

**Universidade de São Paulo – USP  
Escola de Engenharia de São Carlos – EESC  
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação**

**Trabalho de Conclusão de Curso**

**Análise de Ajustes Aplicados a Relés Baseados em  
Medidas de Frequência Utilizando o ATP para  
Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída.**

Aluno:

**Gabriel Vinícius Caciatore de Souza**

Número USP:

**4311773**

Orientador:

**Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior**

**São Carlos, Novembro de 2015.**



**GABRIEL VINÍCIUS CACIATORE DE SOUZA**

**ANÁLISE DE AJUSTES APLICADOS A  
RELÉS BASEADOS EM MEDIDAS DE  
FREQUÊNCIA UTILIZANDO O ATP  
PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de  
Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase  
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2015

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

S719a Souza, Gabriel Vinicius Caciatore  
Análise de Ajustes Aplicados a Relés Baseados em Medidas de Frequência Utilizando o ATP para Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída / Gabriel Vinicius Caciatore Souza; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São Carlos, 2015.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2015.

1. Geração distribuída. 2. relés de frequência. 3. ilhamento. 4. ATP. 5. ATPDraw. 6. proteção. I. Título.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gabriel Vinícius Caciatore de Souza

Título: "Análise de ajustes aplicados a relés baseados em medidas de frequência utilizando o ATP para detecção de ilhamento de geração distribuída"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 24 / 11 / 2015,

com NOTA 8,5 (oito, cinco), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (Orientador - SEL/EESC/USP)*

*Prof. Dr. Mário Oleskovicz - (SEL/EESC/USP)*

*Mestre Rui Bertho Júnior - (Doutorando - SEL/EESC/USP)*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior



## Resumo

Com o crescimento e a interligação do Sistema Elétrico de Potência (SEP), muito se tem discutido sobre a inserção de geradores particulares em paralelo com o sistema de subtransmissão e distribuição, conhecida como Geração Distribuída. No que diz respeito à proteção desses geradores, pede-se que sejam desconectados o mais rápido possível quando ocorrer uma situação de ilhamento, que acontece quando parte da rede elétrica fica desconectada do restante do sistema da concessionária, porém permanece energizada por um ou mais geradores distribuídos. Nesse contexto, este trabalho de conclusão de curso analisa a eficiência de ajustes proposto em normas de algumas concessionárias para a detecção de ilhamento por relés de frequência. Os relés analisados foram o de sub/sobrefrequência, o de taxa de variação de frequência e o de deslocamento de fase. Tanto os relés quanto o sistema representando um SEP real foram modelados e testados via o software *Alternative Transients Program* (ATP) dispondo da sua interface gráfica *ATPDraw*. A metodologia e análise mostraram a eficácia e confiabilidade dos principais ajustes em seus respectivos modelos de relés.

**Palavras-chave:** Geração distribuída, relés de frequência, ilhamento, ATP, ATPDraw, proteção.



## **Abstract**

With the growth and the interconnection of the Electric Sector of Potency (SEP), much has been discussed about the insertion of small and medium-size generators in parallel with the subtransmission and distribution system, known as Distributed Generation. Regarding the protection of these generators, it is required that they must be disconnected as soon as possible when islanding situations occur, what happens when part of the electric grid get disconnected from the rest of the utility system, but it remains energized by one or more distributed generators. In this context, the present term paper addresses the efficiency of adjustments proposed by standards of some utilities to detect islanding by frequency-based relays. The relays analyzed were the under/overfrequency, the rate of change of frequency and the phase shift. Both relay and the system that represents a real SEP weremodeled and tested on the Alternative Transient Program (ATP) by using the graphic interface ATPDraw. The methodology and analysis show the effectiveness and reliability of the main adjustments on the respective relay models.

**Passwords:** Distribution Generation, frequency relay, islanding, ATP, ATPDraw, protection.

## **Agradecimentos**

- Ao professor, José Carlos de Melo Vieira Júnior pela excelente orientação, tanto neste trabalho quanto no projeto de iniciação científica.
- A todos meus amigos de São Carlos pela amizade, apoio e companheirismo durante todo o curso.
- Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) pela disponibilidade da infraestrutura utilizada.
- Ao CNPq pela concessão da bolsa de iniciação científica, cujo tema deste trabalho está vinculado.
- A Gerência de Subestações e Linhas de Transmissão da Elektro, especialmente a equipe de Proteção e Automação, pelo suporte técnico a respeito das filosofias de proteção.

## **Dedicatória**

Aos meus pais, Amarildo e Ivani, meus  
irmãos Bruno e Victor, e a todos que de  
certa forma tornaram possível a minha conclusão  
no curso de engenharia, devido ao apoio incondicional.



## Lista de figuras

Figura 3.1 - Representação da subestação.....	31
Figura 3.2 -Representação dos transformadores. ....	31
Figura 3.3 -Representação das cargas. ....	31
Figura 3.4 -Representação da linha de subtransmissão.....	32
Figura 3.5 -Representação do gerador distribuído. ....	32
Figura 3.6 -Principais sub-sistemas de um relé digital.....	34
Figura 3.7 -Diagrama de um gerador síncrono equipado com relé de sub/sobrefrequência conectados em paralelo com a rede.....	35
Figura 3.8 -Diagrama simplificado de um relé de sub/sobrefrequência.....	36
Figura 3.9 - Esquema de um relé de taxa de variação de frequência. ....	37
Figura 3.10 - Gerador síncrono operando em paralelo com o SEP.....	38
Figura 3.11 - Fatores da tensão interna e terminal do GD - a) Antes da abertura do disjuntor; b) Após a abertura do disjuntor. ....	38
Figura 3.12 - Forma de onda da tensão após o ilhamento e sistema de medição ciclo a ciclo do relé de deslocamento de fase.....	39
Figura 3.13- Diagrama esquemático da forma de atuação do relé de deslocamento de fase. ....	40
Figura 3.14- Diagrama unifilar do SEP em análise.....	40
Figura 4.1 - Curva de carga da cidade de Porangaba em %. ....	43
Figura 4.2 - Arranjo da carga para o chaveamento. ....	44
Figura 4.3 - Esquemático da inserção do relé. ....	45
Figura 5. 1 - Comportamento da potência do sistema para operação em regime permanente. ....	48
Figura 5.2 - Comportamento da frequência do sistema em regime permanente. ....	49
Figura 5.3 - Comportamento da potência após o ilhamento não detectado.....	51
Figura 5.4 - Comportamento da frequência após o ilhamento não detectado. ....	51
Figura 5.5 - Comportamento da potência após a exclusão de carga. ....	53
Figura 5.6 - Comportamento da frequência após a exclusão de carga. ....	54
Figura 5.7 - Comportamento da frequência após a inclusão de carga.....	55
Figura 5. 8 - Potência ativa do GD para 100% de geração e atuação por sub/sobrefrequência. ....	57
Figura 5.9 - Frequência do sistema para 100% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.....	58
Figura 5.10 - Variação absoluta da frequência do sistema para 100% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.....	59
Figura 5.11 - Potência Ativa do GD para 50% de geração e atuação por sub/sobrefrequência. ....	61
Figura 5.12 - Frequência do sistema para 50% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.....	62
Figura 5.13 - Módulo da frequência do sistema para 50% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.....	63

Figura 5.14 - Resultados por sub/sobrefrequência para chaveamento de carga e ajuste de 0,5 e 1 Hz.	64
Figura 5.15 - Potência Ativa do GD para 100% de geração e atuação do ROCOF.	66
Figura 5.16 - Frequência do sistema para 100% de geração e atuação do ROCOF.	67
Figura 5.17 - Módulo da variação da frequência do sistema para 100% de geração e atuação do ROCOF.	68
Figura 5.18 - Potência Ativa do GD para 50% de geração e atuação do ROCOF.	70
Figura 5.19 - Frequência do sistema para 50% de geração e atuação do ROCOF.	71
Figura 5.20 - Módulo da variação da frequência do sistema para 50% de geração e atuação do ROCOF.	72
Figura 5.21 - Módulo da frequência do sistema para o chaveamento de carga e atuação do ROCOF.	73
Figura 5.22 - Potência Ativa do GD para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.	75
Figura 5.23 - Módulo da diferença angular no sistema para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.	76
Figura 5.24 - Comportamento da tensão do sistema para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.	77
Figura 5.25 - Comportamento do deslocamento de fase para ajuste de 12° e 100% de geração.	77
Figura 5.26 - Potência ativa do GD para 50% de geração e atuação do deslocamento de fase.	78
Figura 5.27 - Módulo da diferença angular no sistema para 50% de geração e atuação do deslocamento de fase.	79
Figura 5.28 - Comportamento da tensão do sistema para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.	80
Figura 5.29 - Módulo da diferença angular no sistema para chaveamento de carga e atuação do deslocamento de fase.	81
Figura 5.30 - Comportamento da tensão do sistema para o ajuste de 5° no caso de chaveamento de carga e atuação do deslocamento de fase.	81
Figura A.1 - Diagrama unifilar do sistema.	89
Figura A.2 - Valores de entrada do controle.	91

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras.....	22
Tabela 2.2 - Proteções mínimas em função da potência instalada. ....	22
Tabela 2.3 - Ajustes das proteções baseadas em medidas de frequência. ....	24
Tabela 2.4 - Níveis de tensão que a GED 4313 abrange.....	25
Tabela 2.5 - Ajustes recomendados para as proteções de frequência nas instalações do acessante.....	27
Tabela 4.1 - Valores em % para chaveamento de carga.....	44
Tabela 4.2 - Ajustes testados para cada modelo.....	46
Tabela 5.1 - Valores por Sub/Sobrefrequência para geração em 100%.....	56
Tabela 5.2 - Valores por Sub/Sobrefrequência para geração em 50%.....	60
Tabela 5.3 - Valores do ROCOF para geração em 100%.....	65
Tabela 5.4 - Valores do ROCOF para geração em 50%.....	69
Tabela 5.5 - Valores do Salto de Vetor para geração em 100%.....	74
Tabela 5.6 - Valores do Salto de Vetor para geração em 50%.....	78
Tabela A.1 - Dados do sistema equivalente da concessionária do sistema.....	89
Tabela A.2 – Dados da linha do sistema.....	89
Tabela A.3 - Dados da carga do sistema.....	89
Tabela A.4 - Dados dos transformadores do sistema.....	90
Tabela A.5 - Dados do gerador síncrono do sistema.....	90



# Sumário

<b>Capítulo 1.....</b>	<b>17</b>
<b>Introdução.....</b>	<b>17</b>
1.1    Justificativas e Objetivos.....	19
1.2    Organização do Documento .....	20
<b>Capítulo 2.....</b>	<b>21</b>
<b>Normas e Métodos Relacionados a Ajustes na Detecção de Ilhamento.....</b>	<b>21</b>
2.1    Módulo 3 - PRODIST - Acesso ao Sistema de Distribuição.....	21
2.2    ND 65 - ELEKTRO - Conexão de Geradores em Paralelo com o Sistema de Distribuição de Média Tensão da Elektro.....	23
2.3    GED 4313 - CPFL - Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL.....	25
2.4    NT 6.009 - AES Eletropaulo - Requisitos Mínimos para Interligação de Gerador Particular de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo Utilizando Sistema de Transferência Automática com Paralelismo Permanente .....	26
2.5    ND 5.31 – CEMIG - Requisitos para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão.....	27
2.6    Considerações Finais.....	28
<b>Capítulo 3.....</b>	<b>29</b>
<b>Modelagem do Sistema Elétrico.....</b>	<b>29</b>
3.1    O ATP/ATPDraw.....	29
3.2    Modelagem dos Componentes da Rede Elétrica .....	30
3.3    Modelagem dos Relés baseados em Medidas de Frequência.....	32
3.4    Sistema Elétrico.....	40
<b>Capítulo 4.....</b>	<b>41</b>
<b>Metodologia de Ajustes dos Relés.....</b>	<b>41</b>
4.1    Validação do Modelo do Sistema Elétrico .....	41
4.2    Determinação das Faixas de Ajuste.....	41
4.3    Simulações com a Geração em 100% .....	44
4.4    Simulações com a Geração de 50% .....	46

<b>Capítulo 5</b> .....	<b>47</b>
<b>Resultados</b> .....	<b>47</b>
5.1 Resposta do Sistema Operando em Regime Permanente.....	47
5.2 Resposta do Sistema ao Ilhamento.....	50
5.3 Resposta do Sistema ao Chaveamento de Carga.....	52
5.4 Validação do Modelo do Relé de Sub/Sobrefrequência.....	55
5.5 Validação do Modelo do Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF).....	64
5.6 Validação do Modelo do Relé de Deslocamento de Fase (Salto de Vetor).....	74
5.7 Considerações Finais.....	82
<b>Capítulo 6</b> .....	<b>83</b>
<b>Conclusões</b> .....	<b>83</b>
<b>Referências Bibliográficas</b> .....	<b>85</b>
<b>Anexo A</b> .....	<b>89</b>
<b>Dados do Sistema Elétrico</b> .....	<b>89</b>

# Capítulo 1

## Introdução

Devido à reestruturação no setor elétrico mundial, muito se tem discutido sobre o aumento de geração distribuída, também conhecida como geração dispersa. Esse conceito pode ser definido como sendo a conexão de geradores de pequeno e médio porte diretamente em redes de distribuição de energia elétrica [1]-[3]. Esse aumento pode ser justificado graças à necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, busca pelo aumento da confiabilidade em instalações industriais, dos avanços tecnológicos e da maior conscientização sobre conservação ambiental [1]-[6]. No caso da matriz energética brasileira, muito se espera do crescimento desse tipo de geração em relação aos geradores centralizados tradicionais. Da previsão de crescimento da geração distribuída em território nacional, vale a pena destacar, dos 41.967 MW que serão acrescidos até 2020, 2.277 MW serão gerados em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e outros 9.747 MW serão de Usinas Eólicas [7]. Além disso, vale a pena citar que 2.377 MW provenientes de biomassa serão injetados no Sistema Integrado Nacional (SIN), através de 47 novas usinas [7].

A geração de energia de forma distribuída é caracterizada por alguns autores como sendo [1]-[3]: energia produzida visando o consumo local, unidades geradoras com capacidades inferiores a 50 MW, despacho centralizado e geradores diretamente conectados nos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia. Dentre as principais tecnologias utilizadas em geração distribuída, destacam-se [2]: turbinas a gás natural, turbinas a vapor (combustíveis fósseis ou biomassa), máquinas de combustão interna (diesel ou gás natural), células a combustível, PCHs, geração eólica e fotovoltaica. Muitos incentivos vêm sendo dados para o aumento da diversidade da matriz energética brasileira, porém a geração do país ainda é realizada, em muitos casos, por geradores síncronos convencionais. Esse tipo de geração é empregado principalmente em usinas térmicas e hidráulicas, além de autoprodutores com suas centrais de cogeração [1, 2].

Antes de serem conectados ao sistema, os geradores distribuídos (GDs) devem ser estudados e avaliados quanto aos seus impactos no mesmo, para que essa conexão contribua para melhorar o desempenho das redes de transmissão, subtransmissão e distribuição de energia. Um dos principais impactos na conexão desses geradores está relacionado no sentido do fluxo de potência nas novas redes. Tradicionalmente, o sistema de distribuição tem a função de entregar energia aos clientes, sendo seu fluxo unidirecional, conhecida como rede “passiva”. Com a presença crescente de geradores distribuídos conectados ao sistema, esta rede está se tornando “ativa”, ou seja, injetando potência no sentido contrário ao fluxo convencional [2, 5]. Sendo assim, estes geradores podem causar impactos na operação dos sistemas elétricos, tais como alterações nos perfis de tensão, perdas elétricas, estabilidade e nível de curto-circuito [2, 5].

Com o objetivo de eliminar, ou ao menos amenizar ao máximo os impactos da geração distribuída no desempenho da operação e proteção das redes de energia elétrica, é necessário determinar requisitos mínimos para controle, instalação e localização desse tipo de geração, os quais são definidos pelas concessionárias e devem ser obedecidas pelos proprietários dos geradores [1]. Dentre os requisitos, um merece ser destacado. Este determina que caso haja a perda de suprimento de energia por parte da concessionária em uma rede contendo geradores distribuídos, estes devem ser automaticamente desconectados dentro de um tempo pré-determinado, permanecendo assim até o restabelecimento do fornecimento por parte da concessionária [1]-[5], [8]. O procedimento descrito tem o objetivo de impedir a ocorrência de ilhamentos não intencionais no sistema onde existe a presença de geração distribuída. Esta situação é altamente indesejável e ocorre quando parte da distribuição se torna isolada eletricamente do sistema de fornecimento da concessionária, ficando apenas conectada ao gerador distribuído. Dentre as principais consequências da não detecção do ilhamento não intencional, ou simplesmente ilhamento, vale a pena citar [1, 2, 5, 8]:

- Os funcionários de manutenção da concessionária podem ter a sua segurança comprometida, uma vez que continuam existindo áreas energizadas sem o conhecimento da concessionária;
- A qualidade da energia fica fora do controle da concessionária, uma vez que essa ainda continua sendo fornecida pelo gerador distribuído, embora a concessionária ainda seja a responsável legal por ela;
- Após a perda de conexão com a subestação, as coordenações das proteções de sobrecorrente podem deixar de operar de maneira satisfatória, uma vez que as correntes de curto-circuito são afetadas;
- O sistema ilhado pode não apresentar o aterramento adequado;
- Pode ocorrer atraso no restabelecimento de energia, pois o gerador distribuído permanece energizado; e
- No instante da reenergização, o gerador síncrono pode estar fora de sincronismo com a rede, ficando sujeito a avarias.

