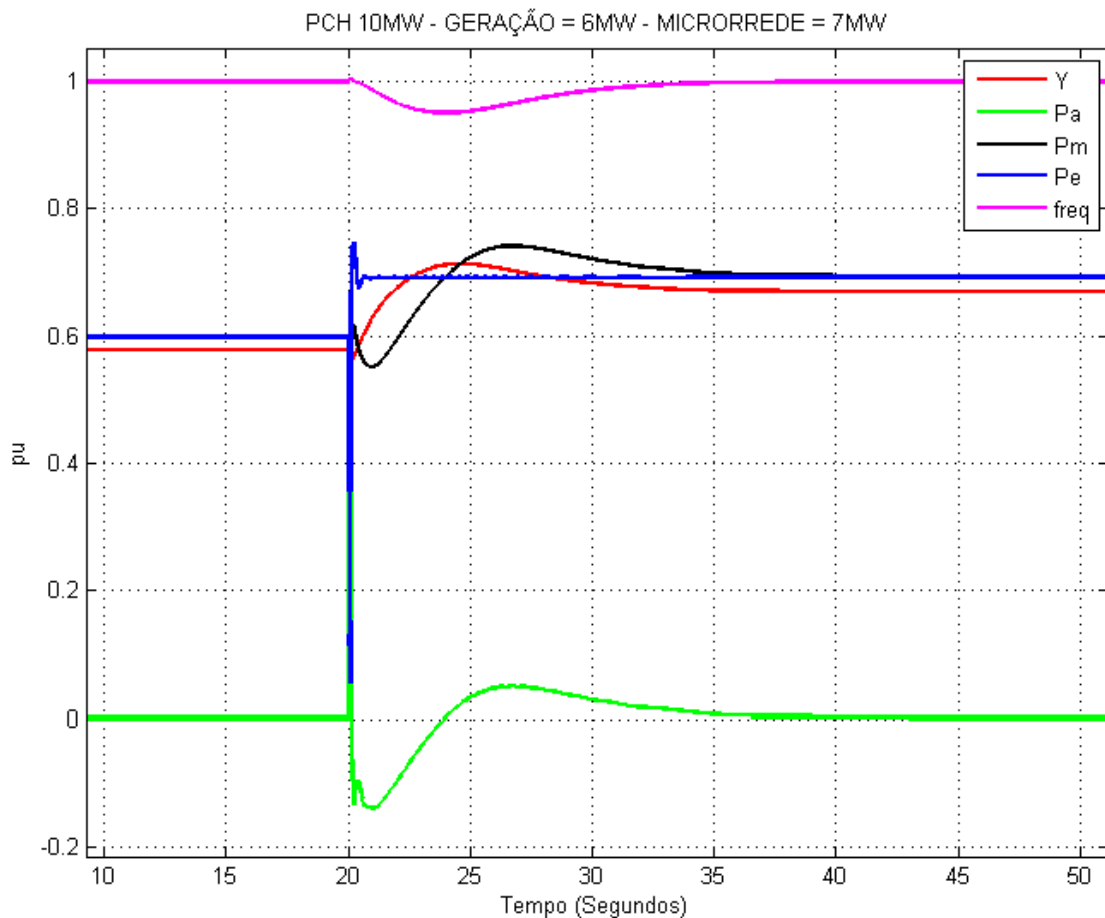
Na Figura 38 é mostrado o comportamento da rede com a PCH gerando 6 MW e com carga de 6 MW de carga na rede isolada, onde não ocorre variação de frequência devido ao equilíbrio da carga/geração.

Figura 38 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 6 MW na rede isolada.



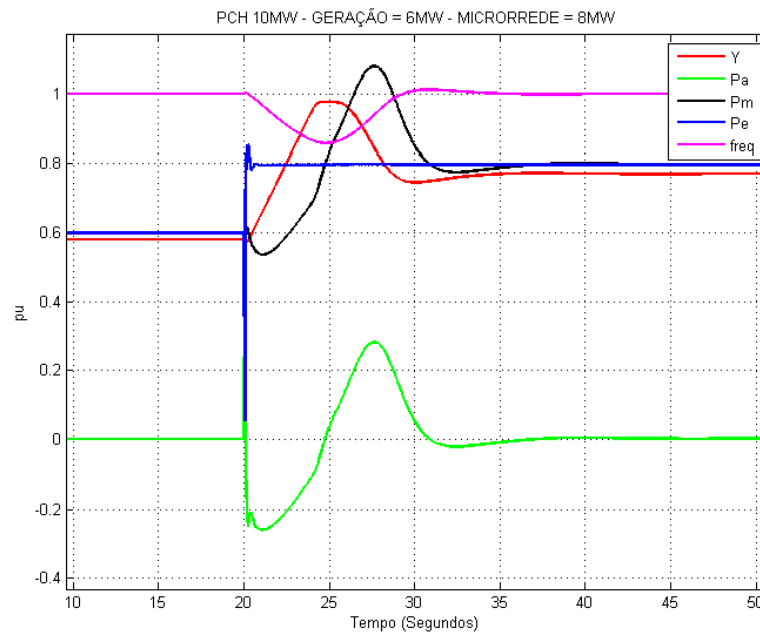
Na Figura 39 é mostrado o desempenho da rede com a PCH gerando 6 MW e com carga de 7 MW de carga na rede isolada, onde ocorre uma acréscimo de carga de 1 MW e assim é provocada uma subfrequência de 5%, mantendo a PCH em operação na transição do modo paralelo para modo isolado.

Figura 39 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 7 MW na rede isolada.



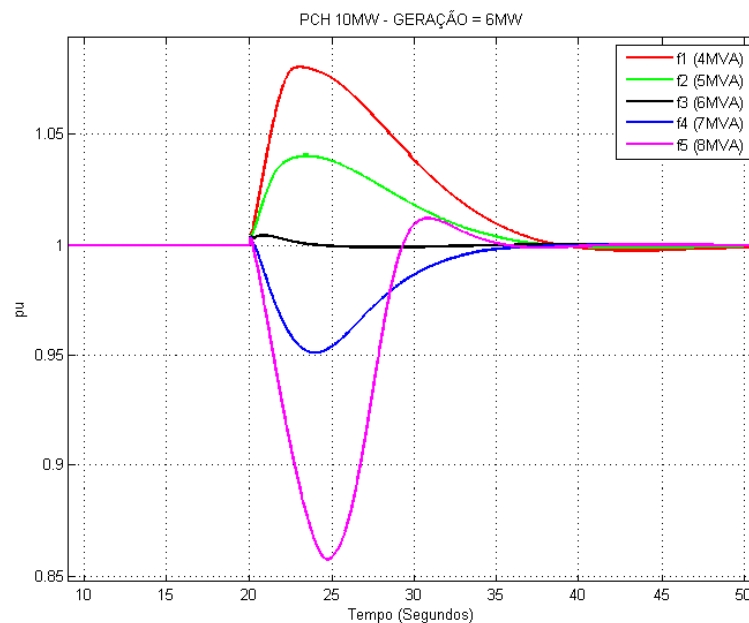
Na Figura 40 é ilustrado o comportamento da rede com a PCH gerando 6 MW e com carga de 8 MW de carga na rede isolada, onde ocorre uma acréscimo de carga de 2 MW e assim é provocada uma subfrequência de 13%, tirando a PCH de operação devido a frequência ficar abaixo do limite mínimo.

Figura 40 - PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e 8 MW na rede isolada.



Na Figura 41 é mostrado o resumo do comportamento da frequência com a geração de 6 MW e com diversas condições de carga na microrrede.

Figura 41 - Comportamento da frequência (pu) da rede com a PCH gerando 6 MW e com diversos valores de carga pós ilhamento.



Na Tabela 11 é mostrado o resumo da PCH com geração de 6 MW antes do ilhamento e depois variando a carga de 4 MW a 8 MW, avaliando em quais casos ocorre com sucesso a formação da ilha.

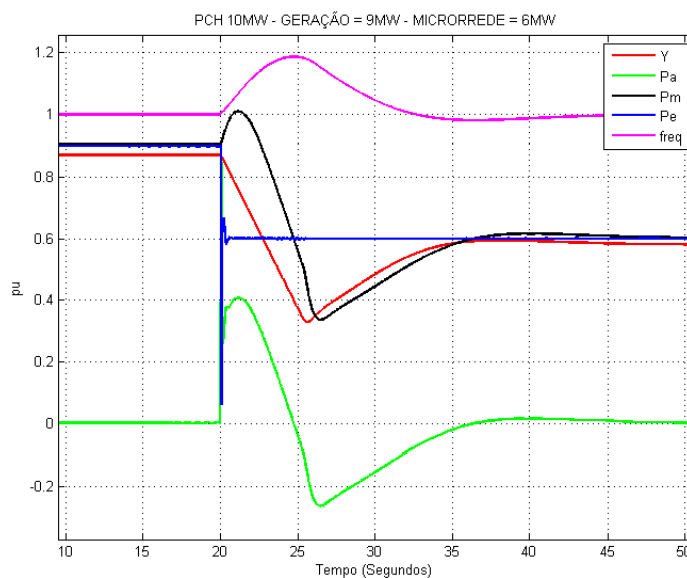
Tabela 11 - Geração de 6 MW e variação da carga na microrrede.

‘		Geração (Média)	Formação de ilha	Frequência (min ou max)
S	FP			
4 MVA	1	6 MW	Não	1,081 pu
5 MVA	1		Sim	1,041 pu
6 MVA	1		Sim	1,001 pu
7 MVA	1		Sim	0,951 pu
8 MVA	1		Não	0,867 pu

Geração de 9 MW

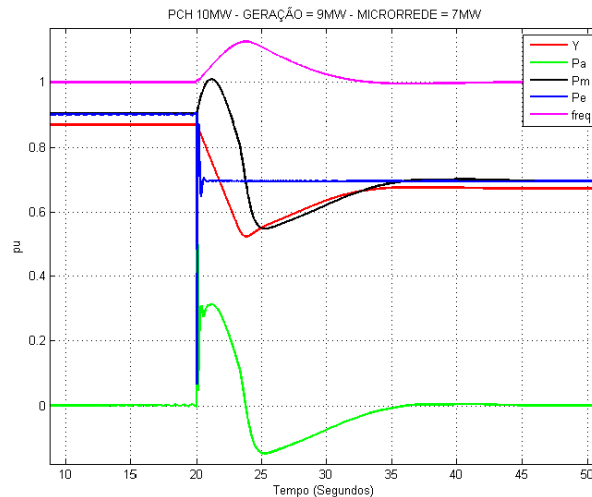
Na Figura 42 é mostrado o desempenho da rede com geração igual de 9 MW antes e 6 MW depois do ilhamento. Neste caso ocorre uma sobrefrequência devido ao desequilíbrio de carga, mesmo com o fechamento do distribuidor (Y), a turbina continua a acelerar por 5 segundos e depois começa a desacelerar. Devido a sobrefrequência de 18,1% a PCH é retirada de operação.

Figura 42 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 6 MW na rede isolada.



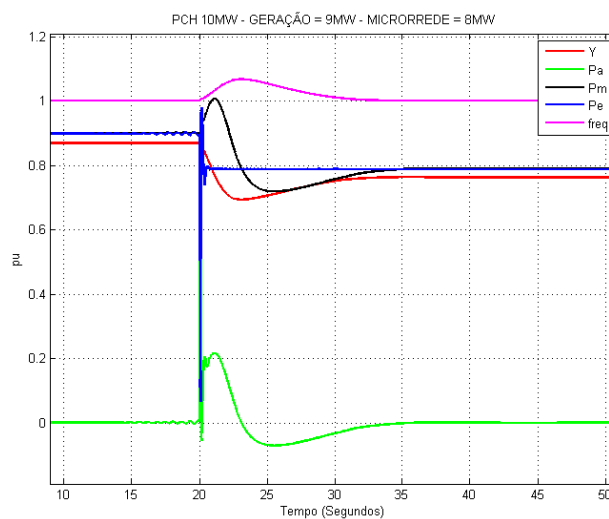
Na Figura 43 é representado o comportamento da rede com geração igual à carga da ilha (9 MW) antes e 7 MW depois do ilhamento. Neste caso ocorre uma sobrefrequência de 12,1% e a PCH é retirada de operação.

Figura 43 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 7 MW na rede isolada.