Devido às consequências da não detecção de ilhamento apresentadas anteriormente, muito se tem estudado sobre novas técnicas de proteção em geração distribuída. No momento, os mais utilizados pelas concessionárias de energia elétrica são os relés baseados em técnicas de medição de tensão e frequência para detecção de ilhamento não intencional [1, 3, 4]. Com a ocorrência do ilhamento, as tensões e frequência do sistema variam ao desbalanço das potências ativa e reativa, ou seja, da diferença entre as potências geradas e consumidas. Quanto maiores os desbalanços, maiores são as variações de tensão e frequência, tornando a detecção de ilhamento um processo simples [1]. Em geral, as áreas com baixa concentração de geradores distribuídos são de fácil detecção de ilhamento, uma vez que sozinha a geração distribuída não consegue manter a potência requerida pela carga conectada, logo o desbalanço de potências gerada e consumida são altos. Porém, com o aumento

de áreas com grande potência de geração distribuída instalada, a variação das potências ativas e reativas é baixa, logo sua detecção deixa de ser um processo simples.

Diante da dificuldade de detecção de ilhamento por parte dos dispositivos de proteção, os ajustes aplicados aos mesmos devem ser cuidadosamente planejados para que não atuem em situações indevidas, como por exemplo, frente a um chaveamento de carga ou curto-circuito [2, 5, 9].

Em paralelo com o crescimento da geração distribuída, o uso de programas de análise de transitórios eletromagnéticos (conhecidos como EMTPs – *Eletromagnetic Transients Programs*) tem se tornado mais popular [8]. Dentre esses programas, vale a pena destacar o *Alternative Transients Program* (ATP) [10], muito utilizado por empresas concessionárias de energia, universidades e centros de pesquisa. No ATP existem basicamente dois módulos de modelagem de elementos definidos pelo usuário, o MODELS e o TACS. Além disso, externo ao ATP existe uma interface gráfica chamada de *ATPDraw*, que auxilia o usuário na utilização do software.

Levando em consideração a crescente inserção de geradores distribuídos e dos avanços nas ferramentas de análise de transitórios eletromagnéticos, muitos estudos têm sido produzidos nas concessionárias e centros acadêmicos, com o objetivo de garantir a confiabilidade, segurança e qualidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

## 1.1 Justificativas e Objetivos

Levando em consideração o que foi apresentado anteriormente, a detecção de ilhamentos não intencionais em geração distribuída vem gerando muita discussão com relação às metodologias empregadas. No momento, as técnicas mais utilizadas para a detecção desse fenômeno são as baseadas nas medidas de tensão e frequência [2, 4]. Neste trabalho de conclusão de curso serão estudadas as técnicas baseadas na medida de frequência para detecção de ilhamento, levando em consideração que os geradores distribuídos são máquinas síncronas convencionais, pois estes são os mais utilizados no Brasil e no mundo [1, 2].

Com base nisso, o objetivo principal deste trabalho é estudar o ajuste dos relés baseados na medida de frequência para detecção de ilhamento. A finalidade de se trabalhar no ajuste dos dispositivos está nas exigências feitas pelas concessionárias na conexão desses geradores na transmissão, subtransmissão e distribuição. Cada empresa distribuidora tem seus requisitos mínimos quanto à proteção desses novos ativos conectados, tais como proteções mínimas e tempo de atuação. A importância de se estudar os ajustes está na confiabilidade que o relé passará ao operador do sistema, uma vez que este assegura a não atuação para os casos de chaveamento de carga e curto-circuito, além da atuação no tempo requerido. Os relés estudados neste trabalho são:

- Relé de Frequência Convencional (Sub e Sobrefrequência);
- Relé de Deslocamento de Fase (conhecido como “Salto de Vetor”);

- Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF – *Rate of Change of Frequency*).

A metodologia desenvolvida nesse trabalho visa a simulação de diversas condições de ilhamento, com o objetivo de entendê-las e adaptar o melhor ajuste, sempre levando em consideração as normas das concessionárias que estabelecem os requisitos mínimos. Vale a pena ressaltar a importância da simulação computacional nesse trabalho, e consequentemente do software ATP/ATPDraw, amplamente utilizado para analisar os ajustes empregados.

## 1.2 Organização do Documento

Este trabalho de conclusão de curso está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 2: apresenta as normas de algumas das principais concessionárias do país, a respeito do paralelismo entre pequenos produtores e suas redes de distribuição e/ou subtransmissão. O foco maior é dado à proteção dos geradores, levando em consideração os tempos máximos de atuação e ajustes recomendados;
- Capítulo 3: aborda a modelagem de todos os principais componentes do sistema elétrico utilizado no trabalho. Além disso, são mostrados as principais características dos relés baseados na medição de frequência, os principais sub-sistemas dos dispositivos e os modelos computacionais para os relés de sub/sobrefrequência, de taxa de variação de frequência e de deslocamento de fase;
- Capítulo 4: nele é mostrada toda a metodologia utilizada nos testes, primeiramente para determinar a faixa máxima e mínima de ajustes e depois a validação dos mesmos, para os casos de chaveamento de carga e ilhamento do GD;
- Capítulo 5: são apresentados os principais resultados obtidos a respeito do ilhamento e chaveamento de carga para os relés apresentados no capítulo 3. Além disso, é feita uma análise em relação à sensibilidade dos ajustes aplicados nos modelos, observando os tempos de atuação e comportamento do sistema;
- Capítulo 6: apresenta as principais conclusões obtidas a respeito das simulações dos ajustes aplicados aos relés baseados em medidas de frequência.

## Capítulo 2

### Normas e Métodos Relacionados a Ajustes na Detecção de Ilhamento

Este capítulo tem por finalidade apresentar algumas normas de concessionárias que expõem os requisitos necessários para a conexão de produtores em suas redes de distribuição e subtransmissão. Serão expostos e comentados os seguintes documentos:

- Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição;
- ND 65 – ELEKTRO – Conexão de Geradores em Paralelo com o Sistema de Distribuição de Média Tensão da Elektro;
- GED 4313 – CPFL – Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL;
- NT 6.009 – AES Eletropaulo – Requisitos Mínimos Para Interligação de Gerador Particular de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo Utilizando Sistema de Transferência Automática com Paralelismo Permanente;
- ND 5.31 – CEMIG – Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da CEMIG D – Média Tensão.

#### 2.1 Módulo 3 - PRODIST - Acesso ao Sistema de Distribuição

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são documentos elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que visam à normatização e padronização das atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica [7]. Mais especificamente, o Módulo 3 do PRODIST estabelece condições de acesso aos sistemas de distribuição e define requisitos técnicos e operacionais de projeto, tanto para novos acessantes quanto para aos já existentes [15].

Com relação às considerações iniciais, no que diz respeito à proteção de geradores distribuídos, o Módulo 3 estabelece os níveis de tensão para a conexão dos acessantes que se enquadram no conceito de geração distribuída, como o caso do apresentado neste trabalho. Tais níveis são apresentados na Tabela 2.1 [15]. Como as definições dos níveis de tensão variam entre as concessionárias, este trabalho considerará baixa tensão até 13,8 kV, média tensão entre 13,8 e 34,5 kV e alta tensão acima de 34,5 kV.

Tabela 2.1 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

Levando em consideração a proteção do sistema, o PRODIST estabelece as mínimas proteções para a conexão dos geradores distribuídos à rede. Essas que podem ser observadas na Tabela 2.2 [15] apresentada a seguir. Além disso, vale a pena lembrar que para o caso da necessidade de proteções adicionais propostas pela acessante, as mesmas serão analisadas pela concessionária envolvida no projeto. Segundo a Tabela, nota-se que para todas as faixas de potência onde é recomendado a inserção do GD, pelo menos uma proteção contra distúrbio na frequência deve ser implementada, como destacado na Tabela.

Tabela 2.2 - Proteções mínimas em função da potência instalada.

Equipamento	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW
<b>Elemento de Desconexão</b>	Sim	Sim	Sim
<b>Elemento de Interrupção</b>	Sim	Sim	Sim
<b>Transformador de Acoplamento</b>	Não	Sim	Sim
<b>Proteção de Sub e Sobretensão</b>	Sim	Sim	Sim
<b><i>Proteção de Sub e Sobre frequência</i></b>	<i>Sim</i>	<i>Sim</i>	<i>Sim</i>
<b>Proteção contra Desequilíbrio de Corrente</b>	Não	Não	Sim
<b>Proteção contra Desbalanço de Tensão</b>	Não	Não	Sim
<b>Sobrecorrente Direcional</b>	Não	Não	Sim
<b>Sobrecorrente com Restrição de Tensão</b>	Não	Não	Sim

Além do que já foi apresentado, em seu item 5, o Módulo 3 apresenta alguns conceitos sobre ajustes e metodologias de proteção que serão utilizados neste trabalho. Sendo assim vale a pena citar [15]:

- Os relés de sub/sobrefrequência devem ser ajustados de acordo com a parametrização sugerida pela acessada, sempre observando os eventuais impactos da operação da central geradora em relação à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão (DIT);
- Todo gerador distribuído com potência acima de 300 kW deve possuir sistemas de controle de tensão e frequência;
- Os dispositivos que atuam sobre o disjuntor de conexão entre os envolvidos (acessante e acessada) não devem operar por perturbação ou interferência provenientes de súbita variação de tensão, frequência e correntes harmônicas;
- Para centrais geradoras com potência acima de 300 kW, deve ser feita avaliação da possibilidade de operação ilhada, envolvendo os consumidores atendidos; e
- A decisão pela operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia gerada. Quando essa operação não for permitida, deve ser adotado um sistema automático de abertura do disjuntor de paralelismo.

Foram apresentados trechos relevantes do documento sobre a conexão de geradores distribuídos no SEP, porém o PRODIST apesar de fazer algumas considerações sobre a proteção empregada no processo deixa as concessionárias com as principais decisões. Essas que dizem respeito aos ajustes dos dispositivos de proteção e serão abordadas nesse trabalho.

## **2.2 ND 65 - ELEKTRO - Conexão de Geradores em Paralelo com o Sistema de Distribuição de Média Tensão da Elektro**

A ND 65 é uma norma de distribuição criada pela concessionária ELEKTRO e tem por finalidade estabelecer os requisitos necessários para interligação de geradores em paralelo com seu sistema de distribuição em média tensão, tendo como base o Módulo 3 do PRODIST. A norma se aplica a todos os projetos que operam em paralelo, sendo momentâneo ou contínuo com a rede, com geração superior a 100 kW, ou inferior, caso a proteção de interligação seja feita por disjuntor de média tensão [16].

Ainda das considerações iniciais, a norma diz que a ELEKTRO se reserva no direito de interromper o paralelismo quando a qualidade de energia do acessante comprometer a do sistema. Além disso, a interligação em paralelo só será autorizada quando não comprometer a qualidade de fornecimento do sistema como um todo, a segurança e demais fatores que podem prejudicar outros consumidores.

Com relação à proteção do GD, a ND 65 expõe dentre os requisitos, os apresentados a seguir [16]. Vale a pena lembrar, que serão apresentados os requisitos específicos às condições de ilhamento

consideradas nesse trabalho de conclusão de curso, tendo em vista que a norma é mais abrangente que estes.

- Deve existir um disjuntor entre as instalações do acessante e da ELEKTRO, com a finalidade de desconectá-las caso ocorra alguma anomalia, tanto por parte da acessante quanto da concessionária. Essas anomalias são em geral curtos-circuitos, sub/sobretensão e variação de frequência acentuada;
- As proteções das instalações do acessante não devem depender de retaguarda remota da ELEKTRO, em outras palavras, devem atuar por si próprias; e
- Não é permitido ao acessante energizar um circuito desenergizado da ELEKTRO.

Com relação ao tempo de religamento, a norma da ELEKTRO estipula que a primeira tentativa deve ser realizada em 0,5 s, tanto para as redes de média tensão da concessionária quanto para transmissoras que atendem suas subestações. Sendo assim, é importante que o acessante ajuste suas proteções para desfazer o paralelismo antes que ocorra esse primeiro religamento, com o objetivo de proteger a rede e seus equipamentos. Além disso, todas as funções de anti-ilhamento devem ser apresentadas no memorial de cálculo do projeto.

Dos ajustes das proteções, a ND 65 estipula alguns ajustes que devem ser obedecidos pelas proteções dos geradores. A Tabela 2.3 apresenta aqueles empregados nas funções baseadas na medida de frequência [16].

**Tabela 2.3 - Ajustes das proteções baseadas em medidas de frequência.**

<b>Número da Proteção</b>	<b>Função de Proteção</b>	<b>Ajustes</b>
<b>81</b>	Sub/Sobrefrequência	Subfrequência: pick-up 95% (57 Hz) e Tempo de Atuação de 0,150 s. Sobrefrequência: pick-up 105% (63 Hz) e Tempo de Atuação de 0,150 s.
<b>81 (2)</b>	Sub/Sobrefrequência	Se necessário, e ajuste depende de estudo.
<b>78</b>	Salto de Vetor	Se necessário, e ajuste depende de estudo.
<b>df/dt (ROCOF)</b>	Taxa de Variação de Frequência	Se necessário, e ajuste depende de estudo.

Conforme o apresentado na Tabela 2.3, a ND 65 estipula o tempo e o ajuste máximos para a proteção de sub/sobrefrequência. Levando em consideração isto, os demais ajustes serão definidos com base no estudo de estabilidade transitória e eletromecânica, quando houver necessidade dos

mesmos. Vale a pena lembrar que para o caso de proteção anti-ilhamento, poderá haver outro nível de função 81, ou 78 (salto de vetor) ou  $df/dt$  (ROCOF) [16].

### 2.3 GED 4313 - CPFL - Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL

A GED 4313 é uma norma elaborada pela CPFL Energia e tem por finalidade estabelecer os requisitos mínimos que devem ser considerados nos estudos e elaboração de projetos que se destinam a conexão de usuários de energia elétrica aos sistemas trifásicos de distribuição de alta tensão [17]. Tal definição de alta tensão é amparada no Módulo 3 do PRODIST.

Segundo definição adotada pela concessionária, entende-se por sistemas de alta tensão, ou ainda referidos como subtransmissão, aqueles dotados de rede de linhas aéreas, subterrâneas e subestações que visam transformar e transmitir a energia elétrica para os pontos de conexão com a rede básica. Sendo assim, a norma cita os níveis de tensão encontrados em cada distribuidora da CPFL Energia que se enquadram na definição, conforme mostrado na Tabela 2.4.

**Tabela 2.4 - Níveis de tensão que a GED 4313 abrange.**

<b>Distribuidora</b>	<b>Nível de Tensão (kV)</b>
<b>CPFL Paulista</b>	34,5 – 69 – 138
<b>CPFL Piratininga</b>	88 – 138 – 230 – 345
<b>CPFL Santa Cruz</b>	33 – 66 – 88 – 138 – 230
<b>Rio Grande Energia</b>	44 – 69 – 138
<b>CPFL Jaguari</b>	34,5 – 138
<b>CPFL Leste Paulista</b>	34,5 – 138
<b>CPFL Mococa</b>	34,5 – 138
<b>CPFL Sul Paulista</b>	34,5 – 138

A distribuidora se resguarda em sua norma, assegurando que os acessantes apenas poderão se conectar ao seu sistema se isto não acarretar prejuízos no fornecimento de energia aos demais consumidores, além da qualidade do serviço oferecido. Este é conseguido através da exigência de um estudo de viabilidade de conexão dependendo da localização onde será feita a futura conexão, assim como exigências em proteção, operação e confiabilidade do sistema elétrico. Em seu estudo de contingências, o acessante deve apresentar e assegurar a atuação de suas proteções para o caso mais desfavorável possível, ou seja, onde a sua geração é mínima e, conseqüentemente, um número mínimo de geradores em paralelo está conectado [17].

Assim como o restante da norma, os requisitos de proteção são bem amplos, como podem ser observados a seguir [17]:

- A definição completa dos requisitos de proteção será feita caso a caso, após estudos relativos à conexão;
- O acessante deve assumir toda a responsabilidade de dotar seu sistema de um eficiente esquema de rejeição de cargas não prioritárias; e
- O acessante deve assegurar a abertura do disjuntor de paralelismo, a fim de que distúrbios de tensão, frequência e oscilações provenientes do sistema da CPFL não afetem suas cargas e seus geradores.

Sendo assim, a GED 4313 cita proteções mínimas no que diz respeito às medidas de frequência, sendo que para as classes de tensão de 33 a 138 kV a função 81 (sub/sobrefrequência) deve ser implementada para a detecção de distúrbios. Para sistemas superiores a 138 kV, poderão ser requisitadas mais funções no que abrange as proteções primárias.

Das proteções de retaguarda, a norma determina que a proteção atue com o tempo máximo inferior ao religamento pela CPFL. Além disso, o acessante deve contemplar sua proteção contra ilhamento, atuando também em tempo inferior ao religamento da distribuidora. Como pode ser notado, são dadas diretivas com respeito ao tempo de atuação, porém em nenhum momento este é fixado, sempre dependendo da região onde o gerador distribuído será conectado.

#### **2.4 NT 6.009 - AES Eletropaulo - Requisitos Mínimos para Interligação de Gerador Particular de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo Utilizando Sistema de Transferência Automática com Paralelismo Permanente**

Esta norma técnica é de autoria e responsabilidade da distribuidora AES Eletropaulo e se baseia nos princípios estabelecidos pelo Módulo 3 do PRODIST, apresentado anteriormente. O documento visa estabelecer diretrizes básicas para interligação em paralelismo permanente entre geradores particulares de consumo primário e sua rede de distribuição, tais como segurança, proteção, qualidade do fornecimento e operação de seu sistema [18].

Diferente dos documentos apresentados anteriormente, a NT 6.009 discorre sobre o ajuste que deve ser empregado na função 78 (salto de vetor). Segundo o documento, essa função deve comandar o desligamento do disjuntor que realiza o paralelismo permanente quando o ângulo de fase entre a rede e o gerador distribuído ultrapasse um valor pré-determinado, devendo estar na faixa entre  $5^{\circ}$  a  $8^{\circ}$  [18].

Este ajuste é determinado com o objetivo de se respeitar o tempo de religamento da rede da AES Eletropaulo. A norma não especifica esse tempo, porém estabelece que caso haja uma falta na

rede da concessionária causando o ilhamento não intencional do GD, este deve ser desconectado tão antes possível do primeiro religamento, respeitando a faixa de ajuste citada anteriormente.

Além disso, não é permitida a energização de circuitos da distribuidora por parte do acessante, sendo que se isso ocorrer este deve responder civil e criminalmente, pois pode causar danos físicos e a equipamentos de consumidores.

## **2.5 ND 5.31 – CEMIG - Requisitos para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão**

A ND 5.31, assim como as demais apresentadas anteriormente, é uma norma de distribuição que visa traçar diretrizes para conexões de produtores independentes e autoprodutores na rede de média tensão. Esta é de autoria da distribuidora CEMIG e no que diz respeito à proteção na conexão entre acessante e concessionária, vale a pena citar [19]:

- É de total responsabilidade do acessante prover proteção para os equipamentos de sua propriedade;
- A proteção do acessante deve garantir a desconexão do mesmo no caso de falta no sistema da CEMIG, de forma a não contribuir com a falta;
- Todos os ajustes dos relés que atuam sobre o disjuntor de paralelismo devem ser definidos pelo acessante e aprovados pela CEMIG; e
- Todas as funções de proteção deverão sempre atuar no disjuntor de entrada da subestação do acessante, contando em todos os casos com a aprovação da distribuidora.

Segundo a norma, a geração distribuída deve conter minimamente a proteção 81 (sub/sobrefrequência) para a proteção no ponto de vista da frequência. Além disso, recomenda-se alguns ajustes, sendo que esses podem sofrer alterações se tecnicamente justificáveis [19], conforme mostrados na Tabela 2.5.

**Tabela 2.5 - Ajustes recomendados para as proteções de frequência nas instalações do acessante.**

<b>Subfrequência</b>	<b>Sobrefrequência</b>
58,5 Hz –Temporizado (10s)	62 Hz –Temporizado (30s)
57,5 Hz –Temporizado (5s)	63,5 Hz –Temporizado (10s)
56,5 Hz –Instantâneo	66 Hz –Instantâneo

Com relação à operação ilhada do GD a norma expõe recomendações sobre como o acessante deve proceder, e dentre os documentos analisados a ND 5.31 é a única que aborda abertamente o tema.

Segundo o documento, para produtores independentes em geral se requer a operação de forma interligada e quando ocorrer o ilhamento, as proteções do gerador distribuído devem atuar o mais rápido possível. Contudo, pequenas centrais hidrelétricas com potência igual ou superior a 1 MW, deverão ser capazes de operar de forma isolada do sistema da CEMIG e para isso possuir dispositivos de partida direta (*Black Start*) [19].

## **2.6 Considerações Finais**

Este capítulo apresentou normas que estabelecem os requisitos mínimos para a conexão de geradores distribuídos em paralelo com redes de distribuição e subtransmissão, de algumas das principais distribuidoras do Brasil. Foram priorizadas as concessionárias do sudeste brasileiro, por estarem em uma região com muita cogeração, como exemplo o caso do setor sucroalcooleiro [7].

Como pode ser notado nos documentos, muitas das distribuidoras do setor se reservam no direito de primeiramente analisar o projeto e, conseqüentemente, aprovar os ajustes das proteções expostas pelos acessantes. Isso ocorre, pois muitas das vezes os sistemas elétricos são particulares de cada região e não podem ser generalizados em uma única norma.

Neste trabalho, os ajustes apresentados nas normas técnicas serão utilizados como diretrizes para as simulações e serão apresentados nos capítulos seguintes. Porém, em alguns casos serão adotadas premissas, melhores explicadas nos capítulos 4 e 5.

## Capítulo 3

### Modelagem do Sistema Elétrico

Este capítulo descreve as funcionalidades e características do ATP (*Alternative Transients Program*), *software* utilizado neste trabalho de conclusão de curso. Além disso, expõe algumas facilidades de sua interface gráfica, o ATPDraw. Na sequência são apresentados os modelos computacionais utilizados para simular os componentes da rede, como linhas de transmissão, transformadores e geradores, incluindo os relés baseados nas medidas de frequência. Por último é apresentado o sistema elétrico modelado neste trabalho, utilizado para o estudo e análise dos ajustes empregados nos relés para detecção de ilhamento.

#### 3.1 O ATP/ATPDraw

Todas as simulações deste trabalho de conclusão de curso foram realizadas com o auxílio do ATPDraw, que consiste em uma interface gráfica para o programa ATP. O ATP [10] é uma versão do EMTP (*Eletromagnetic Transients Program*), que começou a ser utilizado a partir da década de 60. Inicialmente eram simulados circuitos monofásicos usando modelos com indutâncias, capacitâncias e resistências em linhas sem perdas, utilizando a regra de integração trapezoidal, e para as linhas de transmissão, o método de Bergeron. A partir de 1973 houve colaboração de diversos pesquisadores do mundo tornando-o uma ferramenta poderosa em estudos de transitórios em sistemas elétricos [11].

Simulações de proteção com o auxílio do ATP vêm sendo estudadas há muito tempo em SEPs, pois é útil para testes de algoritmos de relés, realizar estudos de coordenação e avaliar o desempenho dos mesmos, diante de algum evento. Sendo um software muito utilizado, o ATP já conta internamente com algumas rotinas de modelos elaborados, tais como [10, 11]:

- Elementos concentrados e ou acoplados: representações de resistências, reatâncias, indutâncias e capacitâncias, sendo essas com ou sem acoplamento entre fases. Com essas representações é possível configurar filtros, banco de capacitores, etc;
- Elementos não lineares: são apresentadas diversas alternativas para a representação de resistências e indutâncias não lineares;
- Chaves: o ATP conta com uma grande gama de modelos, que representam chaves de tempo controlado, chaves estatísticas, chaves sistemáticas, chaves controladas por tensão ou sinais e chaves de medição; e
- Fontes: em geral o software conta com fontes excitadas por corrente ou tensão, sendo que essas podem ser contínuas, alternadas, degraus, tipo rampa, entre outras.

Além de componentes pré-modelados, o software conta com uma interface gráfica, chamada ATPDraw, onde é possível construir circuitos elétricos utilizando componentes selecionados em menus. Em seguida esta interface gera um arquivo de entrada para o ATP no formato apropriado. Dentre as principais vantagens da interface, vale a pena destacar [12]:

- É um processador gráfico que trabalha na plataforma MS-Windows;
- Apresenta a maioria dos componentes que são utilizados em modelagens de SEPs;
- Pode-se nomear cada nó do sistema, com o objetivo de melhor identificação por parte do usuário; e
- O programa cria automaticamente o arquivo de entrada para o ATP.

Além disso, no ATP existe uma ferramenta chamada TACS (*Transient Analysis of Control Systems*) que será muito utilizada nas simulações realizadas neste trabalho. No TACS os sistemas são representados na forma de diagramas de blocos com configurações dos componentes básicos e as equações dos sistemas de controle são resolvidas por integração implícita, através da regra de integração trapezoidal, como dito anteriormente. Como exemplo, o TACS pode simular comandos com conversores HVDC, sistemas de excitação de máquinas síncronas, entre outros. Vale a pena citar que o TACS estabelece interface com a rede modelada através de trocas de sinais como tensão, corrente, estado das chaves, variável de resistência no tempo e fontes.

### 3.2 Modelagem dos Componentes da Rede Elétrica

Na sequência serão apresentados os principais componentes do SEP que serão utilizados para simulação do ilhamento. Aqui ficarão claras as escolhas pelos elementos, porém os detalhes sobre suas configurações estão apresentados no Anexo A.

- Subestação

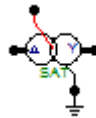
Para simular o equivalente da subestação da concessionária, foi utilizada uma fonte trifásica em série com uma impedância. A fonte é simples, uma vez que só é possível configurar sua tensão e frequência. O papel da impedância conectada em seu terminal é garantir os níveis de curto-circuito. No ATP o componente é o “ACSOURCE” em série com o “RLC”, sendo que a capacitância foi considerada nula, como pode ser visto na Figura 3.1.



**Figura 3.1 - Representação da subestação.**

- Transformadores

Para os transformadores foram utilizados modelos não saturáveis, encontrados na biblioteca do ATP como “SATTRAFO”. Nele é possível determinar as relações de transformação, o valor das impedâncias internas e o tipo de ligação, tanto do lado primário quanto do secundário. O tipo de ligação pode ser delta, estrela e estrela aterrado. Sua interface gráfica está representada pela Figura 3.2.



**Figura 3.2 -Representação dos transformadores.**

- Cargas

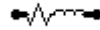
As cargas do sistema foram consideradas como sendo conectadas em apenas um ponto do alimentador e são do tipo impedâncias constantes. Sendo assim, foi utilizado o modelo “RLC” em paralelo e aterrado, com as capacitâncias desconsideradas. Logo a carga é representada por um elemento “RL”. A Figura 3.3 apresenta a simbologia utilizada pelo ATPDraw.



**Figura 3.3 -Representação das cargas.**

- Linha de Subtransmissão

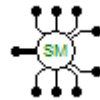
A linha de transmissão é representada pelo modelo de impedância trifásica “RLC”, assim como na carga. Ambas possuem a capacitância desconsiderada, porém diferem, pois a linha é um “RL” em série, como pode ser notado na Figura 3.4. Para o caso da linha de subtransmissão a capacitância foi desconsiderada, pois seu comprimento é curto e foi baseado em um modelo com parâmetros concentrados.



**Figura 3.4 -Representação da linha de subtransmissão.**

- Gerador Distribuído (GD)

A modelagem do gerador foi realizada utilizando um componente da biblioteca do ATPDraw chamado “*SM Synchronous*”. Nele é possível definir a tensão de linha da máquina, sua potência nominal, a frequência elétrica de trabalho, a velocidade mecânica nominal, a resistência dos enrolamentos e os parâmetros para o sistema de controle do GD. Na Figura 3.5 está representada a interface gráfica do GD.



**Figura 3.5 -Representação do gerador distribuído.**

- Controle de potência ativa do GD

Diante do modelo do sistema, foi necessária a presença de um controle de potência ativa do GD. Para tal objetivo, foi preciso desenvolver um controle no modo MODELS do ATP, visto que o controle interno das máquinas síncronas apresentadas no ATPDraw não atendeu às necessidades do sistema. Tanto o controle quanto os parâmetros utilizados como entradas estão apresentados no Anexo A.

O controle implementado foi baseado em [22] e leva em conta a teoria clássica do mesmo. Considerando as variáveis inseridas em seu controle, o programa calcula diversas interações com o objetivo de convergir para o valor ajustado, sendo que o máximo é 7 MW. Além do controle de potência ativa, o programa ajusta a tensão terminal da máquina.

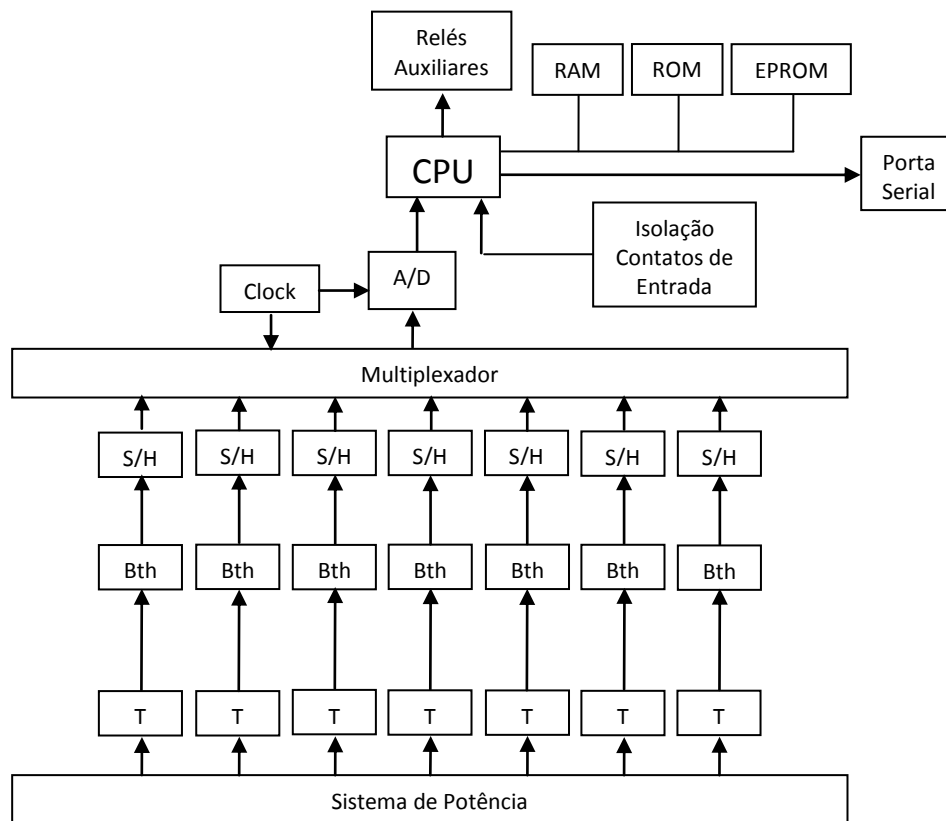
### **3.3 Modelagem dos Relés baseados em Medidas de Frequência**

Os dispositivos de proteção anti-ilhamento baseados em medidas de frequência têm como princípio de operação detectar a variação da frequência do sistema que é causada pelo desbalanço de potência ativa entre as cargas do sistema ilhado e a suprida pelos geradores. Sendo assim, o ilhamento pode ser detectado de diversas formas, como, por exemplo, verificando-se o valor absoluto da frequência ou sua taxa de variação [8].

Com o avanço tecnológico, os relés de frequência evoluíram desde os modelos eletromecânicos até os microprocessados, garantindo uma estimação de frequência e monitoramento mais rápido e preciso. Logo, estes relés podem ser definidos como sendo dispositivos que monitoram e analisam o comportamento da frequência dos sinais de tensão dos sistemas, baseando-se em parâmetros pré-definidos que possibilitam possíveis intervenções na rede elétrica em situações de distúrbios [13]. A Figura 3.6 foi retirada de [14] e nela é possível observar a arquitetura de um relé digital.

Dentre os principais sub-sistemas que constituem os relés digitais vale a pena destacar [14]:

- Os transformadores (T) de entrada que atenuam as tensões e correntes de entrada a níveis aceitáveis aos microprocessadores (cerca de 10 V). Além disso, promovem a isolação galvânica entre os relés e os transformadores de corrente e potência;
- Os filtros passivos passa-baixa (Bth), filtros *anti-aliasing*, são utilizados no modo interface com o objetivo de evitar erros no processamento digital dos sinais, sendo um dos mais comuns é o fenômeno de sobreposição de espectros dos sinais;
- Os dispositivos *Sample and Hold (S/H)* amostram as entradas analógicas em um mesmo instante e disponibilizam os sinais ao multiplexador. Estes minimizam a deformação provocada pela amostragem não sequencial e consequente operação incorreta da proteção;
- O multiplexador permite o uso de apenas um conversor analógico/digital (A/D) para várias entradas analógicas. As entradas analógicas são conectadas pelo multiplexador ao conversor A/D;
- O conversor A/D tem por finalidade transformar o sinal analógico para a forma digital em intervalos definidos pela taxa amostral;
- O módulo de entrada lógico informa ao processador sobre o estado de chaves, disjuntores, seccionadoras e sobre a atuação de outras proteções;
- O processador incorpora as funcionalidades do relé. Este faz a filtragem digital dos sinais para extração do componente fundamental, se pertinente, executa cálculos e decide ações;
- O programa lógico do relé fica armazenado em memória ROM (memória utilizada para armazenamento de programa e não volátil, ou seja, não se perde com a ausência de energia elétrica no dispositivo), enquanto a memória RAM (memória utilizada para armazenamento de dados e volátil, ou seja, perde-se as informações com a ausência de energia elétrica) é utilizada para armazenar operações intermediárias no algoritmo do relé. Os ajustes do dispositivo são armazenados em EPROM (tipo específico de memória ROM, com possibilidade de regravação de dados); e
- O módulo de saída lógico que é responsável pelas atuações dos disjuntores e alarmes decorrentes do processo.