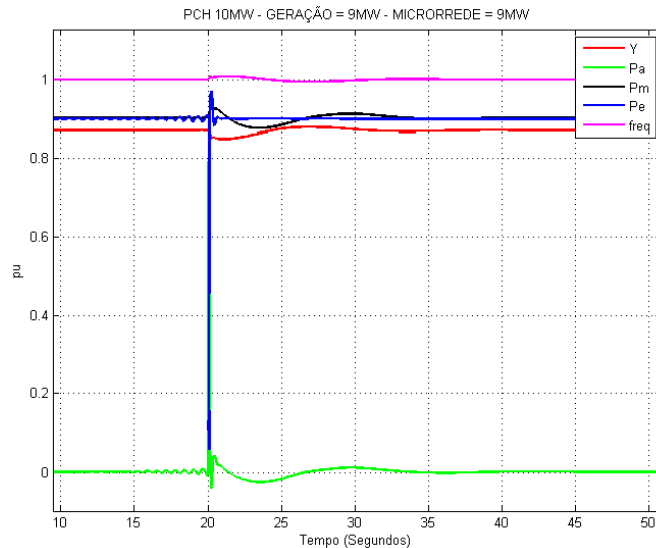
Na Figura 44 é mostrado o comportamento da rede com geração igual a 9 MW antes e 8 MW depois do ilhamento. Esta variação provoca uma sobrefrequência de 5,9%, não sendo suficiente para sensibilizar o relé de proteção.

Figura 44 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 8 MW na rede isolada.



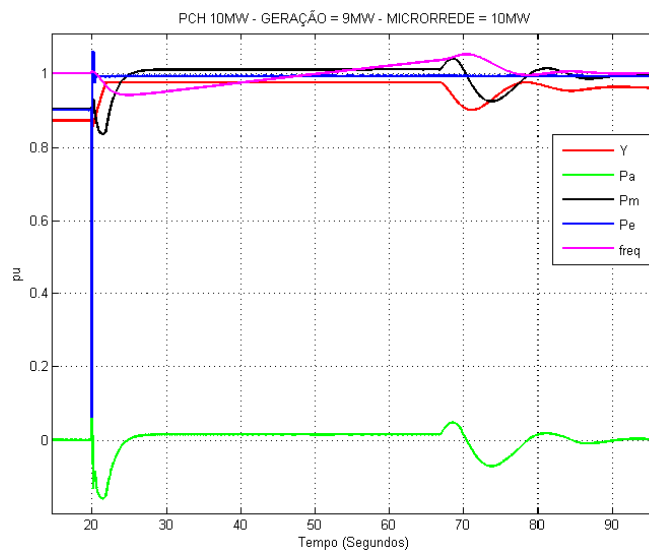
Na Figura 45 é apresentada a simulação da rede com geração igual à carga da ilha (9 MW), como não ocorre variação de potência ativa, a rede se mantém em operação de forma estável.

Figura 45 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 9 MW na rede isolada.



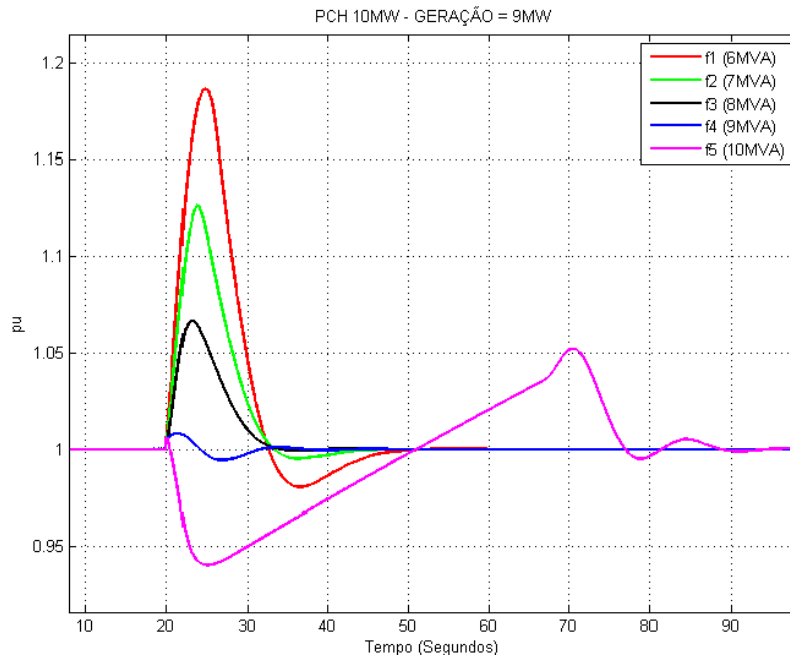
Na Figura 46 é representado o comportamento da rede com geração de 9 MW antes e 10 MW depois do ilhamento. Devido a proximidade do limite máximo de potência mecânica da turbina, primeiro ocorre uma subfrequência e depois uma sobrefrequência.

Figura 46 - PCH com geração de 9 MW antes do ilhamento e 10 MW na rede isolada.



Na Figura 47 é mostrado o resumo do comportamento da frequência com a geração de 9 MW e com diversas condições de carga na microrrede.

Figura 47 - Comportamento da frequência (pu) da rede com a PCH gerando 9 MW e com diversas valores de carga pós ilhamento.



Na Tabela 12 é mostrado o resumo da PCH com geração de 9 MVA antes do ilhamento e depois variando a carga de 6 MVA a 10 MVA, avaliando em quais casos ocorre com sucesso a formação da ilha.

Tabela 12 - Geração de 9 MW e variação da carga na microrrede

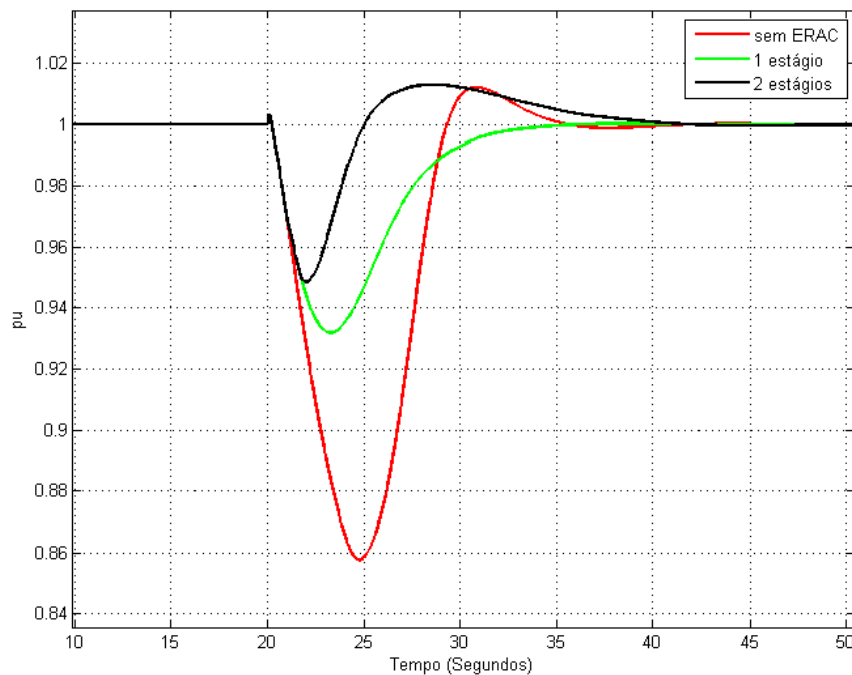
Carga		Geração (Alta)	Formação de ilha	Frequência (min ou max)
S	FP			
6 MVA	1	9 MW	Não	1,181
7 MVA	1		Não	1,121
8 MVA	1		Sim	1,059
9 MVA	1		Sim	1,001
10 MVA	1		Sim	0,942 – 1,05

5.1.2 Transição de modo interligado para isolado com ERAC

Neste estudo é simulado o comportamento da formação da ilha com o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que tem a finalidade de manter a PCH em operação em caso de subfrequências provocado pelo desequilíbrio carga/geração na microrrede.

Na Figura 48 é apresentado o comportamento da frequência na transição da operação interligada (geração de 6 MW) para operação isolada (carga de 8 MW) no instante de 20 segundos. Na transição sem ERAC a PCH sairia de operação devido as relé de subfrequência, assim como com ERAC de 1 estágio, ficando fora dos limites de frequência. Já no caso de ERAC de 2 estágios a PCH ficaria em operação em modo isolado.

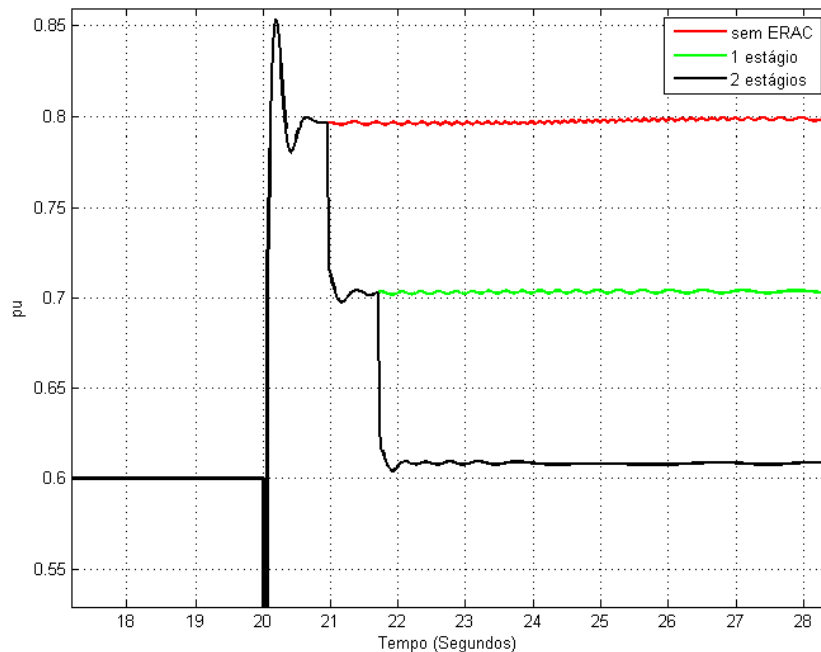
Figura 48 - Frequência da rede sem ERAC, com ERAC de 1 estágio e com ERAC de 2 estágios.



Na Figura 49 é mostrado o comportamento da potência elétrica gerada pela PCH nos três casos, onde é realizado um corte de carga de 1 MW a cada estágio do ERAC. Caso a geração da PCH estivesse no valor nominal (10 MW) e a carga da microrrede fosse maior, o

ERAC poderia manter a PCH em operação isolada no momento da transição interligado para isolado. No primeiro estágio o corte de carga é realizado quando a frequência fica menor que 0,97 pu (cortando a carga do disjuntor D5) e o segundo estágio quando a frequência fica menor que 0,95 pu (cortando a carga do disjuntor D6).

Figura 49 - Carga da microrrede sem ERAC, com ERAC de 1 estágio e com ERAC de 2 estágios.



Na Tabela 13 é ilustrado o resumo da transição de interligado para isolado com o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), verificando quais casos ocorre sucesso na formação da ilha.

Tabela 13 - Comportamento da frequência com e sem ERAC.

<i>Caso</i>	<i>Carga</i>		<i>Geração</i>	<i>Formação com sucesso da microrrede</i>	<i>Subfrequência</i>
	<i>S</i>	<i>FP</i>			
Sem ERAC				Não	13,3 %
Com ERAC de 1 estágio	8 MVA	1	6 MW	Não	6,5 %
Com ERAC de 2 estágio				Sim	4,5 %

5.1.3 Operação Isolada

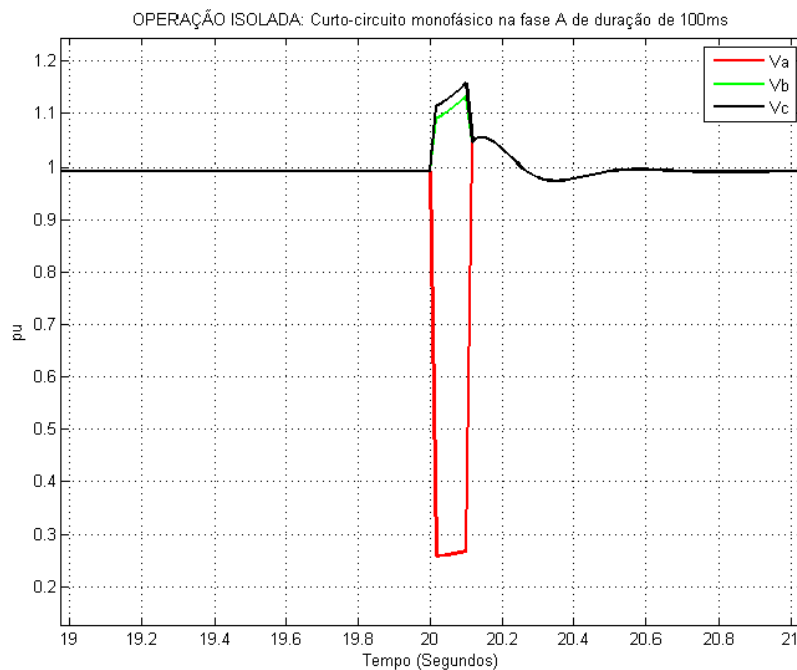
Após a formação com sucesso da PCH em operação isolada, deve-se avaliar o comportamento da microrrede na ocorrência de perturbações. As seguintes contingências foram definidas para analisar o desempenho da microrrede.