**Figura 3.6 -Principais sub-sistemas de um relé digital.**

Os relés baseados em medidas de frequência estudados neste trabalho de conclusão de curso foram:

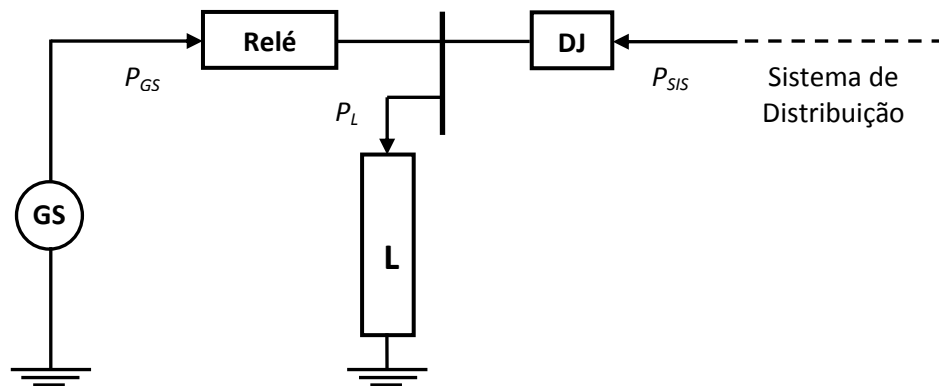
- Relé de Sub/Sobrefrequência;
- Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF - *Rate of Change of Frequency*); e
- Relé de Deslocamento de Fase, também conhecido como “Salto de Vetor”.

Tanto as funcionalidades quanto os modelos computacionais, empregados neste trabalho, são apresentados nas seções seguintes.

### 3.3.1 RELÉ DE SUB/SOBREFREQUÊNCIA

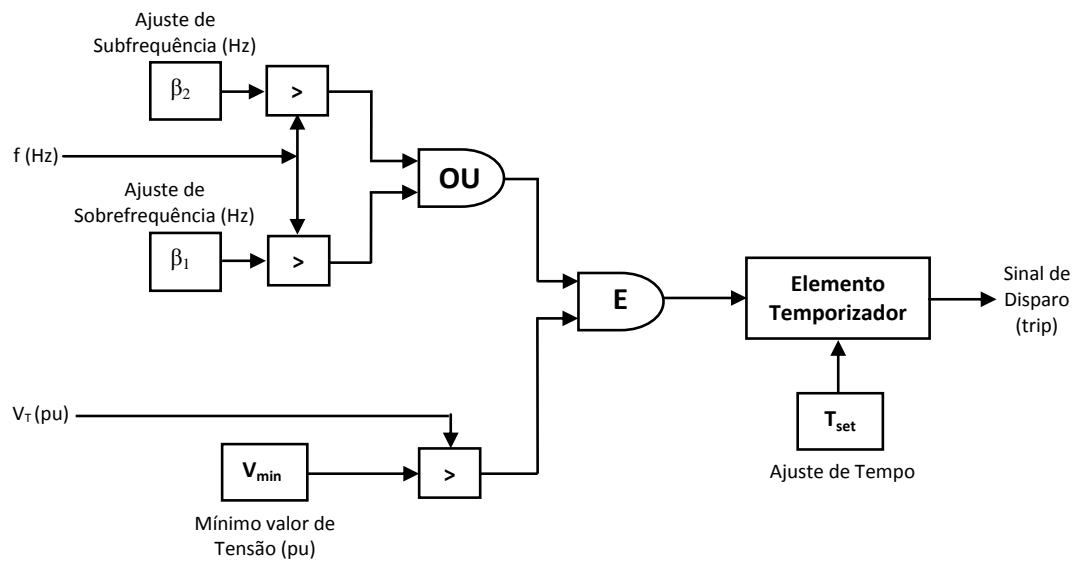
Para exemplificar de forma simples a atuação do relé de sub/sobrefrequência, pode ser utilizada a Figura 3.7, extraída de [8]. Como pode ser notado, existe um gerador síncrono trabalhando em paralelo com a rede de distribuição. Operando em regime, tem-se o gerador síncrono (GS) alimentando uma carga (L) e a diferença das potências ativas fornecida pelo gerador ( $P_{GS}$ ) e consumida pela carga ( $P_L$ ) é fornecida ou consumida pela rede elétrica ( $P_{SIS}$ ), logo a frequência do sistema é constante [8]. A inserção do relé no circuito tem por finalidade atuar caso ocorra alguma falha na rede, ocasionando o ilhamento do sistema composto pela carga e o gerador síncrono,

consequentemente, alterando a frequência do mesmo. O aumento ou diminuição da frequência determina a atuação do relé de proteção.



**Figura 3.7 -Diagrama de um gerador síncrono equipado com relé de sub/sobrefrequência conectados em paralelo com a rede.**

Com relação à proteção de sub/sobrefrequência, os relés digitais calculam a frequência elétrica considerando uma janela de medição sobre, no mínimo, um ciclo da forma de tensão da barra em que o relé está conectado. Usualmente os relés apresentam ajustes temporizados e ajustes de mínima tensão de operação. Na Figura 3.8, obtida em [1, 8], a frequência é obtida diretamente da velocidade do rotor do gerador síncrono, e que é posteriormente comparada com os ajustes de sub e sobrefrequência pré-determinados. Caso a frequência do sistema seja superior (inferior) ao ajustado  $\beta_1$  ( $\beta_2$ ) durante um tempo ajustado  $T_{set}$ , e se o valor eficaz da tensão for superior ao ajustado de mínima tensão de operação  $V_{min}$ , o relé envia um sinal para comandar a abertura do disjuntor do gerador [1]. A tensão de operação  $V_{min}$  tem por finalidade estipular a mínima tensão em que o sistema pode trabalhar, ou seja, a partir desse valor o relé estará habilitado para atuar no circuito se houver uma variação de frequência que ultrapasse os limites pré-estabelecidos. Todo processo está esquematizado na Figura 3.8.

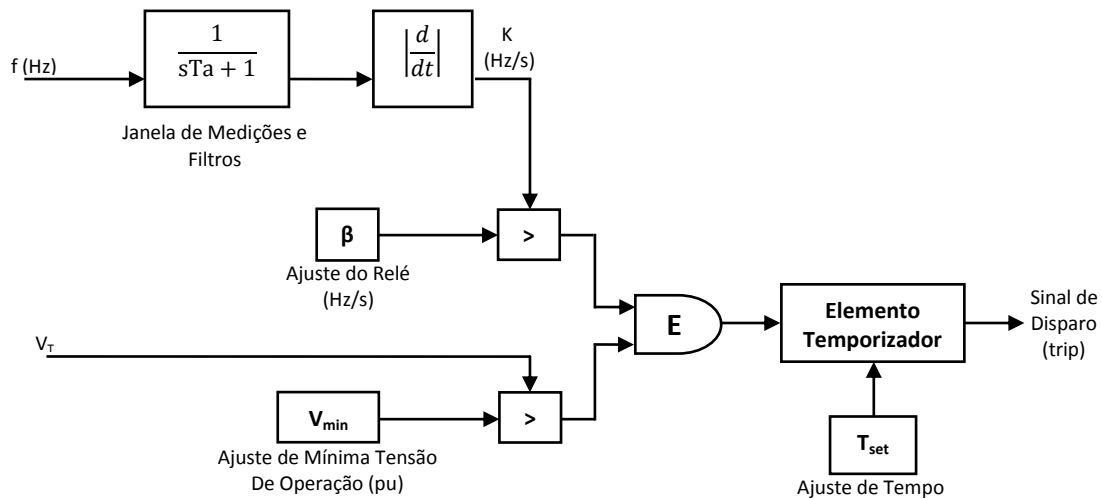


**Figura 3.8 -Diagrama simplificado de um relé de sub/sobrefrequência.**

Levando em consideração o modelo computacional da Figura 3.8 observam-se algumas restrições do mesmo. Dentre elas vale a pena citar neste trabalho a obtenção da frequência através da velocidade do gerador. Sendo calculada dessa forma, o sistema fica restrito apenas a geradores síncronos, uma vez que se fosse utilizado outro tipo de máquina para geração distribuída, a estimação da frequência por esta técnica estaria imprecisa. Visando o aprimoramento deste modelo, o certo seria que a frequência do circuito fosse calculada levando em consideração a forma de onda da tensão. Assim, o modelo teria maiores aplicações e não estaria restrito apenas a máquinas síncronas. Apesar disso, o desempenho desse modelo foi comparado com relés comerciais e se mostrou satisfatório, como pode ser notado em [23].

### 3.3.2 RELÉ DE TAXA DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

O relé de taxa de variação de frequência, também conhecido como relé ROCOF (*Rate of Change of Frequency*), tem como característica uma elevada sensibilidade e confiabilidade para detectar o ilhamento não intencional quando a variação da frequência é lenta [1, 2, 8]. Este fato ocorre quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é relativamente pequeno no sistema isolado. A Figura 3.9 retirada de [1] pode ser considerada um esquema simplificado da forma de atuação do relé ROCOF.



**Figura 3.9 - Esquema de um relé de taxa de variação de frequência.**

Normalmente a taxa de variação da frequência é calculada considerando uma janela de medição entre 2 e 100 ciclos [1, 2], utilizando a forma de onda de tensão da barra onde o relé está inserido. Após o sinal ser processado por filtros o relé decide se o disjuntor deve ser acionado ou não. Tal procedimento é pré-determinado pelo operador, que define o ajuste do relé ( $\beta$ ). Este ajuste define a taxa de variação máxima aceita pelo sistema que normalmente se encontra na faixa de 0,1 Hz/s a 10 Hz/s, disponíveis em modelos comerciais. Porém quando instalados em geração distribuída a faixa deve ser de 0,1 a 1,2 Hz/s [1, 2]. Além do ajuste  $\beta$ , o relé ROCOF pode apresentar temporizador para seu acionamento e elemento que bloqueia o funcionamento do dispositivo por mínima tensão. O temporizador está representado pelo  $T_{set}$  e quando este é utilizado, o relé atua após exceder a taxa de variação durante o tempo pré-determinado pelo temporizador. Alguns modelos de relé ROCOF são equipados com um elemento que bloqueia seu funcionamento se o valor eficaz da tensão estiver abaixo de um determinado valor, representado na Figura 3.9 por  $V_{min}$ . No esquema apresentado anteriormente,  $T_a$  define a constante de tempo do filtro e da janela de medição, representados por uma função de transferência de primeira ordem.

No modelo computacional do relé ROCOF baseado no esquema da Figura 3.9, a frequência de entrada do relé é fornecida diretamente pela velocidade do eixo do gerador distribuído. Sendo assim é necessário acrescentar um bloco no esquema que converta velocidade angular para a frequência em Hz. O sinal de entrada é filtrado utilizando a função de transferência com a constante  $T_a$ . Se o valor absoluto for maior que  $\beta$  durante  $T_{set}$  e a tensão terminal for superior ao ajuste mínimo  $V_{min}$ , então o relé sinaliza para o disjuntor do gerador atuar.

Assim como foi apresentado para o caso do relé de sub/sobrefrequência, este modelo computacional apresenta restrições em sua utilização. Tal fato se deve à forma de obtenção da frequência do sistema, que é calculada a partir da velocidade síncrona do gerador. Porém em [23], este tipo de aquisição se mostrou satisfatório quando comparados com relés comerciais.

### 3.3.3 RELÉ DE DESLOCAMENTO DE FASE OU "SALTO DE VETOR"

O relé de deslocamento de fase, também conhecido como "Salto de Vetor", é amplamente utilizado para a proteção de sistemas elétricos de potência. Seu funcionamento pode ser exemplificado na Figura 3.10, retirada de [1]. Como pode ser observado, o subsistema em questão é relativamente simples, e nele se encontra um gerador síncrono alimentando uma carga  $L$  em paralelo com o restante do SEP. Todos os elementos têm uma barra como ponto de acoplamento comum.

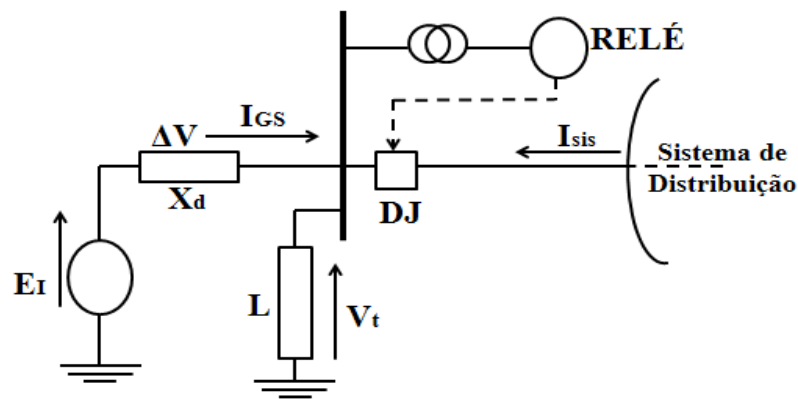


Figura 3.10 - Gerador síncrono operando em paralelo com o SEP.

Como pode ser observado na Figura 3.10, se o sistema estiver operando em regime permanente, existe uma diferença entre a tensão interna do GD ( $E_i$ ) e a tensão terminal ( $V_t$ ) que é fornecida para a carga. Essa diferença entre as tensões se deve ao fato da corrente  $I_{GS}$  passar pela impedância da máquina síncrona, e é representada por  $\Delta V$ . Como a impedância tem um componente resistivo e um indutivo, existe uma defasagem angular entre as tensões interna e terminal, que é apresentada na Figura 3.11, também retirada de [1].

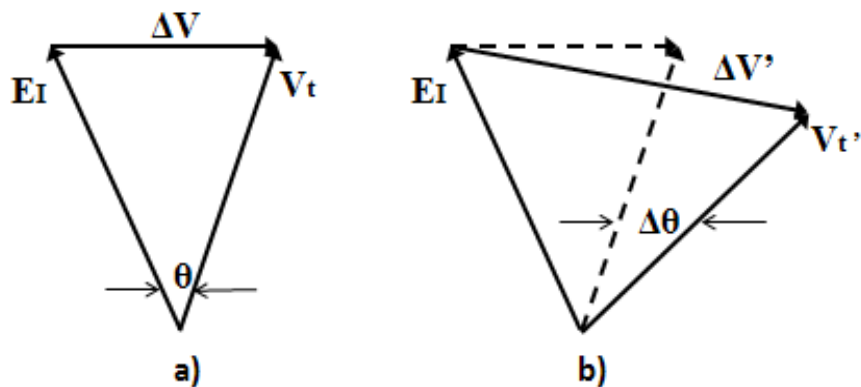
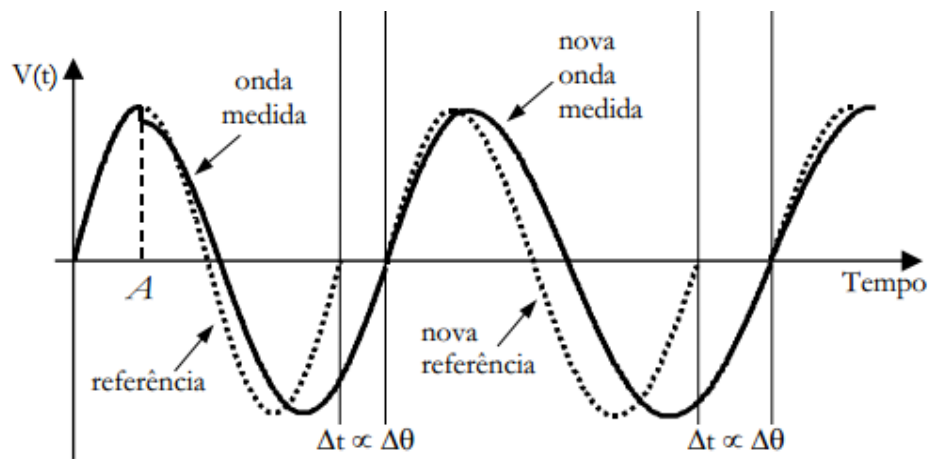


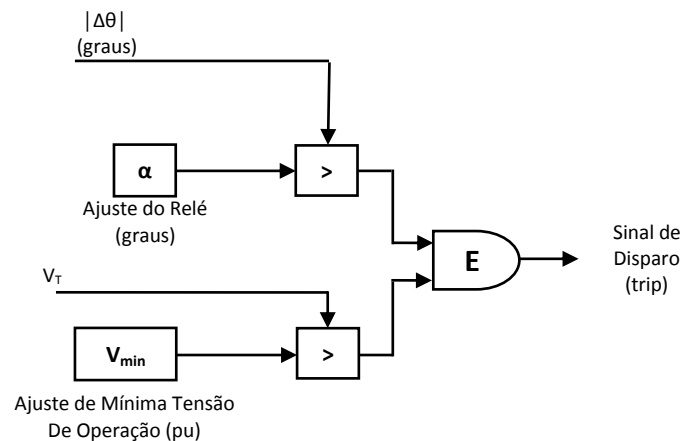
Figura 3.11 - Fatores da tensão interna e terminal do GD - a) Antes da abertura do disjuntor; b) Após a abertura do disjuntor.

Quando ocorre algum evento no circuito que causa a abertura do disjuntor (*DJ*), o sistema composto por GD e carga se torna ilhado, levando em consideração o sistema apresentado na Figura 3.11. Devido a isso o gerador pode se comportar de duas maneiras distintas: pode desacelerar se existir déficit de geração de potência ativa no sistema isolado, ou acelerar se houver excesso de geração da mesma, ou seja, o GD assume ou rejeita a carga. Como consequência, a defasagem angular entre  $E_t$  e  $V_t$  aumenta ou diminui, dependendo do comportamento da máquina síncrona, como mostrado na Figura 3.11(b). Levando em consideração o domínio do tempo, no momento da abertura do *DJ* ocorre uma variação no valor instantâneo e no ângulo de fase da tensão terminal, como pode ser observado na Figura 3.12. O ponto “A” indica o momento de abertura do disjuntor. Esse comportamento de  $V_t$  é conhecido como "salto de vetor" [1].



**Figura 3.12 - Forma de onda da tensão após o ilhamento e sistema de medição ciclo a ciclo do relé de deslocamento de fase.**

Os relés de deslocamento de fase comerciais, que contam com um algoritmo simples, medem a duração de um ciclo elétrico e iniciam uma nova medição quando a forma de onda da tensão cruza o eixo horizontal em sentido ascendente. A duração do ciclo é então comparada com a do ciclo anterior, que permanece armazenado no relé, sendo esta proporcional ao deslocamento de fase  $\Delta\theta$ . Quando o sinal é maior que o ajustado no dispositivo, este opera enviando um *trip* que comanda a abertura do disjuntor. Além disso, o relé de deslocamento de fase é equipado com um ajuste de mínima tensão de operação que determina o bloqueio da operação do dispositivo, impedindo a atuação do mesmo durante a partida do gerador ou ocorrência de curtos-circuitos. A lógica de atuação do relé é apresentada na Figura 3.13.

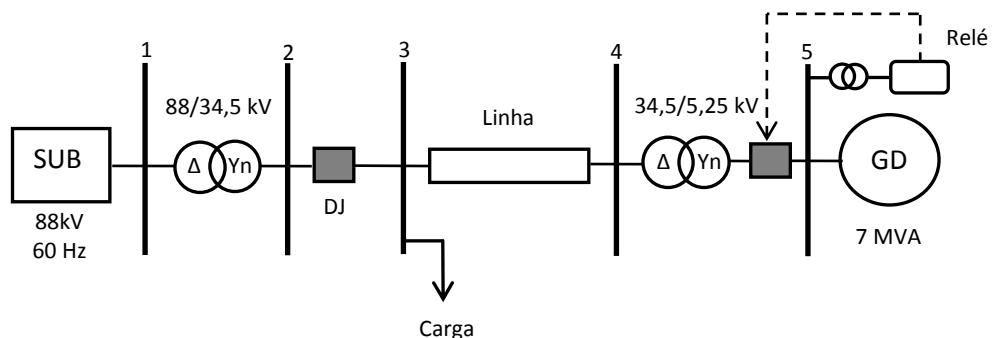


**Figura 3.13-** Diagrama esquemático da forma de atuação do relé de deslocamento de fase.

### 3.4 Sistema Elétrico

O sistema utilizado neste trabalho é de subtransmissão de 88 kV e 60 Hz, utilizado de alimentação para um circuito de distribuição de 34,5 kV, onde há um GD com geração de aproximadamente 7 MVA em condições normais, conectado na barra 5. Também na barra 5 existe o relé de proteção do acessante contra a situação de ilhamento. O fenômeno ocorre quando houver a abertura do disjuntor (DJ) conectado entre as barras 2 e 3. A Figura 3.14 apresenta o diagrama unifilar do sistema, sendo que todos componentes já foram descritos anteriormente. Todos os parâmetros do sistema estão apresentados no Anexo A.

Segundo a norma ND 65 da Elektro, a conexão de um novo GD no sistema em paralelismo contínuo deve ser precedida de estudos que comprovem a não existência de restrições técnicas no SEP. Caso contrário, o acesso deve ser realizado através de alimentador exclusivo. Para o caso deste trabalho, a conexão em alimentador exclusivo inviabilizaria as simulações e, conseqüentemente, os resultados. Sendo assim, optou-se pela conexão das cargas de forma concentrada e próximas à subestação.



**Figura 3.14-** Diagrama unifilar do SEP em análise.

## Capítulo 4

### Metodologia de Ajustes dos Relés

Neste capítulo estão apresentados os métodos e procedimentos utilizados para a determinação dos ajustes analisados. Todas as técnicas foram baseadas nas normas apresentadas no capítulo 3, que estabelecem algumas diretrizes acerca da detecção de ilhamento. Sendo assim, o capítulo está dividido em:

- Validação do Modelo do Sistema Elétrico;
- Determinação das Faixas de Ajuste;
- Simulações com a Geração em 100%;
- Simulações com a Geração em 50%.

#### 4.1 Validação do Modelo do Sistema Elétrico

Inicialmente simulou-se o regime do sistema utilizado neste trabalho. Desta maneira, o circuito foi modelado no ATPDraw seguindo os parâmetros apresentados no Anexo A e, posteriormente, verificou-se sua operação em regime permanente, ou seja, em condições normais de operação.

O modelo foi simulado durante 10 segundos, com o objetivo de analisar a potência gerada pelo GD e, conseqüentemente, o controle do mesmo. A geração foi variada na faixa entre 0,5 a 1 pu, com passo de 0,1 pu. Essa alteração na geração é realizada diretamente no ajuste do controlador de potência ativa, uma vez que variando a potência gerada e mantendo a potência base fixa, a porcentagem da mesma também se altera.

A respeito da modelagem e regime do sistema, o capítulo 5 apresentará os resultados de maneira gráfica do sinal de potência gerada pelo GD e a frequência. Com a análise dos gráficos é possível determinar o tempo mínimo que o sistema demora a estabilizar em cada caso e assim assumir a partir de qual instante pode-se permitir a atuação dos relés para a detecção do ilhamento, visto que com o sistema operando em regime, a frequência varia perante algum fenômeno indesejado.

#### 4.2 Determinação das Faixas de Ajuste

As faixas de ajustes dos relés foram determinadas de forma que atuassem na situação de ilhamento não intencional, e não atuassem quando houvesse ocorrência de um chaveamento de carga

no sistema. Além disso, levou-se em consideração as recomendações apresentadas nas normas do capítulo 3, com relação aos ajustes e tempo de detecção.

Na sequência serão apresentadas estas duas situações e as respectivas metodologias utilizadas para o ilhamento sem detecção e o chaveamento de carga. Estes casos são obtidos sem a inserção dos relés no sistema modelado.

#### Ilhamento sem Detecção

Para estimar o ajuste máximo na detecção do ilhamento, considerou-se a norma ND 65 da ELEKTRO, a qual determina que o tempo máximo requerido para a atuação na presença do distúrbio é antes do primeiro religamento, ou seja, no máximo 500 milissegundos. Além disso, a norma estima que os ajustes estejam entre 57 e 63 Hz, para o caso do relé de sub/sobrefrequência. Inicialmente simulou-se o ilhamento do GD após 4 segundos do início da simulação, tempo em que o sistema já se encontrava trabalhando em regime permanente. Vale a pena lembrar que tal situação é obtida com a abertura do disjuntor DJ, posicionado entre as barras 2 e 3, como apresentado no diagrama unifilar da Figura 3.14.

No capítulo 5 serão apresentados os gráficos do ilhamento não detectado para a determinação do máximo ajuste dos relés. A metodologia empregada é simples: após a contingência, são construídos os gráficos da frequência para as diferentes faixas de fornecimento do GD, explicadas no item 4.1. Deste modo, é possível analisar o comportamento da frequência elétrica nos primeiros instantes de sua variação e observar:

- Para o caso de sub/sobrefrequência, a maior variação da frequência acontece nos primeiros 500 milissegundos após o ilhamento;
- Para o caso da proteção ROCOF, a taxa de variação que ocorre após o ilhamento e a maior delas dentro dos primeiros 500 milissegundos; e
- Para o caso da proteção de salto de vetor, é analisado o máximo da variação do ângulo entre a tensão terminal e interna do GD, levando em consideração a atuação dentro de 500 milissegundos após o ilhamento.

#### Chaveamento de Carga

As análises das situações dos menores ajustes foram realizadas com base nas respostas ao chaveamento de carga no sistema, uma vez que não é desejada a atuação das proteções baseadas na medida de frequência. A metodologia é simples e foi baseada em valores de carga reais de um alimentador com o mesmo porte do simulado neste trabalho.

Inicialmente foi obtida a curva de carga da cidade de Porangaba, interior de São Paulo, que apresenta características semelhantes às do sistema analisado. As curvas foram determinadas a partir de dados fornecidos pela Elektro, que possui a concessão de distribuição nessa cidade. A curva está apresentada na Figura 4.1. As curvas mensais foram obtidas através de média dos consumos diários do respectivo mês, que é representada para cada horário do dia. Ou seja, usou-se o banco de dados fornecido que apresentava a carga da cidade dividida por horas do dia, com isso calculou-se a média de cada mês.

A determinação do chaveamento máximo de carga foi simples. Como pode ser notado na Figura 4.1, os meses de junho, julho e setembro apresentam um comportamento parecido em relação à porcentagem de carga por horário. Logo, o mês de agosto foi desconsiderado na análise por ser um mês atípico. Além disso, percebe-se que na maior parte do dia a carga não ultrapassa os 50% do valor máximo. Isto ocorre apenas no início da noite para os três meses mostrados, atingindo aproximadamente 60% em seu pico.

Com base no que foi analisado e na curva de carga, durante o maior tempo do dia a carga do sistema não ultrapassa 50% do valor máximo. Logo, o pior caso de chaveamento de carga simulado neste trabalho foi de 50%, devido a sua probabilidade de ocorrência tanto para exclusão quanto para inclusão da carga. Com o objetivo de analisar os ajustes empregados, este chaveamento foi feito de 10 a 50%, como ficará claro na Tabela 4.1. Com a obtenção dos valores de variação da frequência para os casos, foi possível determinar a faixa mínima de ajuste onde a atuação dos relés é indesejada.

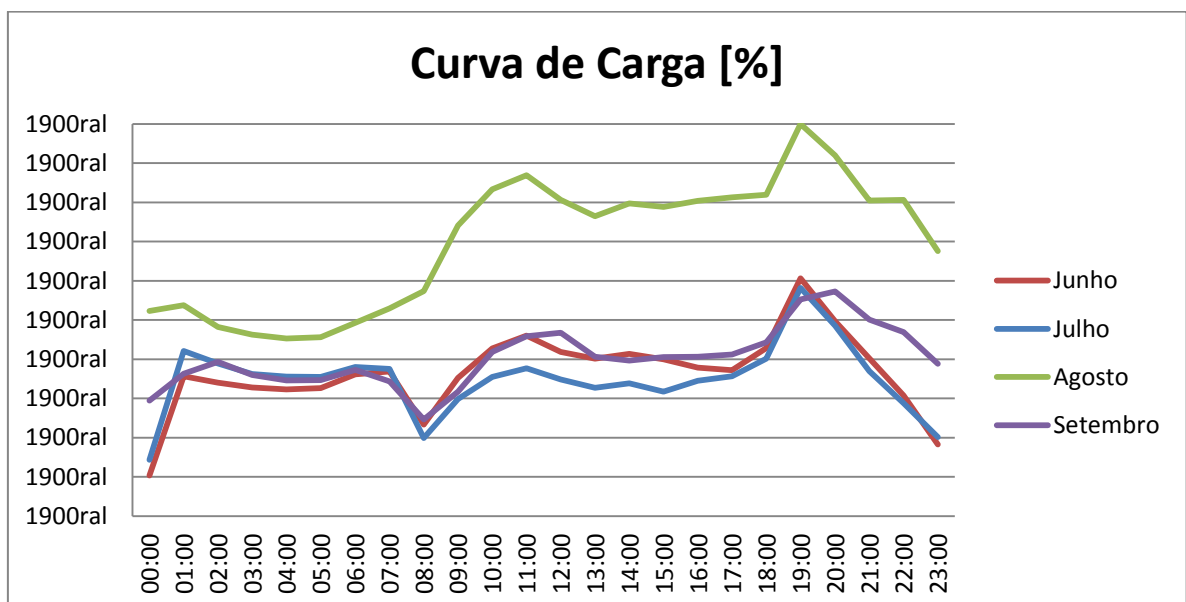
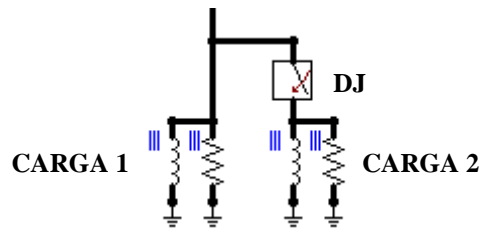


Figura 4.1 - Curva de carga da cidade de Porangaba em %.

O chaveamento de carga é obtido dividindo a carga total em duas porções em paralelo, conforme mostrado na Figura 4.2. Na conexão de uma das cargas com o restante do sistema foi inserido um disjuntor (DJ), cujo objetivo é programar a abertura e o fechamento da carga 2. O tempo de abertura/fechamento foi fixado em 4 segundos, pois o sistema já se apresentava trabalhando em regime permanente, como será apresentado no capítulo 5. A Tabela 4.1 apresenta os valores configurados nas cargas para se obter os resultados de chaveamento, onde a porcentagem apresentada vale tanto para a potência ativa quanto para a reativa da carga.



**Figura 4.2 - Arranjo da carga para o chaveamento.**

Para ambos os casos, tanto exclusão quanto inclusão de carga, a Tabela 4.1 mostra que inicialmente a carga possui o valor entre 50 e 90%, valores atribuídos à carga 1. Na situação de exclusão, a carga inicial é a soma da 1 com a 2 e, após o tempo de 4 segundos, como explicado, o disjuntor abre desconectando a carga 2 do sistema. O oposto ocorre para inclusão. No início apenas a carga 1 está conectada no sistema, e após o tempo determinado, o disjuntor é fechado e inclui a carga 2. Vale lembrar que para o sistema testado, a potência máxima da carga é a suprida pelo GD, que é de 7 MW de potência ativa, sendo a potência reativa aproximadamente 40% desse valor, 2,8 MVar.

**Tabela 4.1 - Valores em % para chaveamento de carga.**

%	EXCLUSÃO DE CARGA		INCLUSÃO DE CARGA	
	CARGA 1 (%)	CARGA 2 (%)	CARGA 1 (%)	CARGA 2 (%)
<b>10</b>	90	10	90	10
<b>20</b>	80	20	80	20
<b>30</b>	70	30	70	30
<b>40</b>	60	40	60	40
<b>50</b>	50	50	50	50

### 4.3 Simulações com a Geração em 100%

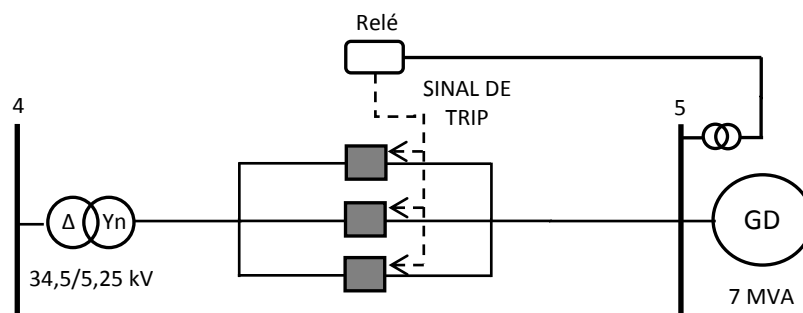
A metodologia para as simulações da detecção de ilhamento para a geração máxima do GD é simples. Inicialmente configurou-se o gerador do acessante para o fornecimento de aproximadamente 7MW, ou seja, 100% de sua geração, e simulou-se a situação de ilhamento e futura detecção por parte

dos relés apresentados neste trabalho. Sendo assim, as seguintes etapas foram realizadas de forma repetitiva para os modelos.