1. Curto-circuito monofásico;
2. Curto-circuito trifásico
3. Degrau de carga: resistiva, indutiva e capacitiva;
4. Rejeição de carga;

5.1.3.1 Curto-circuito monofásico

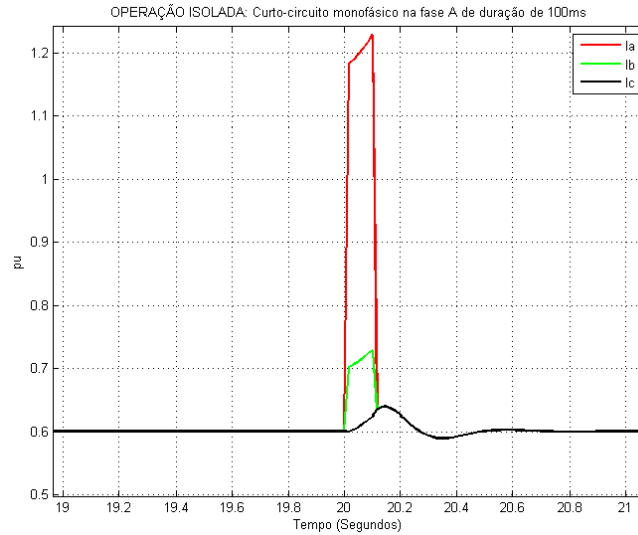
A Figura 50 representa a tensão da rede com a aplicação de um curto-circuito monofásico temporário na linha 6-10 com duração de 100 milissegundos na fase “A”. A tensão da fase que sofre o curto-circuito sofre um afundamento, enquanto as demais tensões se elevam. Apesar disto, o relé de proteção de sobretensão e/ou de subtensão não atua devido ao curto período de tempo. Após a retirada do curto-circuito, a tensão se estabiliza.

Figura 50 - Tensões por fase (Va, Vb e Vc) da rede na barra 2.



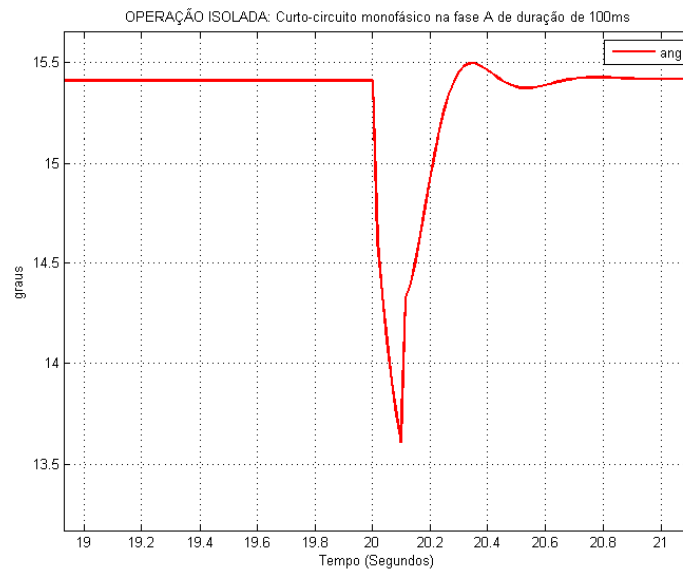
Na Figura 51 é apresentado o comportamento das correntes de fase da máquina síncrona, ocorrendo uma sobrecorrente na fase “A”.

Figura 51 - Correntes por fase (Ia, Ib e Ic) da rede na barra 2



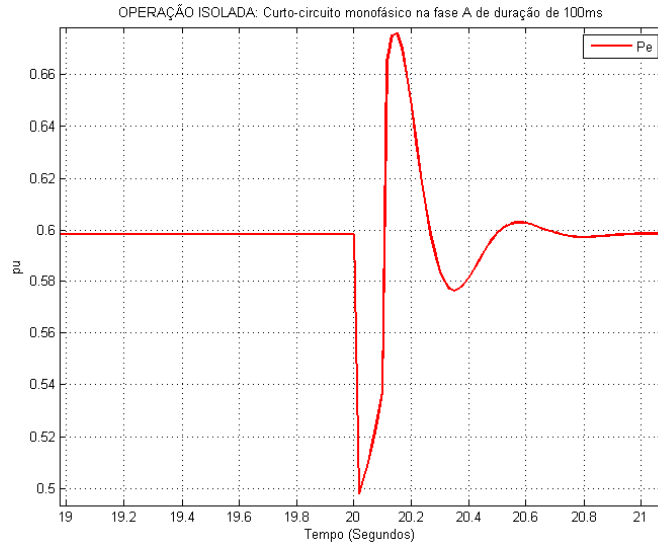
Na Figura 52 é apresentado o comportamento do ângulo de carga da máquina síncrona, variando no instante do curto-circuito, mas retornando logo após para sua operação normal, sem oscilações e sem instabilidade.

Figura 52 - Comportamento do ângulo de carga no instante do curto-circuito monofásico.



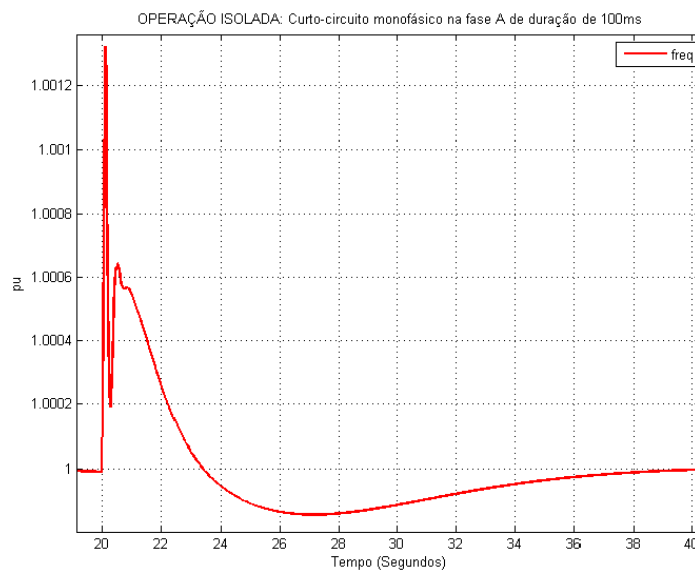
Na Figura 53 é indicado o desempenho da potência elétrica no instante do curto-circuito monofásico, onde não é ultrapassado o limite torcional (Equação 11) do conjunto turbina-gerador.

Figura 53 - Potência elétrica no instante do curto-circuito monofásico.



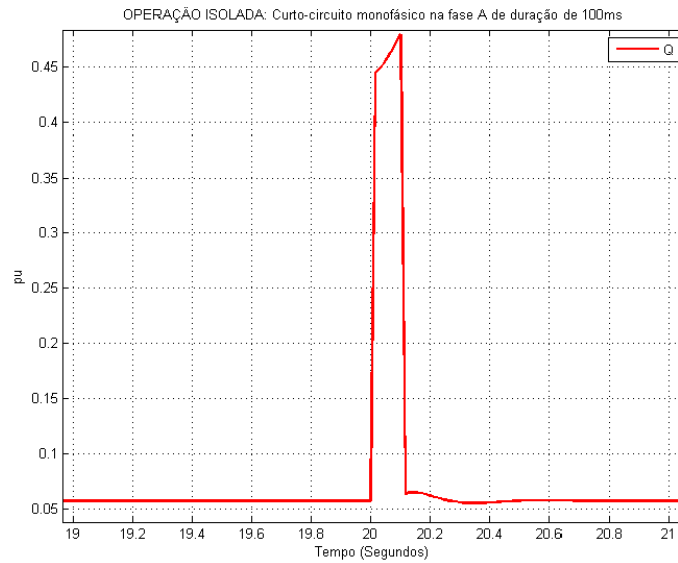
Na Figura 54 é mostrado o comportamento da frequência da rede, que mantém-se praticamente inalterada após o curto-circuito monofásico.

Figura 54 - Frequência da rede no instante do curto-circuito monofásico



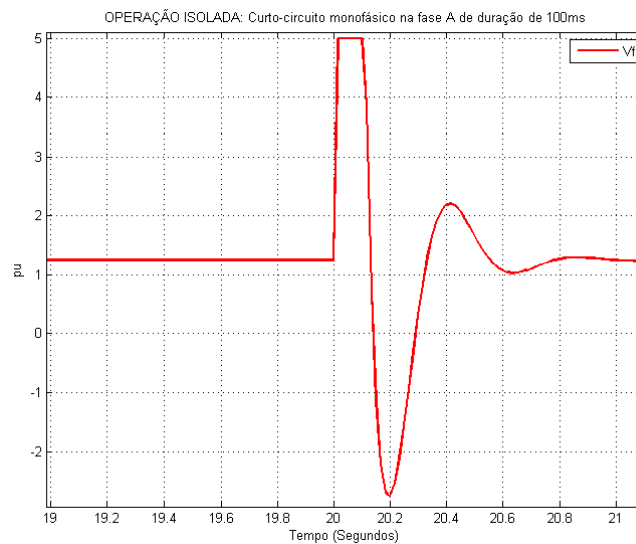
A Figura 55 representa a potência reativa no instante do curto-circuito monofásico, onde o gerador injeta reativos na rede, devido à predominância da reatância indutiva em relação à resistência da linha de distribuição.

Figura 55 - Potência reativa no instante do curto-circuito monofásico.



Na Figura 56 é mostrada a tensão de campo, onde o regulador de tensão excita o campo do gerador ao máximo para tentar manter a tensão no valor de referência.

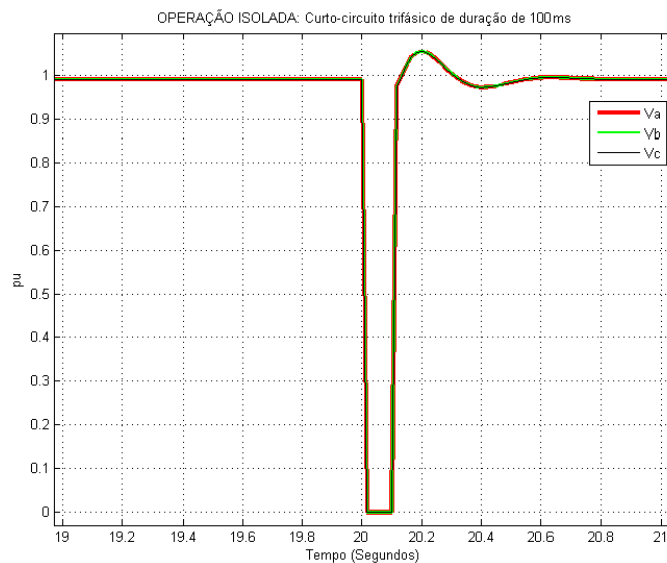
Figura 56 - Potência reativa no instante do curto-circuito monofásico.



5.1.3.2 Curto-circuito trifásico

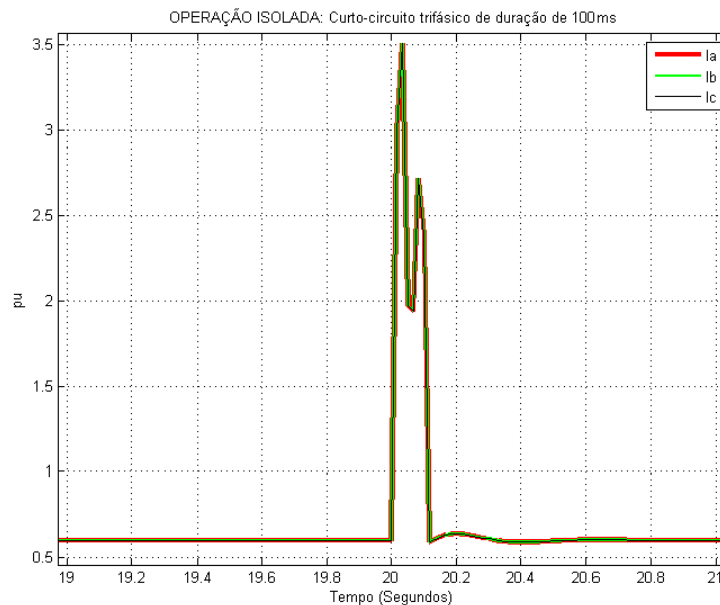
Neste caso é aplicado um curto-circuito trifásico temporário na linha 6-10 com duração de 100 milissegundos. Na Figura 57 ocorre afundamento das tensões trifásicas e depois da saída do curto-circuito as tensões retornam ao valor de referência.

Figura 57 - Tensões trifásicas no instante do curto-circuito.



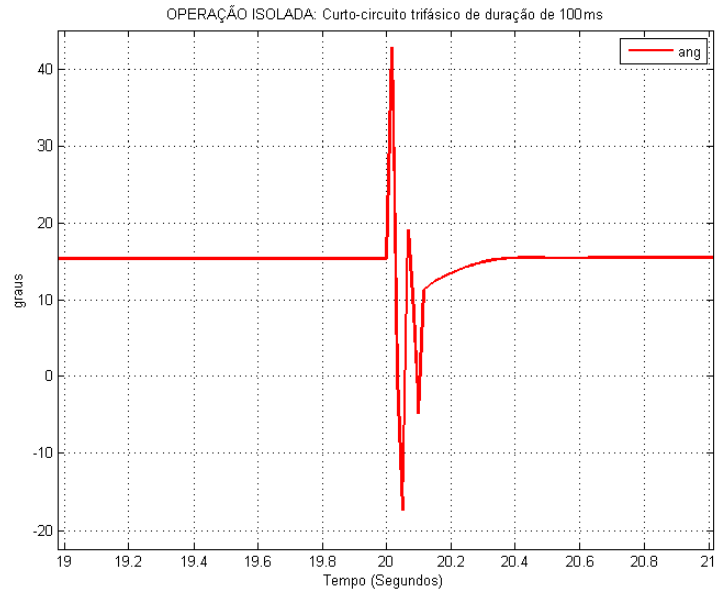
Na Figura 58 é mostrado o comportamento das correntes trifásicas durante o curto-circuito trifásico.

Figura 58 - Correntes trifásicas no instante do curto-circuito.



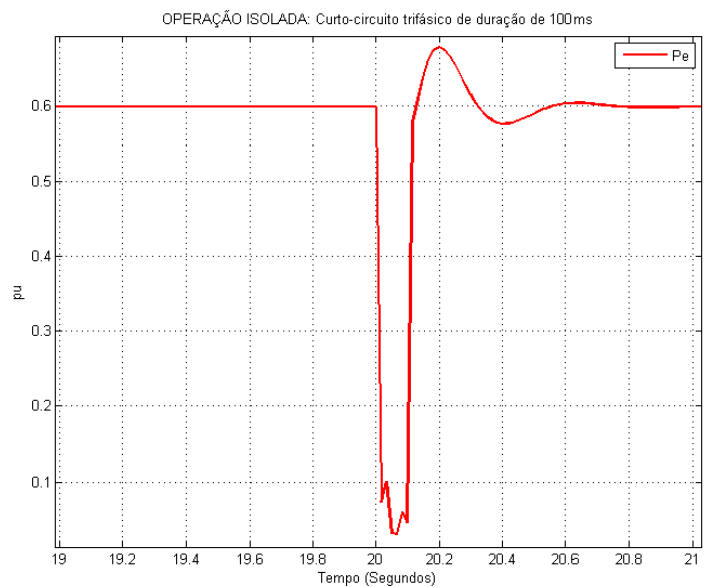
A Figura 59 ilustra a oscilação do ângulo de carga durante o curto-circuito trifásico, retornando ao normal após a extinção do curto-circuito.

Figura 59 - Ângulo de carga durante o curto-circuito trifásico.



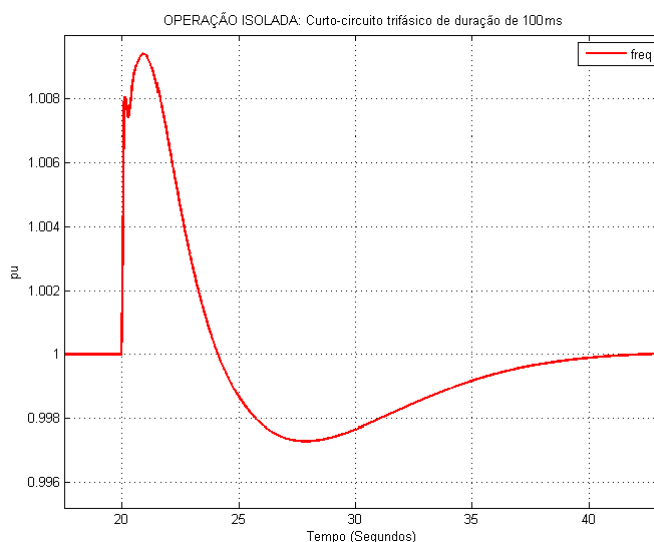
A Figura 60 representa a potência elétrica (ativa) durante o curto-circuito trifásico. Neste caso a potência varia bruscamente, de 0,6 MW para um valor menor que 0,1 MW, retornando ao normal após a extinção do curto-circuito.

Figura 60 - Potência Elétrica durante o curto-circuito trifásico.



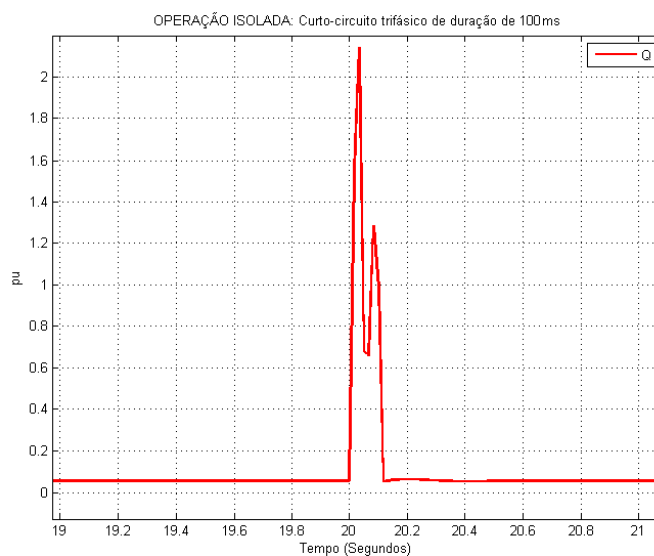
Na Figura 61 é mostrada a variação na frequência da rede, onde ocorre uma aceleração de 0,85% da frequência do gerador (0,5 Hz) e depois da extinção do curto-circuito a frequência retorna ao valor nominal sem ultrapassar os limites da Tabela 4.

Figura 61 - Frequência da rede durante o curto-circuito trifásico.



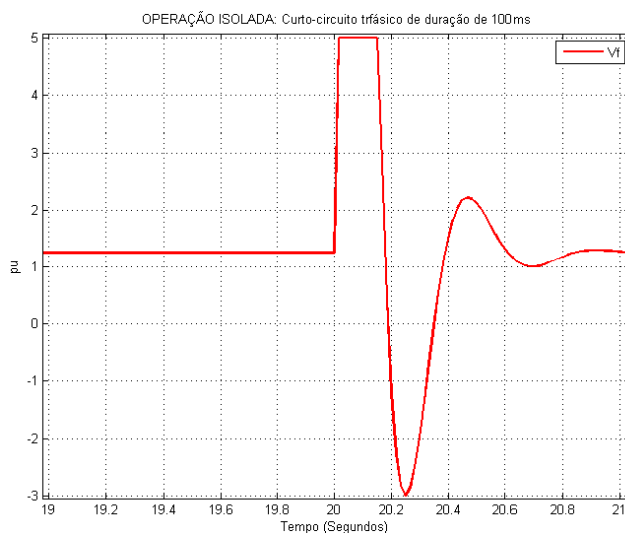
A Figura 62 representa a potência reativa durante o curto-circuito trifásico, onde o gerador injeta reativos na rede, devido à predominância da reatância indutiva em relação à resistência da linha de distribuição.

Figura 62 - Potência reativa durante o curto-circuito trifásico.



Na Figura 63 é mostrada a atuação do regulador de tensão durante o curto-circuito trifásico, aonde a tensão de campo chega ao seu valor de teto devido a tentativa do controle em manter a tensão terminal no valor de referência.

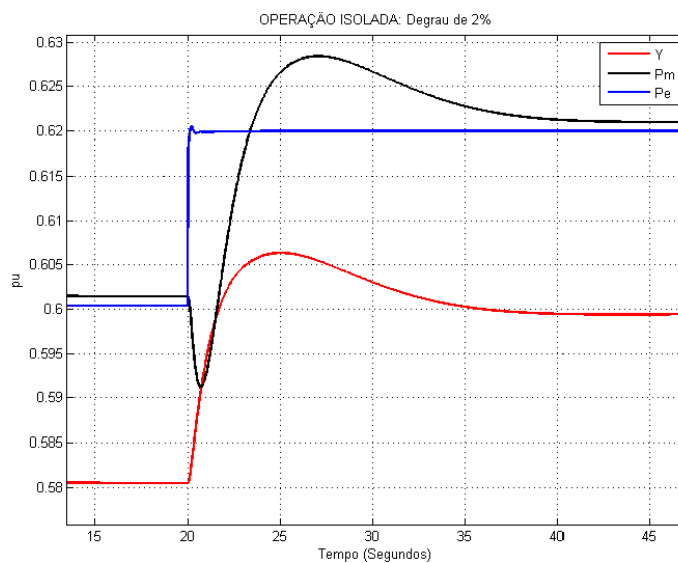
Figura 63 - Tensão de campo durante o curto-circuito trifásico.



5.1.3.3 Degrau de carga

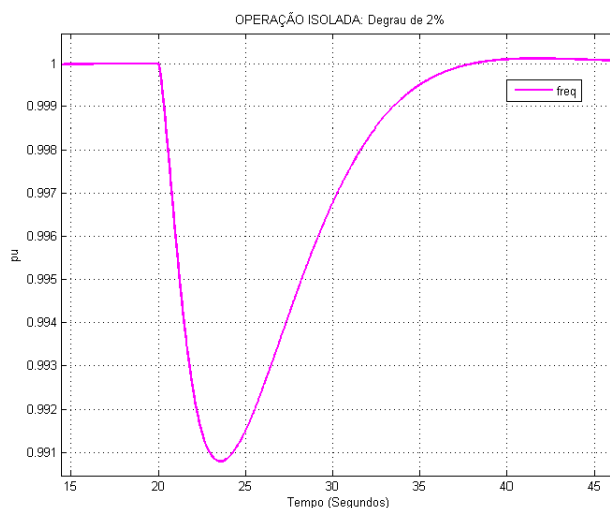
Na Figura 64 é ilustrada a aplicação um degraú de 2% de carga na rede em operação isolada. Neste caso, o regulador de velocidade aumenta a abertura do distribuidor (Y) em 2% para aumentar a vazão de água e conseqüentemente a potência mecânica da turbina.

Figura 64 - Degrau 2% de carga (potência ativa).



A Figura 65 representa o afundamento de 0,9% na frequência da rede provocado pela entrada de carga de 2%. Para o reestabelecimento da frequência em 1 pu, o sistema leva em torno de 10 segundos, demonstrando a dinâmica lenta do sistema hidráulico.

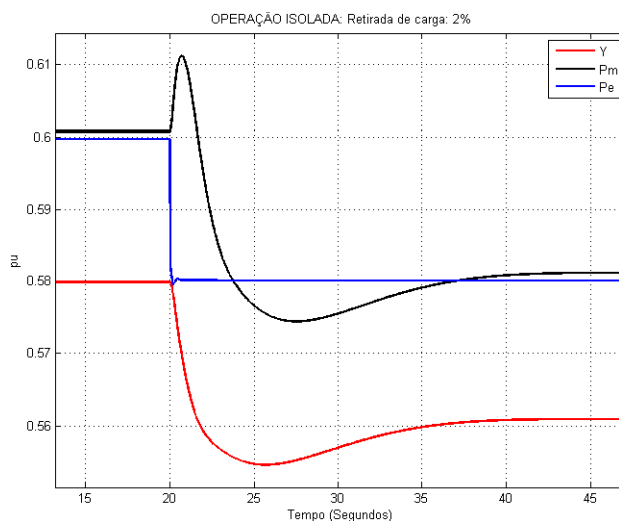
Figura 65 - Frequência da rede com degrau de carga de 2%.



5.1.3.4 Rejeição de carga

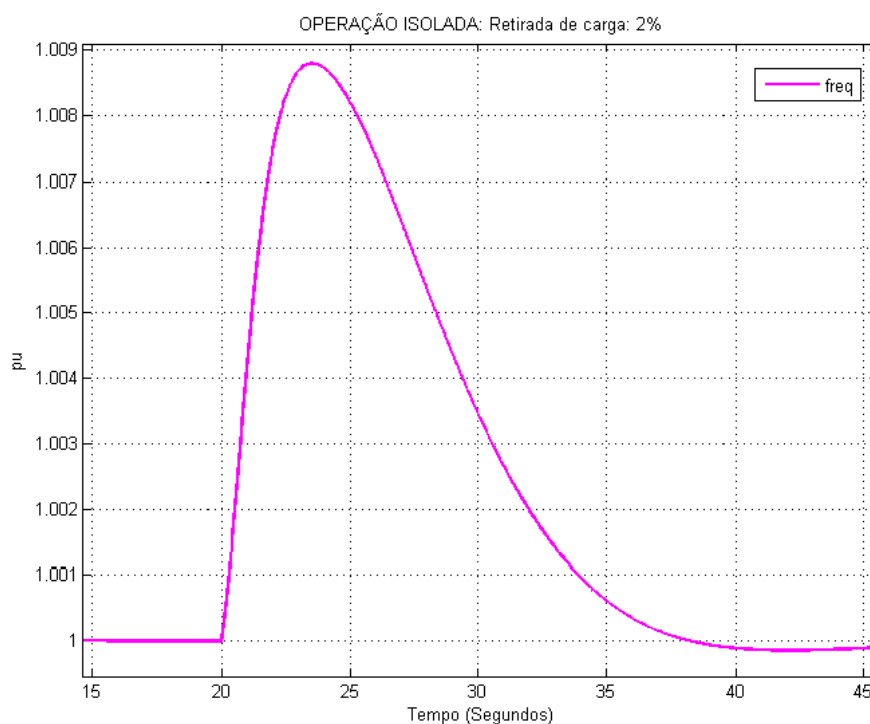
Na Figura 66 é realizada uma rejeição de carga de 2% com a PCH em operação isolada, onde o regulador de velocidade fecha o distribuidor (Y) em 2% para manter a frequência em 1 pu.