Inicialmente, foram inseridas chaves que simulam a atuação de disjuntores com o intuito de desconectar o GD na situação de ilhamento, sendo posicionadas entre o transformador de 5,25/34,5 kV e a barra 5, conforme apresentado na Figura 3.14. Para o caso da simulação no ATP não se encontrou disjuntor tripolar com atuação por sinal lógico, isso explica a utilização de três disjuntores monopolares. Estes dispositivos que recebem o sinal de abertura dos relés quando há variação além do ajustado.

Os relés foram posicionados em paralelo com o sistema, ou seja, os dispositivos “leem” a forma de onda da tensão em um ponto entre o transformador de 5,25/34,5 kV e os disjuntores monopolares, conforme apresentado no esquemático da Figura 4.3. Após processar o sinal adquirido, o modelo que estiver sendo testado toma a decisão com base no ajuste aplicado no momento e envia ou não um sinal de trip para a abertura dos disjuntores.

Os disjuntores monopolares utilizados neste trabalho estão em estado fechado quando o trip dos relés está em “1” e se abrem quando vai para “0”. Sendo assim, nos resultados expostos no capítulo 5 os tempos de atuação são dados nesta passagem de nível lógico. Convencionalmente o trip é dado quando o estado lógico é “1”, porém com o objetivo de se otimizar o tempo de atuação dos modelos, não serão inseridos blocos para inverter o trip dado nos relés.



**Figura 4.3 - Esquemático da inserção do relé.**

A princípio, o sistema foi simulado durante 4 segundos e, após a estabilização, programou-se a abertura do disjuntor entre as barras 2 e 3 do circuito, causando o ilhamento. Foram aplicados ajustes em cada um dos modelos, com base nas normas apresentadas, sendo os valores mostrados na Tabela 4.2. Vale a pena lembrar que para o caso do relé de sub/sobrefrequência, a Tabela 4.2 apresenta o valor absoluto ajustado para o aumento ou diminuição da frequência, ou seja, para o caso de 1,5 Hz espera-se que o modelo atue para valores de 58,5 e 61,5 Hz, por exemplo.

Tabela 4.2 - Ajustes testados para cada modelo.

RELÉ	Un.	AJUSTES APLICADOS					
SUB/SOBREFREQUÊNCIA	[Hz]	1,5	2	2,5	3	3,5	4
TAXA DE VARIAÇÃO DA FREQUÊNCIA	[Hz/s]	1,5	2	2,5	3	3,5	4
DESLOCAMENTO DE FASE	[Graus]	5	6	7	8	9	10

Os resultados a respeito do comportamento dos relés diante da situação de ilhamento são apresentados no capítulo 5. Além desses testes, simulou-se o chaveamento de carga para o pior caso apresentado no item 4.2, sendo a inclusão de 50%. A metodologia empregada foi a mesma aplicada anteriormente.

Ressalta-se que na situação de ilhamento a carga é fixa, ou seja, os valores são os apresentados no Anexo A para que seja consumida a potência total gerada pelo GD. O mesmo não pode ser afirmado para o chaveamento, uma vez que inicialmente a carga consome 50% da potência máxima estipulada e após os 4 segundos esta é duplicada.

#### 4.4 Simulações com a Geração de 50%

Toda metodologia apresentada para o caso de geração de 100% é aplicada para 50%. Os relés foram inseridos um por vez no sistema e posicionados no ponto apresentado na Figura 4.3, mostrado anteriormente. A carga foi mantida com o consumo máximo no caso de ilhamento e variada de acordo com o descrito no caso anterior para o chaveamento de carga. Os ajustes analisados também são os mesmos da Tabela 4.2, diferindo apenas no tempo de atuação e/ou não atuação.

## Capítulo 5

### Resultados

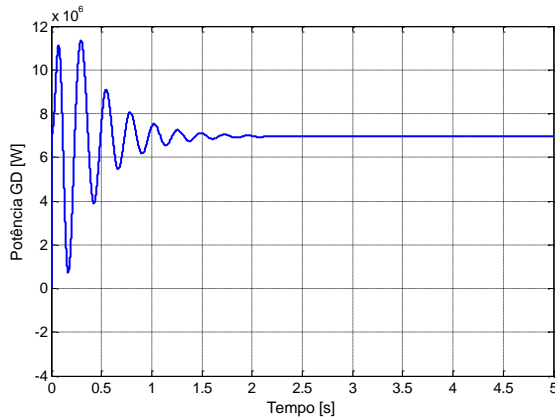
No capítulo 5 serão apresentados os resultados obtidos neste trabalho de conclusão de curso, com relação à análise dos ajustes empregados nos relés de proteção baseados na medida de frequência. Tudo que será discutido tem como base a metodologia explicada no capítulo 4. Sendo assim, o capítulo será organizado da seguinte forma:

- Resposta do Sistema Operando em Regime Permanente;
- Resposta do Sistema ao Ilhamento;
- Resposta do Sistema ao Chaveamento de Carga;
- Validação do Modelo do Relé de Sub/Sobrefrequência;
- Validação do Modelo do Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF);
- Validação do Modelo do Relé de Deslocamento de Fase (Salto de Vetor).

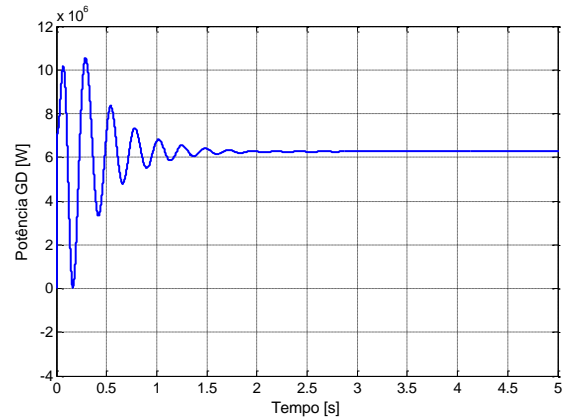
#### 5.1 Resposta do Sistema Operando em Regime Permanente

Primeiramente, validou-se o modelo do sistema operando em condições normais. Portanto, serão apresentados os resultados obtidos com o sistema operando com carga fixada em 100% e a potência gerada pelo acessante variando no intervalo de 0,5 a 1 pu. Como já dito, toda simulação foi efetuada com o tempo de 10 segundos, porém os gráficos foram construídos com tempo máximo de 5 segundos para mostrar maiores detalhes em relação à escala de valores. A Figura 5.1 apresenta o comportamento da potência ativa gerada pelo GD, medida em Watts.

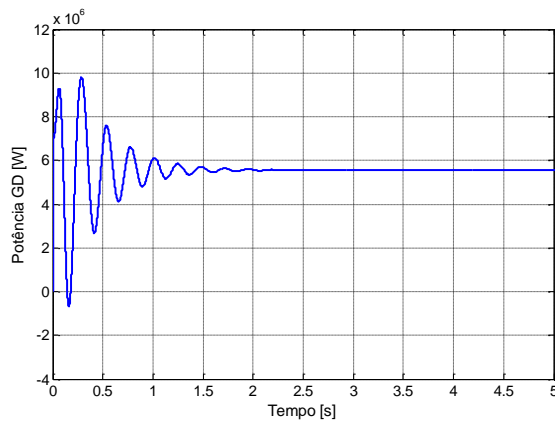
Como pode ser observado nos gráficos apresentados, o controle de potência do gerador está funcionando de forma satisfatória, visto que, uma vez configurada, a potência de saída da máquina demora cerca de dois segundos para se estabilizar, na maioria dos casos. Vale a pena lembrar que os valores vão decaindo conforme o ajuste vai sendo diminuído, sendo que o mesmo inicialmente está em 7 MW (1 pu) chegando a aproximadamente 3,5 MW (0,5 pu).



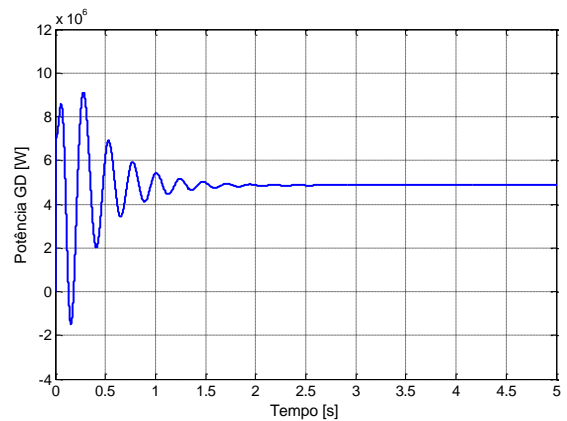
**a) Potência em watts para 100% de geração.**



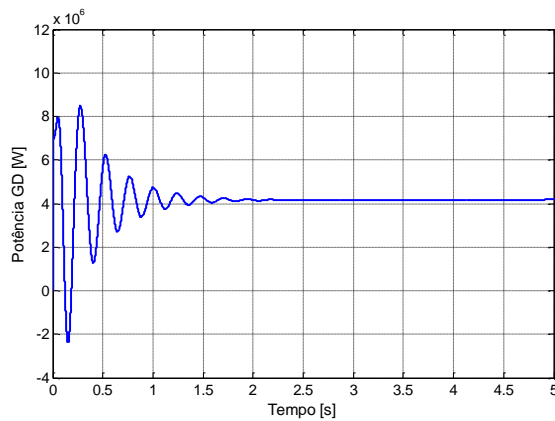
**b) Potência em watts para 90% de geração.**



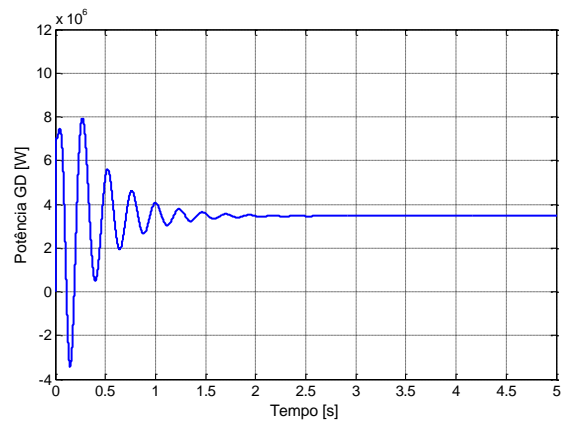
**c) Potência em watts para 80% de geração.**



**d) Potência em watts para 70% de geração.**



**e) Potência em watts para 60% de geração.**

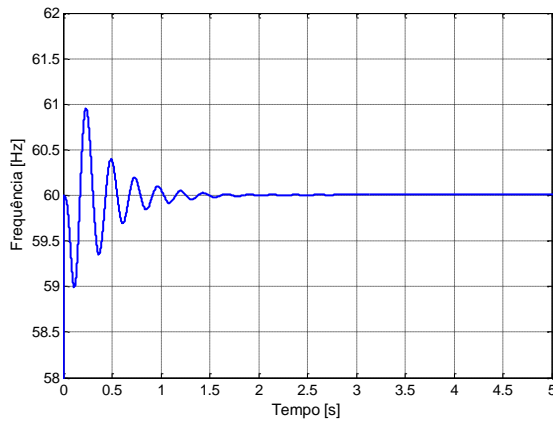


**f) Potência em watts para 50% de geração.**

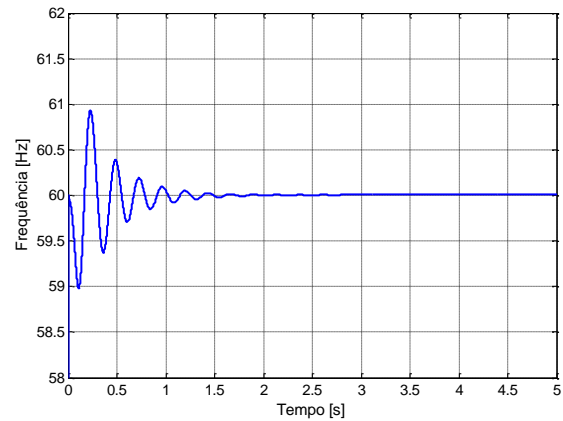
**Figura 5.1 - Comportamento da potência do sistema para operação em regime permanente.**

Além das análises das potências, foram gerados os gráficos para a verificação do comportamento da frequência em cada caso apresentado anteriormente. Os resultados estão apresentados na Figura 5.2, onde os valores das frequências variaram durante os primeiros ciclos após o início da simulação, convergindo para 60 Hz em aproximadamente 2 segundos, para a maioria dos casos, assim como ocorreu com a potência.

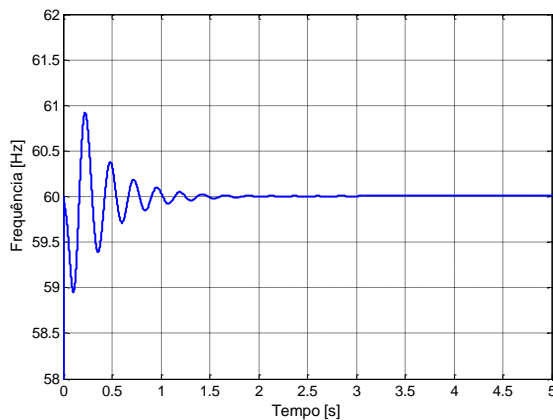
Essa análise do comportamento da frequência foi muito útil para os valores de ajustes dos relés, uma vez que, sabendo o tempo que o modelo demora em convergir, é possível ajustar os relés para começarem a atuar após o mesmo. Sabendo disso e levando em consideração o tempo total de simulação, ajustou-se a detecção de ilhamento após 3,5 segundos depois do início, sendo que o ilhamento foi configurado para ocorrer em 4 segundos.



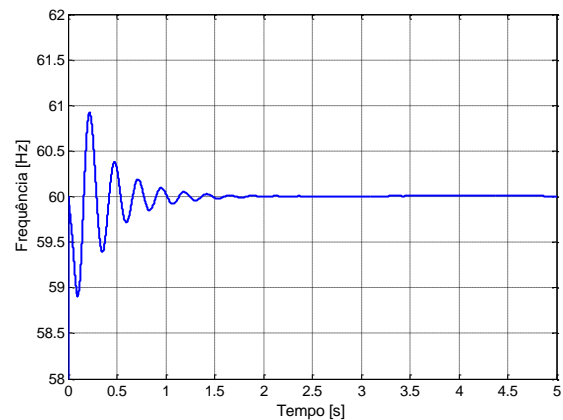
**a) Frequência em Hz para 100% de geração.**



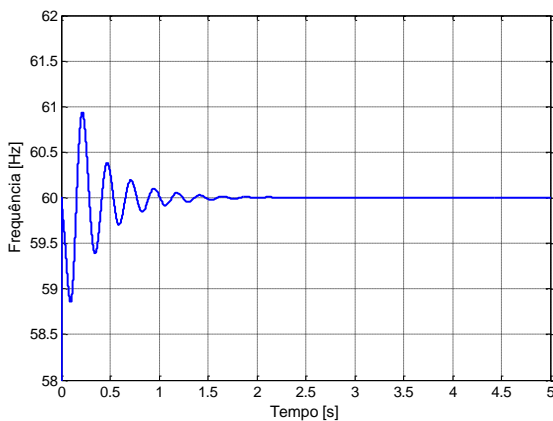
**b) Frequência em Hz para 90% de geração.**



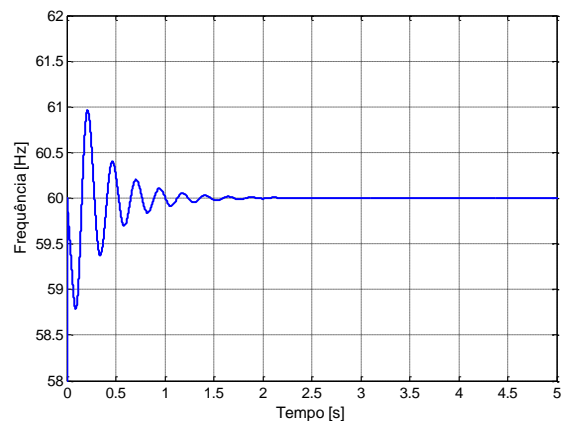
**c) Frequência em Hz para 80% de geração.**



**d) Frequência em Hz para 70% de geração.**



**e) Frequência em Hz para 60% de geração.**



**f) Frequência em Hz para 50% de geração.**

**Figura 5.2 - Comportamento da frequência do sistema em regime permanente.**

## 5.2 Resposta do Sistema ao Ilhamento

Os primeiros testes a respeito do ilhamento não intencional foram executados com o objetivo de determinar os ajustes máximos que podem ser inseridos nos relés, uma vez que, aplicado o fenômeno e não detectando o mesmo, é possível analisar de forma gráfica a variação na frequência. Como foi apresentado no capítulo 4, o ilhamento foi programado para ocorrer em 4 segundos. As Figuras 5.3 e 5.4 apresentam os comportamentos da potência gerada pelo GD e da frequência, respectivamente. Assim como no caso do sistema operando em condições normais, foram ensaiados os casos de geração entre 0,5 e 1 pu.