Figura 66 - Rejeição de carga de 2%.



Na Figura 67 é mostrada a elevação de 0,9% na frequência da rede provocada pela rejeição de carga de 2%. Como no caso da entrada de carga, o sistema leva mais de 10 segundos para reestabelecer a frequência em 1 pu.

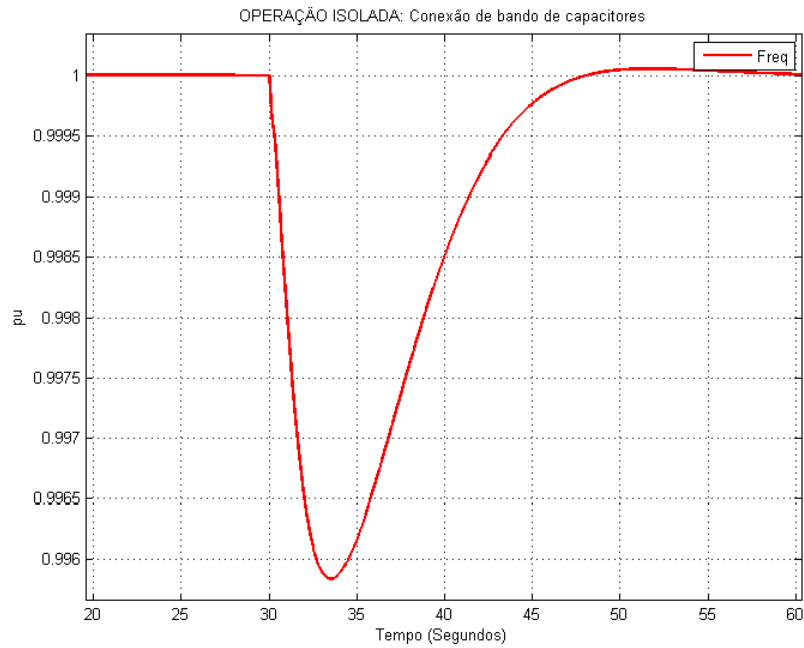
Figura 67 - Frequência com rejeição de carga de 2%.



5.1.3.5 Entrada de carga puramente capacitiva (banco de capacitores)

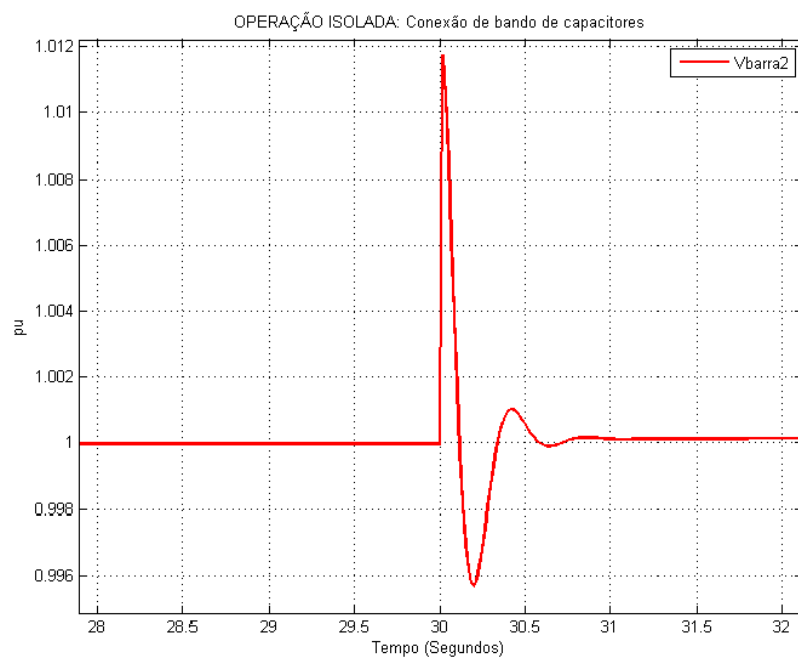
Mesmo no caso da entrada de cargas puramente reativas a frequência sofre alterações devido à mudança da amplitude da tensão da rede, fazendo as cargas de impedância constante consumirem mais potência ativa. A Figura 68 representa o comportamento da frequência na conexão um banco de capacitores de 500 kVAR no instante de 30 segundos.

Figura 68 - Comportamento da frequência da rede com conexão de banco de capacitores.



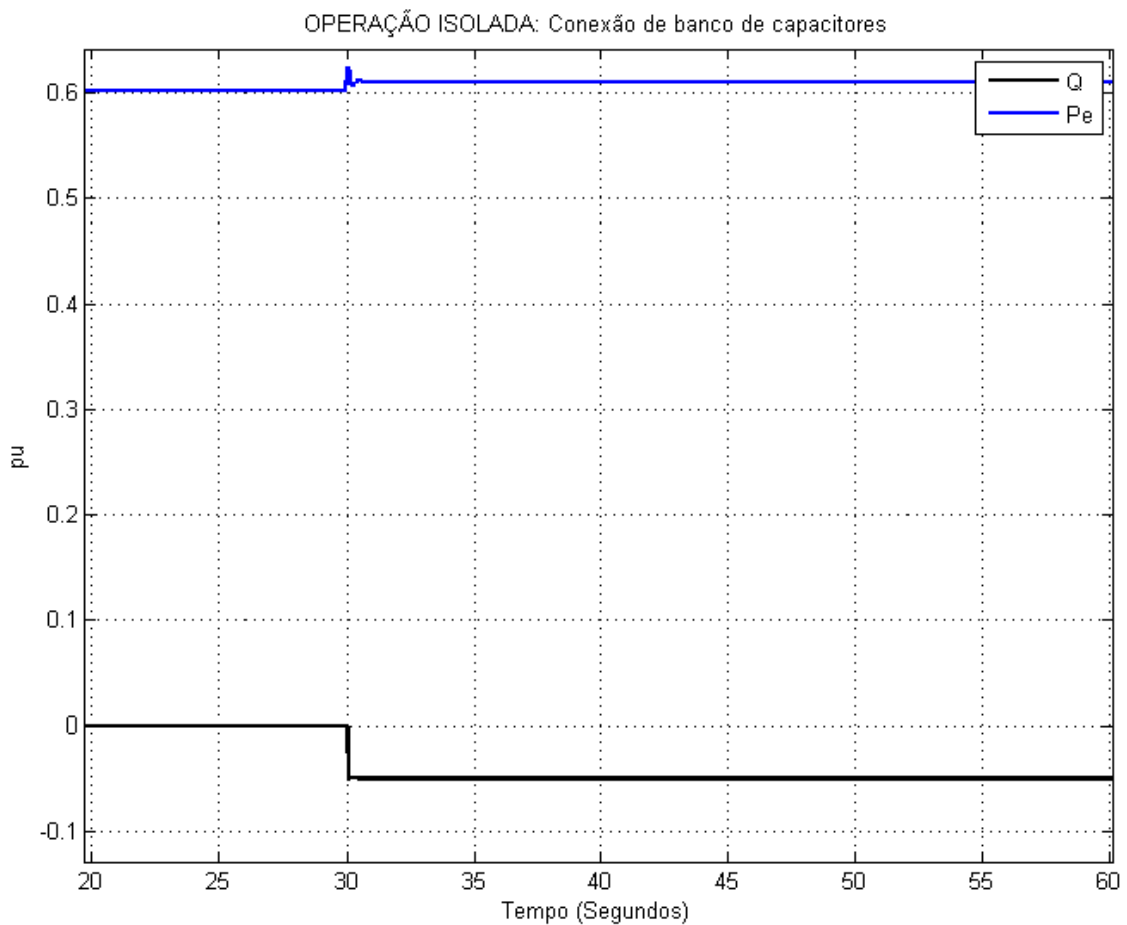
Na Figura 69 é mostrado o comportamento da tensão na barra 2 durante a conexão do banco de capacitores.

Figura 69 - Tensão na barra 2 com a conexão do banco de capacitores.



Na Figura 70 são apresentados os valores de potência ativa e reativa no sistema, onde a potência ativa aumenta com a entrada do bando de capacitores provocando o aumento da tensão das barras distantes da PCH.

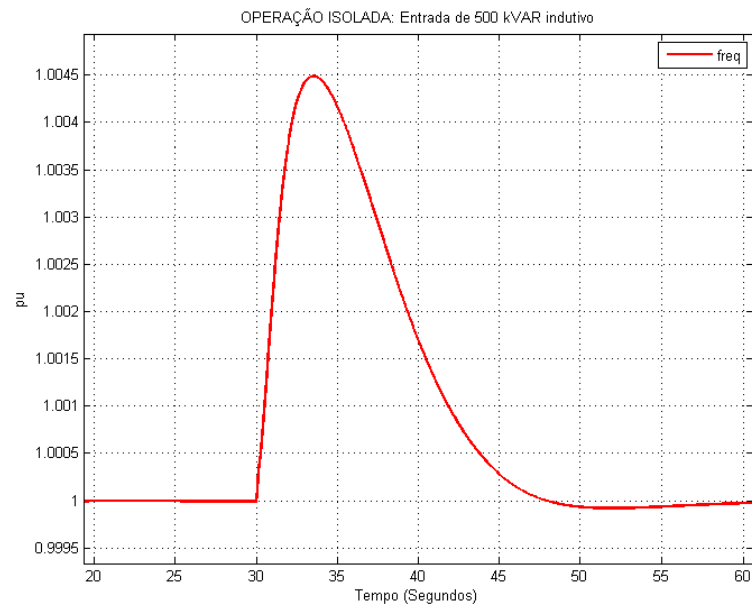
Figura 70 - Potência ativa e reativa da rede durante a conexão do banco de capacitores.



5.1.3.6 Entrada de carga indutiva

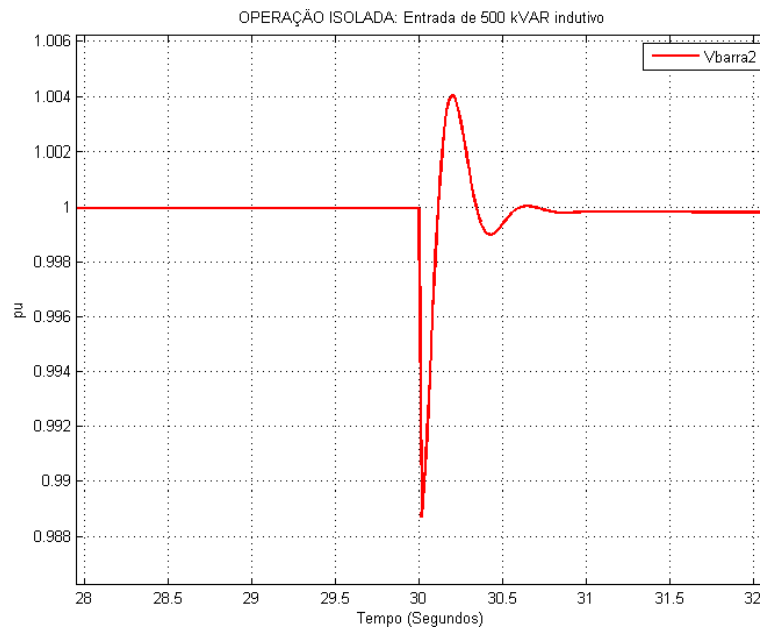
A Figura 71 apresenta o comportamento da frequência com a entrada de uma carga de 500 kVAR indutivo no instante de 30 segundos, com a finalidade de ilustrar que a frequência muda conforme a carga reativa se altera.

Figura 71 - Frequência da rede com a entrada de carga puramente indutiva na rede.