Logo após a ocorrência do ilhamento, o GD tenta manter a carga de forma integral e com isso ocorre um pico em sua geração como pode ser identificado no gráfico da Figura 5.3. Em todos os casos ensaiados, o valor ficam entre 9 e 10 MW em seu pico, sendo que o mais grave ocorre quando a geração inicial é de 50%. Este comportamento era esperado, pois quanto menos o GD fornece inicialmente, maior será a variação da potência gerada para tentar manter a carga, levando em consideração que esta foi fixada em 100% da geração do acessante.

Com a variação da potência ativa fornecida pelo gerador, conseqüentemente, ocorre a variação da frequência do sistema, apresentada na Figura 5.4, mostrando que a variação dos valores é proporcional, ou seja, quanto maior a variação na potência do GD, maior será a diferença entre a frequência antes e após o ilhamento. Isso era esperado com base na teoria apresentada anteriormente, que mostrou uma relação entre essas duas variáveis.

A mínima variação da frequência ocorre para a geração em 100%, aproximadamente 4 Hz (de 60 para 56 Hz), enquanto a máxima acontece com a geração em 50%, valor aproximado de 11 Hz (chegando a 49 Hz). Sendo assim, com relação aos ajustes que podem ser aplicados aos modelos dos relés, o máximo deve ser tal que estes atuem na presença de um ilhamento para o caso de geração do acessante em 100%. Levando em consideração os tempos determinados pelos documentos analisados no capítulo 2 (500 milissegundos), que ficarão mais claros nos itens seguintes, onde os relés serão inseridos na simulação.

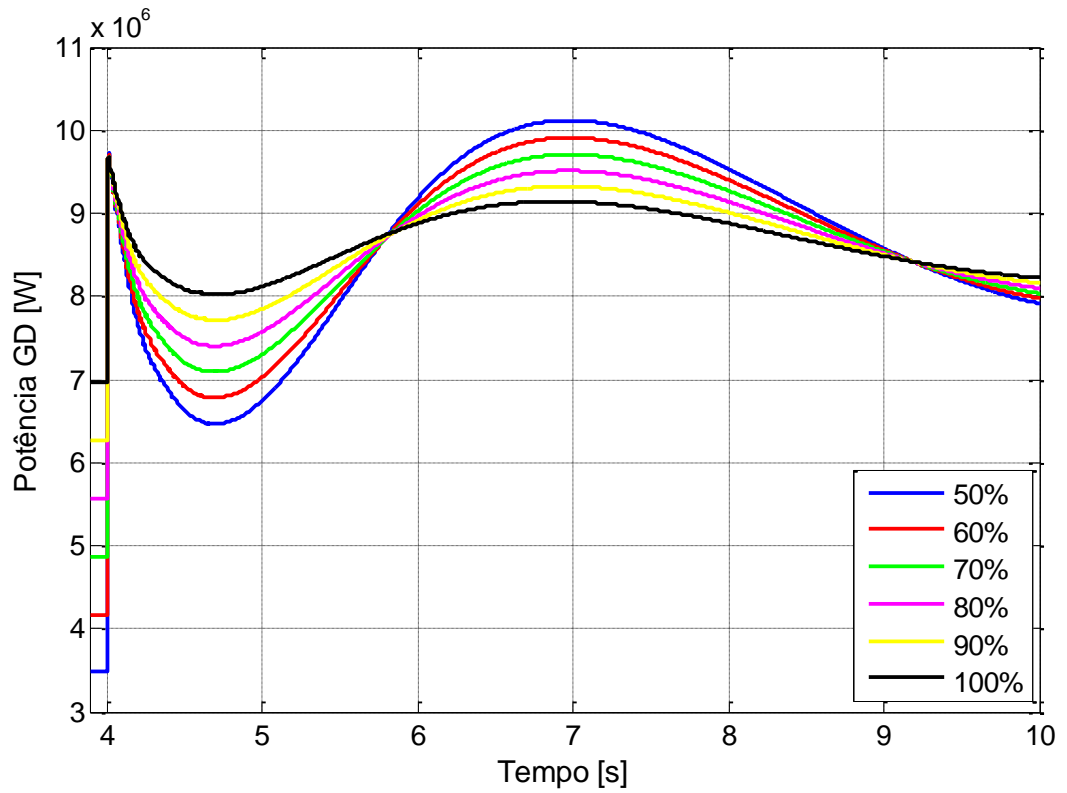


Figura 5.3 - Comportamento da potência após o ilhamento não detectado.

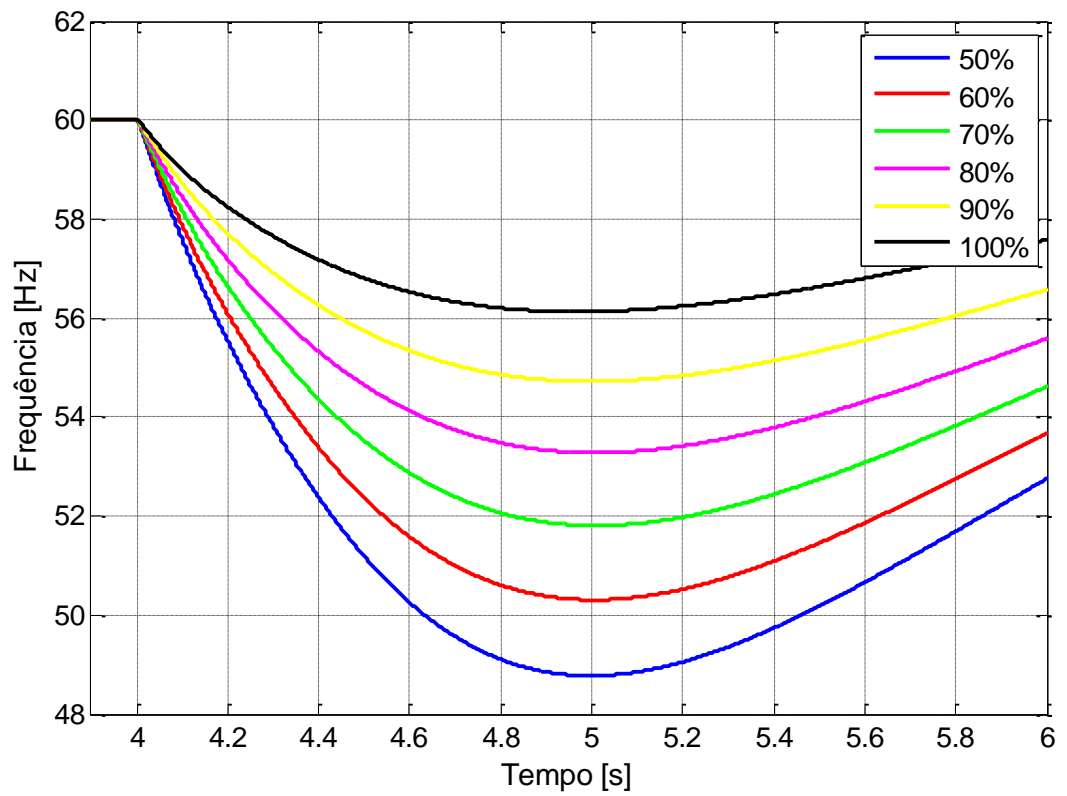


Figura 5.4 - Comportamento da frequência após o ilhamento não detectado.

### 5.3 Resposta do Sistema ao Chaveamento de Carga

Com o objetivo de analisar o ajuste mínimo empregado nos relés, realizaram-se simulações de chaveamento de carga no sistema, sem a presença dos mesmos. Como explicado no capítulo anterior, o chaveamento foi executado no máximo para 50% da potência nominal da carga. Sendo assim, presumiu-se que o relé fosse capaz de apresentar sensibilidade, tal que um chaveamento de carga e, conseqüentemente, uma pequena variação na frequência não serviria para a atuação do mesmo.

#### Exclusão de Carga

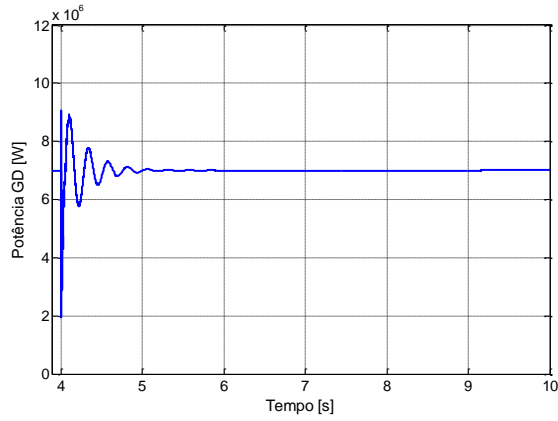
A princípio, foi proposta para o sistema uma exclusão de carga, que variou entre 10 e 50%. Os resultados da forma gráfica estão apresentados nas Figuras 5.5 e 5.6. A primeira figura apresenta o comportamento da potência ativa do GD para o caso apresentado, na qual a mesma se comportou de forma semelhante em todos os casos, dando maior confiabilidade ao método e modelo de controle. A exclusão de carga causou um transitório de aproximadamente 1 segundo nas simulações, e, após esse período se estabilizou, convergindo para o valor de 100% da geração, aproximadamente 7 MW, de acordo com o esperado.

A variação da potência ativa se refletiu na frequência do sistema, conforme previsto. Os gráficos a respeito da mesma estão apresentados na Figura 5.6. Como pode ser notada, a exclusão de carga pouco afetou a frequência, visto que para o pior caso esperado o valor foi de aproximadamente 0,3 Hz, chaveamento de 50% da carga. Além disso, foram poucos ciclos de variação que, com aproximadamente 1,5 segundos, já estavam estabilizados novamente em 60 Hz.

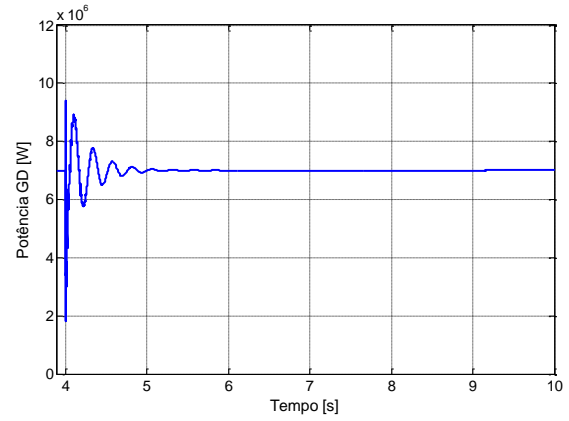
#### Inclusão de Carga

A inclusão de carga afetou mais o valor da frequência, conforme apresentado na Figura 5.7, porém em nenhum caso a variação da frequência passou de 0,6 Hz. O comportamento da potência foi semelhante ao caso de exclusão de carga. Por este motivo, o mesmo não foi apresentado novamente. Assim, tal como o caso anterior, seu valor absoluto convergiu para 60 Hz após alguns segundos da ocorrência do fenômeno.

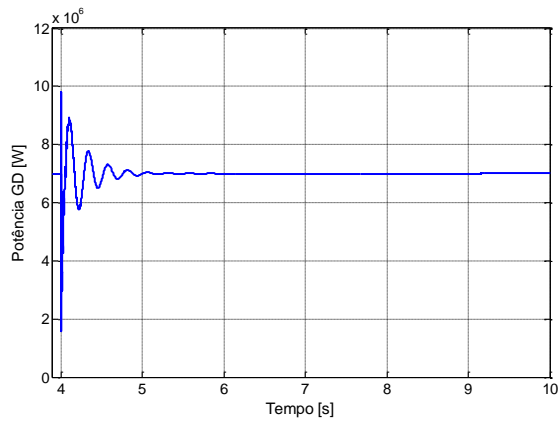
Tanto no caso de exclusão quanto no de inclusão de carga, quanto maior a variação entre a potência absorvida antes e depois do chaveamento, maior também será a variação na frequência do sistema. Portanto, os resultados obtidos mostram que para o pior caso analisado o valor absoluto fica entre 59,6 e 60,6 Hz, sendo estes valores aceitáveis temporariamente, para o caso do acessante conectado em paralelismo contínuo. Com relação aos ajustes que serão empregados nos relés, deve-se tomar cuidado para que não causem atuação indevida dos modelos.



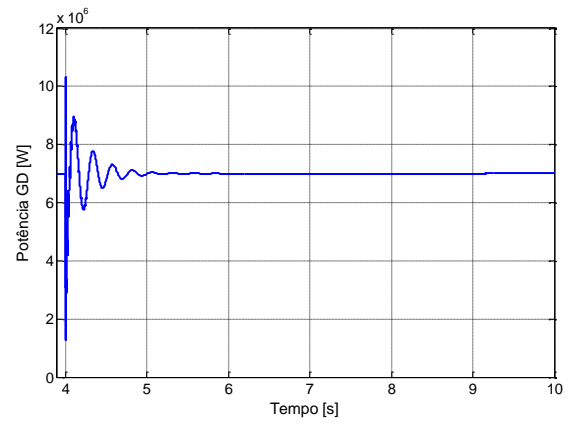
a) Potência para exclusão de 10% dacarga.



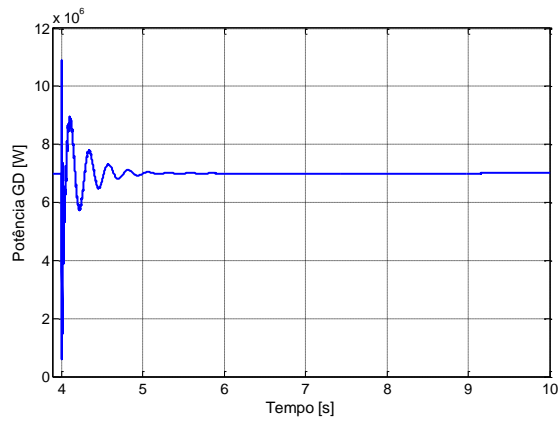
b) Potência para exclusão de 20% dacarga.



c) Potência para exclusão de 30% dacarga.

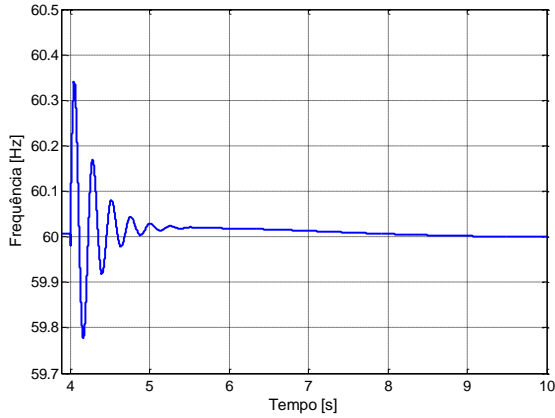


d) Potência para exclusão de 40% dacarga.

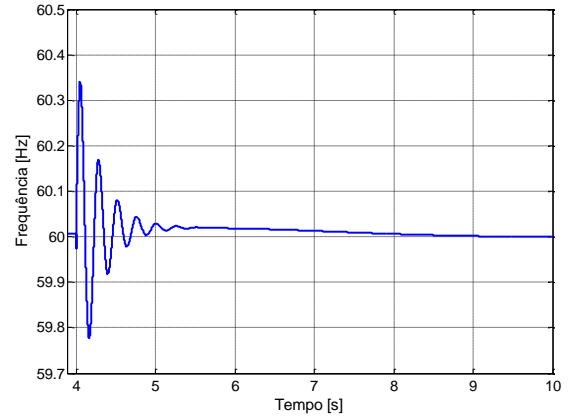


e) Potência para exclusão de 50% dacarga.

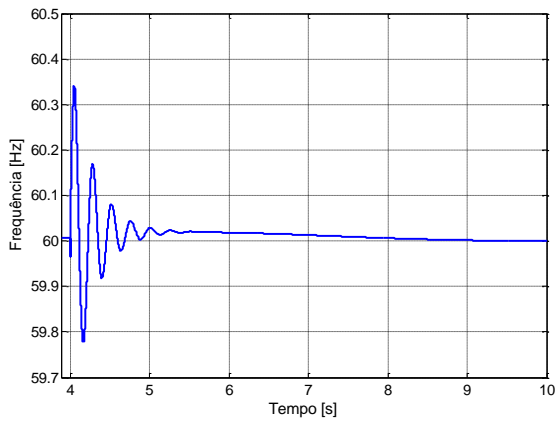
Figura 5.5 - Comportamento da potência após a exclusão de carga.



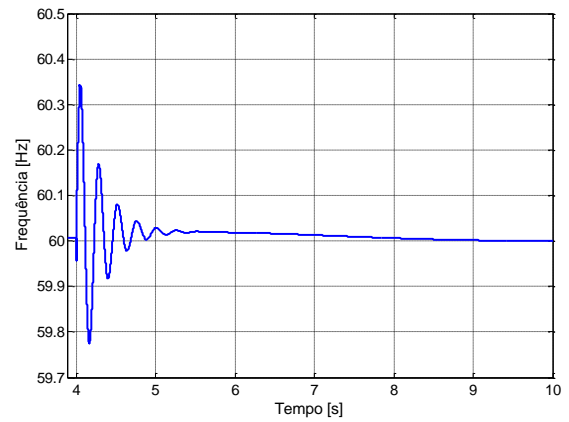
a) Frequência para exclusão de 10% dacarga.