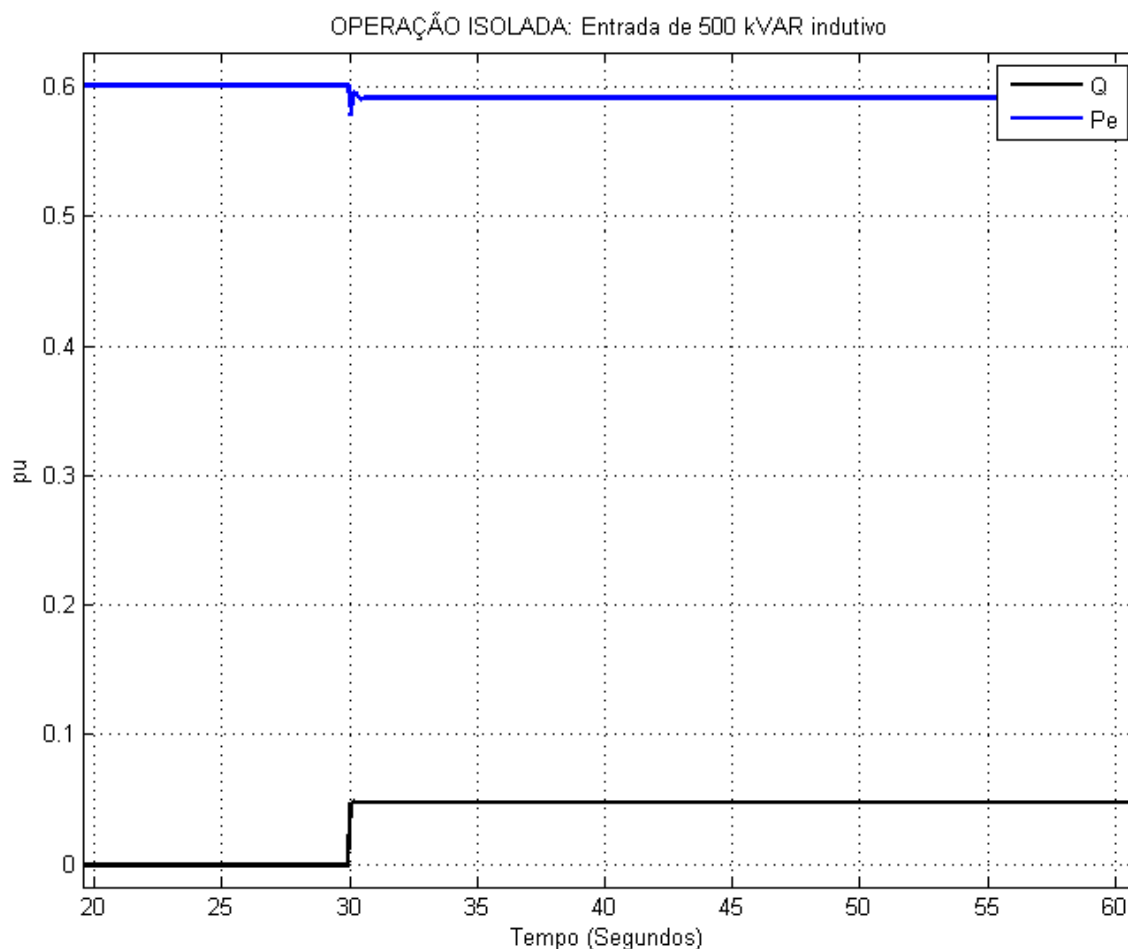
Na Figura 72 é mostrado o comportamento da tensão na barra 2, onde a tensão sofre um leve afundamento.

Figura 72 - Tensão na barra 2 com a entrada de carga puramente indutiva na rede.



Na Figura 73 são apresentados os valores de potência ativa e reativa no sistema, onde a potência ativa diminui com a entrada da carga indutiva, provocando a redução da tensão das barras distantes da PCH.

Figura 73 - Potência ativa e reativa da rede



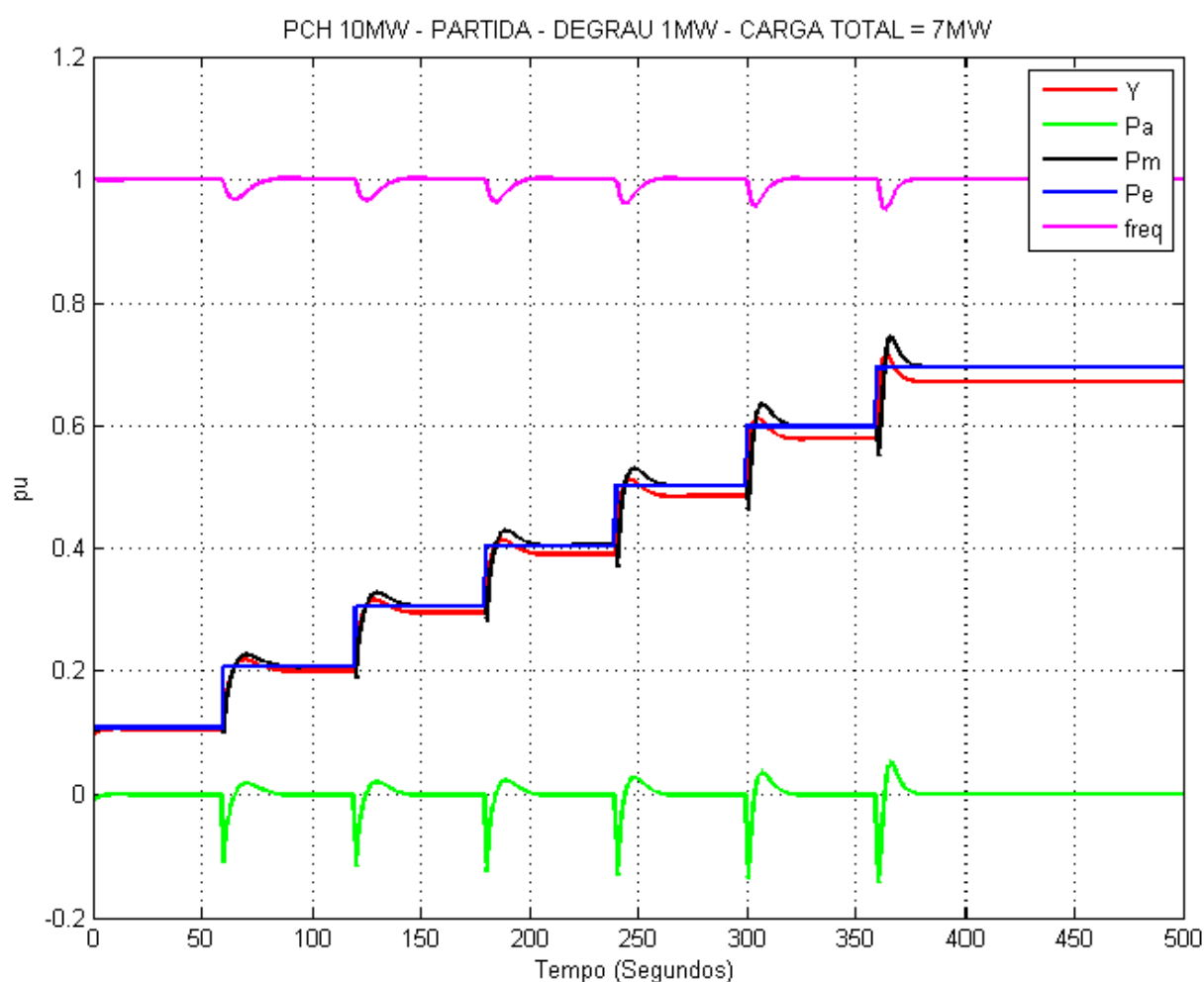
5.1.4 Partida com Rede Isolada

A análise da partida da PCH em operação isolada para recomposição do sistema foi realizada de forma a não ocorrer subfrequências que sensibilizassem o relé de proteção. O valor do degrau de carga foi definido a partir dos estudos anteriores da rede em estudo, onde a variação de carga de 0,1 pu (1 MW) não ultrapassou os limites mínimos de frequência.

A carga total da rede durante a recomposição é de 7 MW e 1 MVAR, neste caso foi considerados degraus iguais de carga com valor de 1 MW e 0,15 MVAR. Cada entrada de carga foi realizada em um intervalo de 60 segundos, para que o sistema estabilizasse totalmente.

Na Figura 74 é mostrado o comportamento da frequência, abertura do distribuidor, potência elétrica ativa, potência mecânica e potência acelerante da PCH durante a recomposição de 500 segundos. Em cada entrada de carga ocorre um afundamento da frequência da rede (aproximadamente 0,05 pu de frequência), mantendo o sistema dentro dos limites transitórios de frequência.

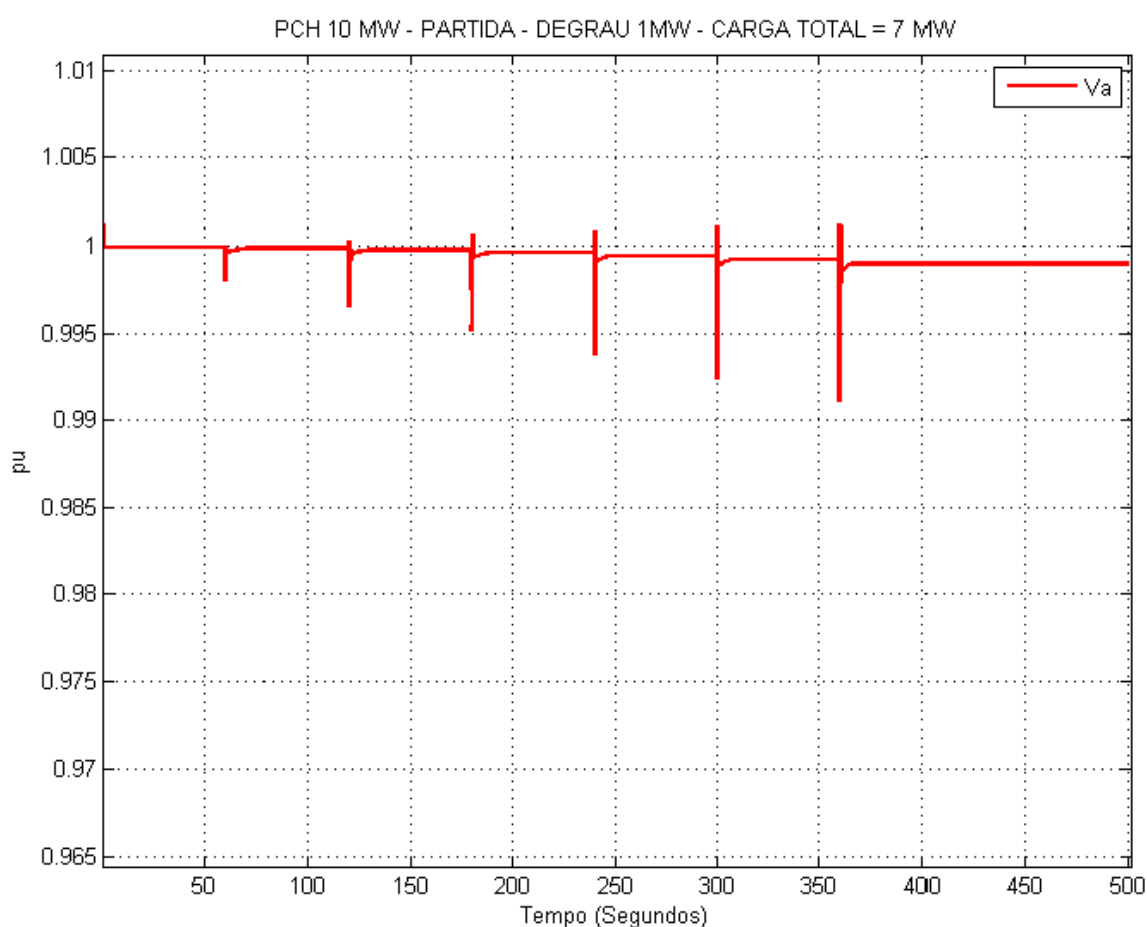
Figura 74 - Partida isolada com degraus de 0,1 pu.



Nota-se que nesta recomposição o transitório de frequência fica próximo do limite mínimo (5,8 %). Na prática é necessária uma análise precisa do valor dos degraus de carga e de preferência deixar uma margem de segurança para evitar falhas na recomposição.

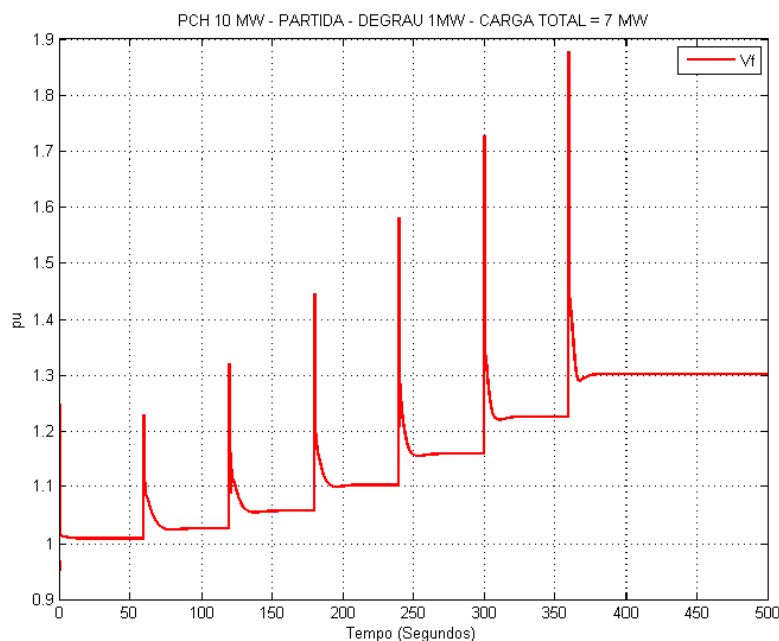
Na Figura 75 é mostrado o comportamento da tensão da rede na barra 2, onde a tensão se mantém acima dos limites de subtensão.

Figura 75 - Tensão terminal da fase A



Em relação ao sistema de excitação do gerador, de acordo com a Figura 76, pode-se analisar que o regulador atuou no controle de tensão, mantendo a tensão terminal do gerador adequada a partir do aumento da tensão de campo (V_f) do gerador.

Figura 76 - Tensão de campo na partida em operação isolada.



5.1.5 Discussão de Resultados

Após as simulações discutidas neste capítulo utilizando a rede em estudo da Figura 22 verifica-se que existe a possibilidade da PCH operar isolada. Na avaliação da rede verificou-se que a frequência não ultrapasse os limites da Tabela 4 quando a diferença entre a carga e a geração não for maior que $\pm 0,1$ pu.

Na transição do modo interligado para o modo isolado é imprescindível à identificação rápida do ilhamento para a alteração dos modos de controle. Entretanto, mesmo realizando a mudança de modos de controle, a PCH pode ser retirada de operação devido ao desequilíbrio entre a geração da PCH e a carga da microrredes. A lógica de ERAC auxilia nos casos de grandes desequilíbrios, cortando as cargas excedentes e mantendo a PCH em operação.

Na operação em modo isolado a sistema se mantém em operação adequada mesmo com distúrbios severos, como o curto-circuito monofásico temporário e o curto-circuito trifásico temporário. Nas entradas e rejeições de carga, a frequência retorna ao seu valor nominal antes da atuação dos relés de sub ou sobrefrequência. A frequência também sofre alterações na conexão de cargas capacitivas ou indutivas, devido à alteração no perfil de tensão nas cargas, e por conseguinte a alteração do consumo de potência ativa pela mesma.

Na partida em modo isolado (ou recomposição) a PCH consegue suprir a carga quando é respeitado o valor máximo de degrau de carga e com intervalos de tempo onde o regulador

de velocidade consiga reestabelecer a frequência nominal. Desta forma, a recomposição só tem sucesso com a automação de toda a rede, dividindo a carga em valores adequados.

O estudo realizado até agora nesta dissertação engloba uma PCH com um valor de constante de inércia (H) e outro de constante de tempo de partida da água (T_w), onde estas constantes fazem parte dos valores que representam as funções de transferência do gerador síncrono e da turbina hidráulica, como já apresentado no Capítulo 3. Logo, para avaliar o comportamento geral das Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação isolada, deve ser feito simulações com outros valores de constante de tempo do sistema, além de serem recalculados os ganhos do regulador de velocidade para cada caso, como apresentado no item 5.1.5.1.

5.1.5.1 Variações das constantes de T_w e H

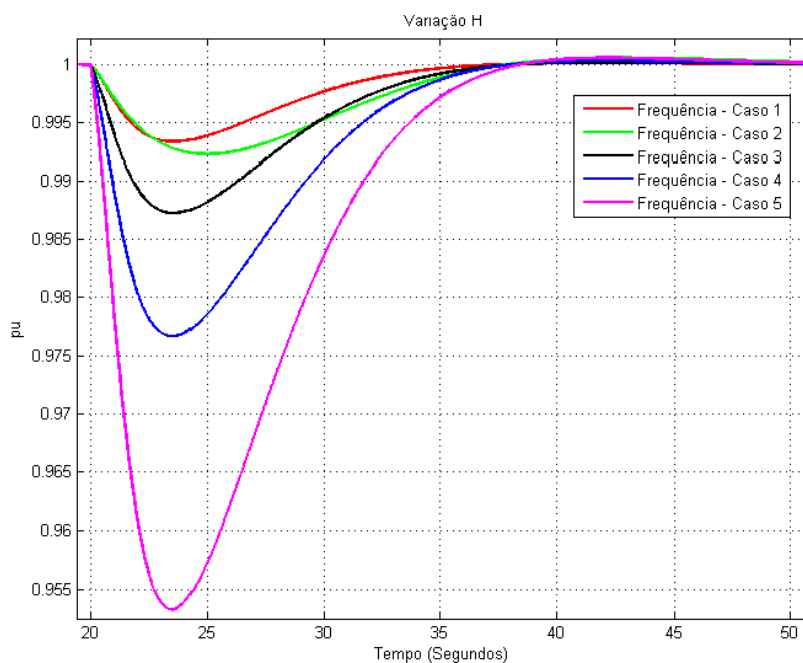
Neste caso é realizado o estudo do comportamento do sistema com a alteração das características do conjunto turbina/gerador, onde são alterados os valores das constantes T_w (tempo de partida da água) e H (constante de inércia), verificando a dinâmica da frequência no caso de entradas de carga de 2% em operação isolada no instante de 20 segundos. Na Tabela 14 estão os valores usados da constante de inércia H . Os valores dos ganhos do regulador de velocidade são obtidos através das equações (6) (7) (8).

Tabela 14 - Variação da constante de inércia (H) da máquina síncrona.

Caso	T_w	H	Ganhos do regulador de velocidade			Valor mínimo de frequência	Tempo para frequência retornar a 1 pu
			K_p	K_i	K_d		
1	2,4 segundos	4,2 segundos	2,80	0,35	2,24	0,9933	20 – 38 s
2	2,4 segundos	3,2 segundos	2,13	0,26	1,7	0,9911	20 – 39,1 s
3	2,4 segundos	2,2 segundos	1,46	0,18	1,17	0,9873	20 – 38,6 s
4	2,4 segundos	1,2 segundos	0,80	0,1	0,64	0,9767	20 – 38,8 s
5	2,4 segundos	0,6 segundos	0,40	0,05	0,32	0,9535	20 – 38,5 s

Na Figura 77 é mostrado o comportamento da frequência variando a constante de inércia (H) da máquina síncrona.

Figura 77 - Comportamento da frequência com variação da constante de inércia (H)



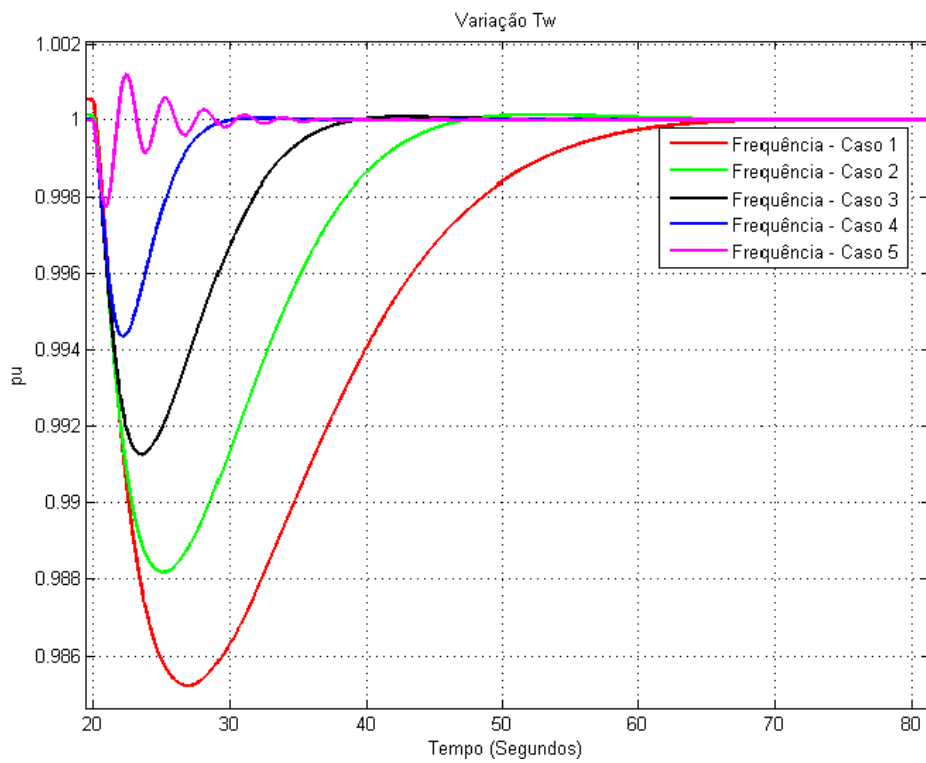
Na Tabela 15 são variados os valores da constante de tempo de partida da água (T_w).

Tabela 15 - Variação de constante de tempo de partida da água (T_w).

Caso	T_w	H	Ganhos do regulador de velocidade			Valor mínimo de frequência	Tempo para frequência retornar a 1 pu
			K_p	K_i	K_d		
1	4,4 segundos	3,2 segundos	1,16	0,07	1,7	0,9852	20 – 68,0 s
2	3,4 segundos	3,2 segundos	1,5	0,13	1,7	0,9882	20 – 47,2 s
3	2,4 segundos	3,2 segundos	2,13	0,26	1,7	0,9911	20 – 39,1 s
4	1,4 segundos	3,2 segundos	3,65	0,78	1,7	0,9944	20 – 30,1 s
5	0,4 segundos	3,2 segundos	12,8	9,6	1,7	0,9977	20 – 22,5 s

Na Figura 78 é mostrado o comportamento da frequência variando a constante T_w da turbina.

Figura 78 - Comportamento da frequência com variação de T_w



6. CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou uma metodologia para análise da estabilidade de Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação isolada do sistema interligado, dividindo a rede isolada em três condições: 1) Transição entre o modo interligado para isolado; 2) Operação isolada; 3) Partida em operação isolada;

A operação isolada de centrais de geração distribuída surge como alternativa em caso de perda do sistema principal, suprindo a carga enquanto o mesmo fica fora de operação. Entretanto, as unidades de geração e a própria rede de distribuição devem estar preparadas para funcionar em modo isolado. Por este motivo, ainda não é usual a utilização de microrredes no sistema elétrica atualmente, onde apenas é realizado este processo de forma experimental.

Uma forma de avaliar a operação de redes isoladas é a partir simulações dinâmicas de todo o sistema, com o intuito de avaliar desempenho da rede nos critérios de segurança e qualidade de energia elétrica. Neste trabalho, a análise do sistema foi baseada na modelagem e simulação dinâmica de todo o sistema elétrico, com modelos de turbina hidráulica, gerador síncrono, regulador de velocidade, regulador de tensão e demais componentes do SEP fundamentados em normas IEEE e na própria biblioteca do *SimPowerSystems* do MATLAB®.

Os parâmetros do gerador e da turbina foram embasados em grandezas típicas do sistema elétrico (KUNDUR, 1994). O regulador de velocidade foi ajustado a partir de (IEEE, 1992) e o regulador de tensão foi ajustado a partir de valores típicos do próprio *SimPowerSystems*.

Os limites utilizados para a definição do sucesso da formação da rede isolada foram baseados em normas brasileiras de qualidade de energia, como o módulo 8 do PRODIST e os requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica do Submódulo 3.6 do ONS.

Os resultados das simulações mostraram desempenho satisfatório nas três divisões de análise. O sucesso da transição entre a operação interligada e a operação isolada depende extremamente do desequilíbrio entre a geração da PCH e da carga presente na microrredes, além da coordenação e seletividade da proteção da PCH com o relé que abre a disjuntor da rede de distribuição. O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) mostrou-se como uma alternativa eficaz na desconexão do excesso de carga na formação da rede isolada, evitando que a frequência ultrapassasse os valores limite.

Na operação da microrrede em operação isolada, o sistema retornou ao estado normal após a saída dos distúrbios temporários de curto-circuito. Na entrada e rejeição de carga o regulador de velocidade consegue reestabelecer a frequência nominal antes da atuação do relé de proteção.

A dinâmica lenta da água no conduto forçada da turbina hidráulica para a tomada de potência é um ponto crítico no controle de frequência do sistema isolado, assim como a inércia do conjunto turbina/gerador.

Nos casos em que a PCH seja retirada de operação junto com o sistema interligado principal, a alternativa de partida da PCH em operação isolada se torna uma alternativa viável nos casos de grandes *blackouts*, entretanto é necessário o emprego de um sistema de automação da rede de distribuição, com a finalidade de conectar a carga com valores de degraus que não sensibilizem o ajuste do relé de proteção de subfrequência.

Já a regulação de tensão da rede mostrou-se estável em todas as simulações, devido principalmente ao tempo de resposta do regulador de tensão e da tensão de teto de 5 pu do sistema de excitação, fazendo com que a tensão terminal do gerador retorna ao valor nominal nos primeiros instantes da formação da ilha.

Nas simulações com variação da constante de inércia (H) constatou-se que, quanto maior a constante de inércia, mais estável é a frequência da rede e assim menor é a variação de frequência com a entrada e rejeição de carga. Já na variação da constante de tempo de partida da água (T_w), verifica-se que quanto menor for a constante de tempo de partida da água, mais rápida é a resposta da turbina hidráulica e do regulador de velocidade, reestabelecendo o valor nominal de frequência em menor tempo.

A partir das análises de estabilidade da operação isolada de centrais de geração distribuída verificou-se que é possível a utilização da operação isolada para aumento da confiabilidade do sistema, entretanto deve-se também analisar o sistema isolado nos critérios de proteção, automação e controle da rede.

6.1 SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Como desenvolvimento futuro deste trabalho propõe-se as seguintes abordagens:

- Análise de operação isolada com multimáquinas;

- Análise de operação isolada com outros tipos de fontes de geração distribuída (turbina eólica, turbina térmica, células combustíveis e inversores de frequência);
- Utilização de outros modelos de regulador de tensão e regulador de velocidade para as simulações;
- Inclusão de modelos de relés de detecção de ilhamento nas simulações;
- Teste com outras lógicas para o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC);
- Estudo dos ajustes e lógicas de proteção para a rede isolada;

6.2 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO

No decorrer do Mestrado, até o momento, foram publicados os seguintes artigos:

Artigos publicados:

1. KARNIKOWSKI, D. C., BERNARDON, D. P., CARBONERA, L. F. B., MADRUGA, E., NIEDERLE, G. D. **Análise de Estabilidade de Centrais de Geração Distribuída em Operação Isolada**. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE), 2015. Campina Grande, 2015.

2. MADRUGA, E., KARNIKOWSKI, D. C., BERNARDON, D. VIEIRA R. P.. **Metodologia para Análise de Estabilidade Angular em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída**. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE), 2015. Campina Grande, 2015.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: 2 set. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimento de Distribuição – PRODIST*, Módulo 1, Revisão 5, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo1_Revisao_5.pdf> Acesso em: 2 mar. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimento de Distribuição – PRODIST*, Módulo 3, Revisão 1, 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4_Revisao_1.pdf> Acesso em: 6 set. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimento de Distribuição – PRODIST*, Módulo 4, Revisão 5, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo3_revisao_5.pdf> Acesso em: 19 mar. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimento de Distribuição – PRODIST*, Módulo 8, Revisão 2, 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo8_revisao_2.pdf> Acesso em: 19 set. 2015.

ALVES, Mário Fabiano. **Tópicos Avançados em Engenharia Elétrica - Qualidade da Energia Elétrica**. PUC. Belo Horizonte: s.n., 2011.

CARDOSO, G. S. **Uma visão crítica do cenário da Geração Distribuída no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de ABC, Santo André, 2009.

BACELAR, M. N. **Avaliação do Desempenho Estático e Dinâmico de uma Microrrede na Ocorrência de Ilhamentos Intencionais**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

BARBOSA, F. M. **Estabilidade do Sistema Elétrico de Energia**. Apostila (Engenharia Elétrica). Faculdade de Engenharia do Porto, Porto, 2013.

BRASIL. Lei n.º 13.097, de 19 de janeiro de 2015. **Seção 1 - Das Pequenas Centrais Hidrelétricas**. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, Capítulo VII, 19 Jan., 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/L13097.htm>. Acesso em: 22 set. 2015.

CHOO, Y. MUTTAQI, K. NEGNEVITSKY, M. **Stability of a Hydraulic Governor Turbine System for Isolated Operation**. IEEE Power Engineering Conference. Australasian Universities, 2007.

CHOWDHURY, S. CHOWDHURY, S. P. CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. Editora IET Digital Library, Ed 1, 2009.

Congr s International Des Réseaux Electriques de Distribution - CIRED. Working Group 4 on Dispersed Generation. Preliminary Report for Discussion at CIRED 1999. Nice, 1999.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Manual de Distribui o, ND 5.31 - Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribui o Cemig – Conexão em Média Tensão.** Belo Horizonte, 2011.

COSTA, A. S. SILVA, A. **Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência.** Apostila (Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Balanço energético Nacional 2014.* Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf> Acesso em: 14 mar. 2015.

FALCÃO, D. M. Integra o de Tecnologias para Viabiliza o da *Smart Grid*. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2010, Belém. **Anais...** Belém, p. 1–5, 2010.

FERREIRA, C. M. B. M. **Análise da estabilidade transitória de sistemas elétricos de energia utilizando formula es híbridas.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade do Porto, Porto, 2005.

FERREIRA, P. M. B. MENDONÇA, L. P. PONTES, C. E. V. *Opera o Ilhada Voluntária de Pequena Central Hidrelétrica Alimentando 3 Subesta es Rurais.* In: XXI Seminário Nacional de Distribui o de Energia Elétrica (SENDI) 2014, Santos. **Anais...** Santos, p. 1–12, 2014.

FERREIRA, R. R. **Simula o Dinâmica Automática da Recomposi o de Sistemas de Energia Elétrica.** Disserta o (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

GIL, N. J. A. S. C. **Identifica o de Condi es de Opera o em Modo Isolado e Procedimentos de Controle de Emergência para Multi-Micro-Redes.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Faculdade de Engenharia do Porto, Porto, 2009.

HATZIARGYRIOU, N. ASANO, A., IRAVANI, R. MARNAY, C. *Microgrids.* IEEE Power Energy Magazine, VOL. 5, No. 4, 2007.

IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. *Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for Dynamic Studies,* IEEE® Transactions on Power Systems, Vol.7, No.1, p. 167-179. 1992.

IEEE Working Group Report. *IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators.* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4. p. 1519-1521. 1980.

IEEE Power Engineering Society. IEEE 421.5:2005: **IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies.** Nova York, NY, Estados Unidos da América, 2005.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE. **O que   Gera o Distribuída.** Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp> Acesso em: 2 mar. 2015.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE. **Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico, 2002.** Disponível em: <http://www.inee.org.br/download/forum/Res281_proposta_alteracao_INEE_01_04.pdf> Acesso em: 7 mar. 2015.

KINDERMANN, G. **Curto-Circuito.** 2ª edição – Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, 1997.

KUNDUR, P. *Power system stability and control.* Editora McGraw-Hill, New York, 1994.

LASSETER, R. et al. *Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept.* 2002.

LIMA, R. L. **Análise de Requisitos Técnicos para o Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

LONDERO, R. et al. **Ilhamento intencional da geração distribuída para aumento da confiabilidade do sistema.** In: Congresso Brasileiro de Automática (CBA) 2012. **Anais...** Belém, p. 1–5, 2012.

LOPES, P. H. S. **O papel da ANEEL na Regulação da Geração Distribuída.** Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, São Paulo, 2011. Disponível em: <<http://www.tec.abinee.org.br/2011/arquivos/s410.pdf>> Acesso em: 9 mar. 2015.

MADUREIRA, G. A. **Definição de Estratégias de Controle e Avaliação da Estabilidade em Redes de Baixa Tensão com Micro-Geração Funcionando em Rede Isolada.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Faculdade de Engenharia do Porto, Porto, 2005.

MAHAT, P. ZHE, C. BAK-JENSEN, B. *Underfrequency Load Shedding for an Islanded Distribution System with Distributed Generators.* IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. 25, No. 2, IEEE, 2010.

MATA, C. G. **Uma contribuição na análise da estabilidade transitória dos sistemas elétricos de distribuição na presença de geração distribuída.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2005.

MENDONÇA, L. P. **Proposta de Sistema de Automação para Ilhamento Intencional de Redes de Distribuição com Geração Distribuída.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MOTA, A. M. SILVA, A. M. B. GUIMARÃES, G. C. **Análise do Desempenho de Sistemas Elétricos Associado à Ação dos Controladores de Velocidade das Turbinas.** In: XIII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. 2014. **Anais...** Uberlândia, p. 1–6, 2014.

NAJAFI, S. R. HOSSEINIAN, S. H. ABEDI, M. *A Novel Strategy for Stability Evaluation of Islanded Power Systems.* Iranian Journal of Electrical and Computer Engineering, VOL. 9, No.1, Winter-Spring, 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica – Submódulo 3.6. - Revisão 1.0, 2009.*

PAIVA, R. B. et al. **Importância da Validação de Modelos Através de Ensaios em Campo para Estudos de Regulação Primária e Repotencialização em Usinas Hidrelétricas**. In: XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE) 2015. **Anais...** Foz do Iguaçu, p. 1–9, 2015.

RESE, L. **Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

SALIM, R. H. **Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES – SEL. **Sistemas Especiais de Proteção ERAC**. Disponível em: < http://www.selinc.com.br/guia_aplic/ERAC.pdf> Acesso em: 6 set. 2015.

SimPowerSystems. *For Use with Simulink® - User's Guide. Version 3*. MathWorks. 2003. Disponível em: <http://www.mathworks.com/help/releases/R13sp2/pdf_doc/physmod/powersys/powersys.pdf> Acesso em: 10 set. 2015.

SILVA, F. L. **Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2011.

SECA, S. LOPES, J. A. P. *Intentional islanding for reliability improvement in distribution networks with high DG penetration*. International Conference on Future Power Systems 2005. Amsterdam, 2005.

TARANTO, G. FALCÃO, D. M. ASSIS, T. CARVALHO, R. C. **Planejamento e Operação de Microrredes Formadas pela Presença de Geração Distribuída**. In: Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL) 2013, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, p. 1–8, 2013.

VIEIRA, C. T. **Metodologia para Avaliação do Risco de Ilhamento não Intencional de Geradores Eólicos Distribuídos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do ABC, Santo André, 2014.

VIEIRA, J. C. M. Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos: Uma Revisão Bibliográfica sobre o Tema. Revista Eletrônica de Energia, Universidade de Salvador. Vol.1, No.1, p. 1-12. 2011.

APÊNDICE A

Nas tabelas 16, 17, 18, 19, 20 e 21 são apresentados os parâmetros do gerador síncrono, da turbina hidráulica, regulador de velocidade e do regulador de tensão.

Tabela 16 - Parâmetros do gerador síncrono

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>
Potência aparente	11 MVA
Fator de potência	0,9
Tensão terminal	13,8 kV
T_d'	1,02 segundo
T_d''	0,05 segundos
T_{qo}''	0,2 segundos
Constante de inércia (H)	3,2 segundos
X_d''	0,3 pu
X_d'	0,4 pu
X_d	1,2 pu

Tabela 17 - Parâmetros da turbina e do regulador de velocidade

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>
Potência Ativa	10 MW
T_w	2,4
K_i	0,2667
K_d	1,7
K_p	2,133
E_p	0,05
T_d	0,01
β	0
K_a	3,333
T_{ma}	0,07

Tabela 18 - Parâmetros do regulador de tensão

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>
tr	0,1
tc	0
tb	0
Kx	300
tx	0,001
te	0
Ke	1
Kf	0,001
tf	0,1
Kq	0,1
tr1	0,1
Efmin	5 pu
Efmax	- 5 pu

Tabela 19 - Parâmetros do PSS2B

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>
T_{w1}	2 segundos
T_{w2}	2 segundos
T_{w3}	2 segundos
T_{w4}	2 segundos
T_6	0,02 segundos
K_{S2}	0,2 segundos
T_7	1,5 segundos
K_{S3}	1 pu
T_8	0 segundos
T_9	1 segundo
M	5
N	1
T_1	0,2 segundos
T_2	0,04 segundos
T_3	0,36 segundos
T_4	0,1 segundos
T_{10}	0,01 segundos
T_{11}	0,01 segundos
K_{S1}	5 pu
$V_{stm\acute{a}x}$	0,1 pu
$V_{stm\grave{m}n}$	- 0,1 pu

Tabela 20 - Transformador elevador

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>
Potência nominal	12 MVA
Enrolamento primário	Δ
Enrolamento secundário	Y aterrado
Tensão primária	13,8 kV
Tensão secundária	25 kV
Resistência	0,0027 pu
Reatância	0,08 pu

Tabela 21 - Dados das linhas de distribuição

Barra inicial	Barra final	Impedância	
		<i>Resistência</i>	<i>Reatância</i>
3	4	0,05	0,27
4	5	0,09	0,07
4	6	0,13	0,08
6	7	0,05	0,27
6	8	0,16	0,13
6	9	0,05	0,11
6	10	0,12	0,15
10	11	0,21	0,47
10	12	0,33	0,21
12	13	0,15	0,27
12	14	0,05	0,17
14	15	0,12	0,13