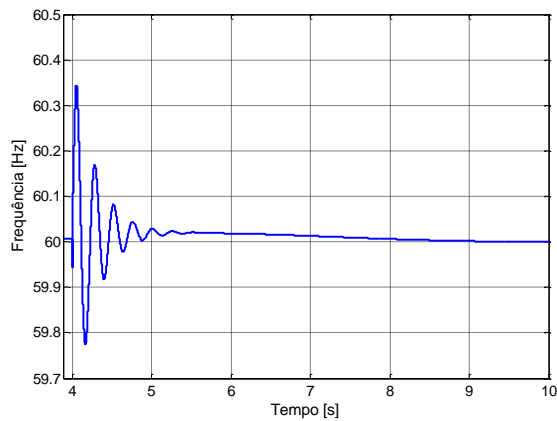
b) Frequência para exclusão de 20% dacarga.



c) Frequência para exclusão de 30% dacarga.

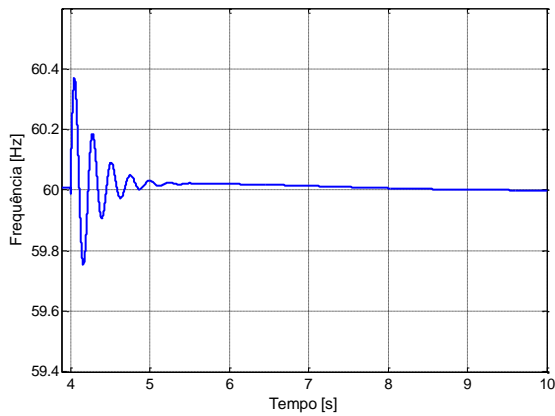


d) Frequência para exclusão de 40% dacarga.

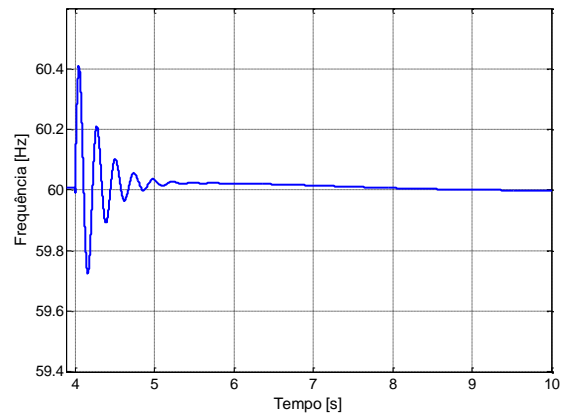


e) Frequência para exclusão de 50% dacarga.

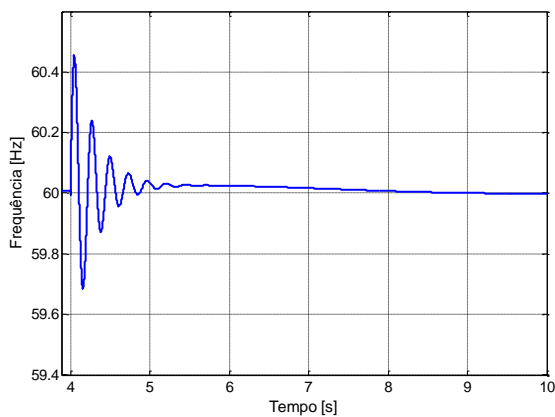
**Figura 5.6 - Comportamento da frequência após a exclusão de carga.**



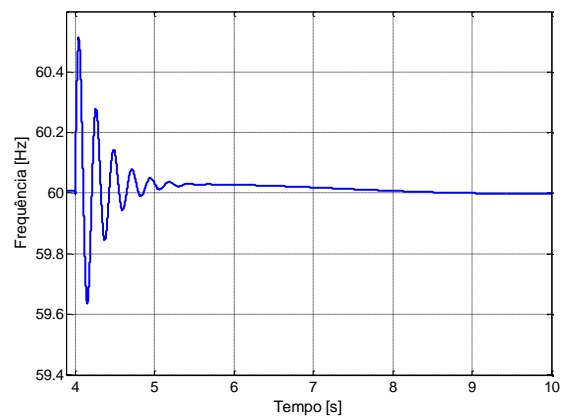
a) Frequência para inclusão de 10% dacarga.



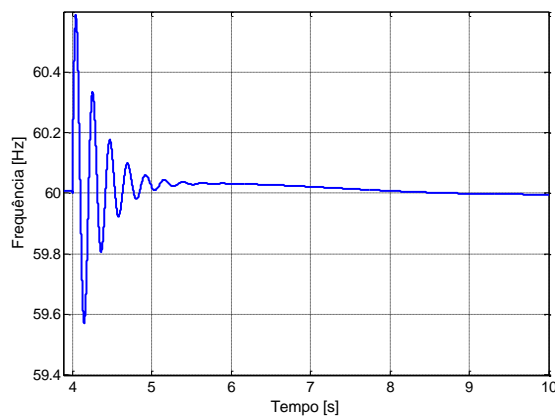
b) Frequência para inclusão de 20% dacarga.



c) Frequência para inclusão de 30% dacarga.



d) Frequência para inclusão de 40% dacarga.



e) Frequência para inclusão de 50% dacarga.

**Figura 5.7 - Comportamento da frequência após a inclusão de carga.**

#### 5.4 Validação do Modelo do Relé de Sub/Sobrefrequência

Neste subitem estão apresentados os resultados obtidos para diferentes tipos de simulação do sistema, com a presença do modelo desenvolvido para o relé de sub/sobrefrequência, de acordo com o

apresentado no capítulo 3. Os testes a respeito da sub/sobrefrequência estão apresentados na sequência e divididos na forma de estabelecer um entendimento mais fácil. Sendo assim tem-se:

- Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 100% de Potência;
- Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 50% de Potência; e
- Simulação de Chaveamento de Carga.

#### 5.4.1 Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 100% de Potência

Como explicado no capítulo 4, a metodologia utilizada para simular o ilhamento é simples e consiste em aplicar o mesmo após 4 segundos do início da simulação. Tanto a carga quanto a geração do acessante foram configuradas em 100%, ou seja, pode-se afirmar que tudo o que o GD produz a carga consome. Com a ocorrência do ilhamento da subestação a potência ativa do GD varia, uma vez que este é mais requerido, e, conseqüentemente, a frequência do sistema também. Serão apresentados os resultados para os ajustes na faixa entre 1,5 e 4 Hz.

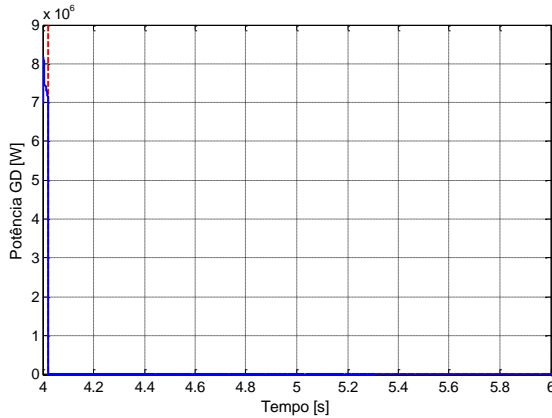
A Tabela 5.1 mostra o tempo de atuação do relé para os ajustes. Vale a pena lembrar que o trip enviado pelo modelo para o disjuntor de conexão do acessante ocorre quando o sinal de sua saída vai de 1 para 0. Esta convenção foi adotada, pois os disjuntores monoplares abrem com o nível lógico 0, como explicado no capítulo 4. Como pode ser notado o relé não atuou apenas na condição do ajuste em 4 Hz, já que nos demais o modelo desconectou o GD do sistema. Com relação aos tempos de atuação, apenas o primeiro ajuste (1,5 Hz) atende os tempos requeridos nas normas, sendo que os demais atuaram após 1,2 segundos, no mínimo.

**Tabela 5.1 - Valores por Sub/Sobrefrequência para geração em 100%.**

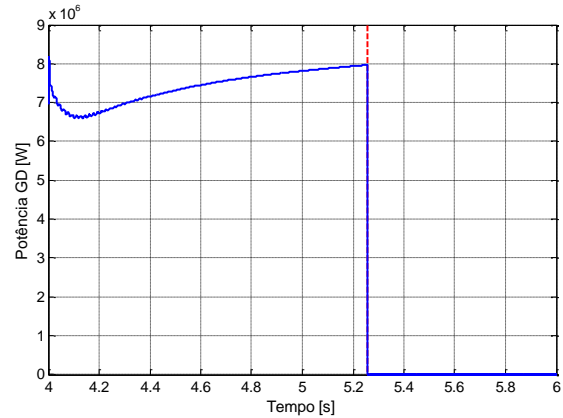
VALORES	AJUSTE (Hz)					
	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
TRIP (s)	0,02	1,25	1,45	1,6	1,9	-
POTÊNCIA MÁXIMA (MW)	8,2	8,2	8,5	8,5	8,5	9,75
FREQUÊNCIA NA ATUAÇÃO (Hz)	58,5	58,0	57,5	57,0	56,5	-
MÓDULO NA ATUAÇÃO (Hz)	1,6	2,0	2,5	3,0	3,5	-

Segundo a ND 65 da ELEKTRO, o ajuste máximo que pode ser aplicado para a sub/sobrefrequência é de 3 Hz, para mais ou para menos. Para a ND 5.31 da CEMIG, o ajuste máximo é de 3,5 Hz no caso de subfrequência. Portanto, o ajuste de 1,5 Hz é o único que pode ser aplicado para proteção instantânea contra ilhamento, levando em consideração o modelo implementado no ATP, tanto no ponto de vista de valor quanto no de tempo de atuação.

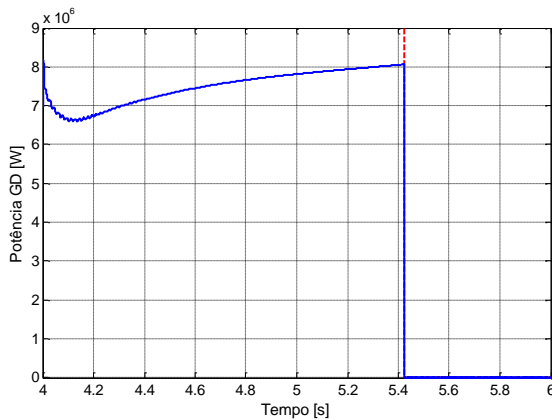
Na Figura 5.8 é possível notar o comportamento da potência gerada pelo acessante logo depois da situação de ilhamento. Nota-se que em todos os casos se comportou de forma coerente e após a atuação do relé convergiram para 0 W. Em relação ao ilhamento, a potência se eleva para suprir a carga, como também pode ser observado. O trip é dado no instante marcado pela linha vermelha tracejada nos gráficos.



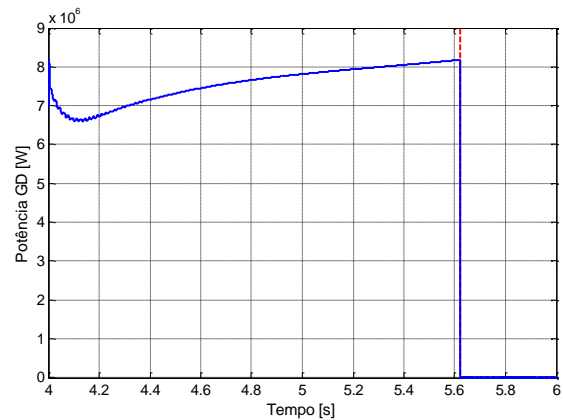
a) Potência Ativa do GD para ajuste de 1,5 Hz.



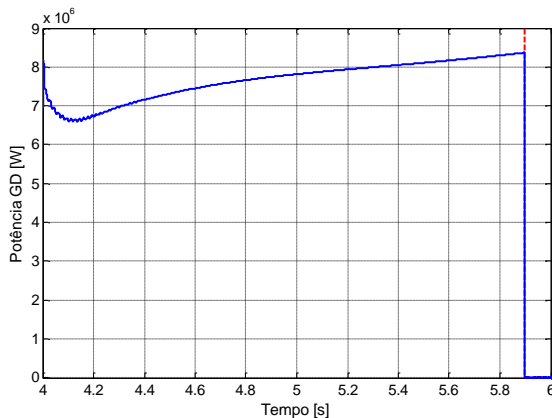
b) Potência Ativa do GD para o ajuste de 2 Hz.



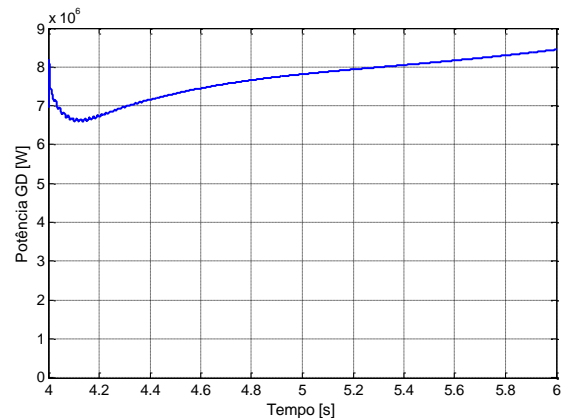
c) Potência Ativa do GD para ajuste de 2,5 Hz.



d) Potência Ativa do GD para o ajuste de 3 Hz.



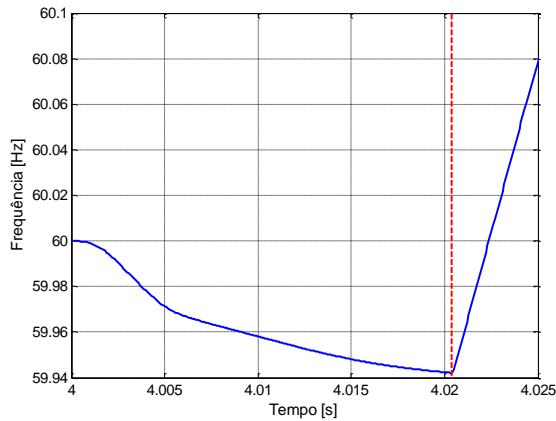
e) Potência Ativa do GD para ajuste de 3,5 Hz.



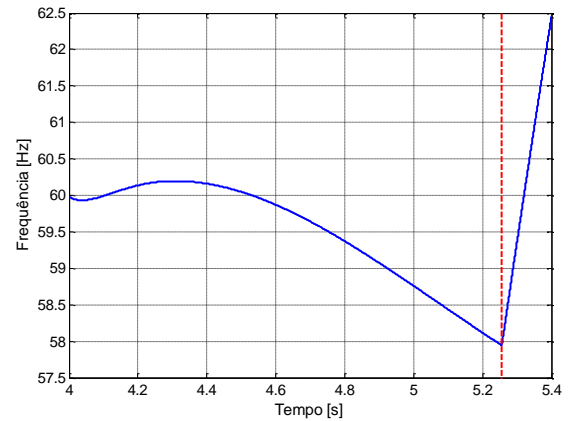
f) Potência Ativa do GD para o ajuste de 4 Hz.

Figura 5. 8 - Potência ativa do GD para 100% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.

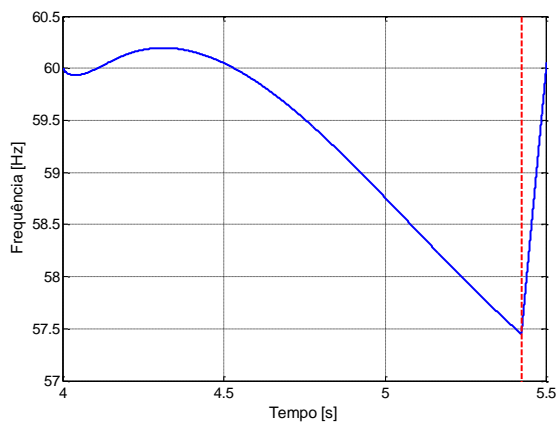
As Figuras 5.9 e 5.10 mostram o comportamento da frequência para os ajustes. A Figura 5.9 apresenta a frequência medida no sistema e que alimenta a entrada analógica do relé. É possível notar que a mesma não atinge os valores de 64 e 56 Hz, portanto o último ajuste não atuou no caso apresentado. Além disso, o comportamento dessa variável muda bruscamente após o trip do relé, representado pela linha tracejada vermelha.



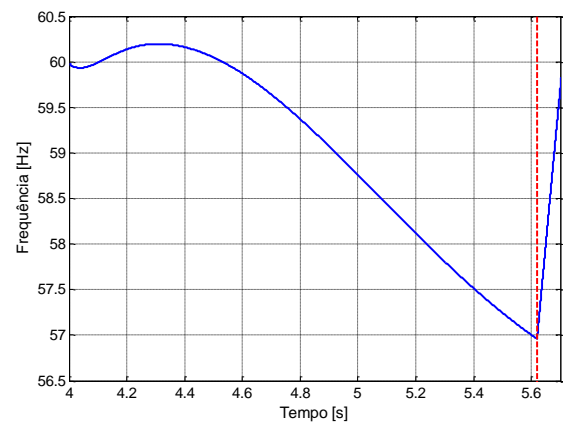
a) Frequência para ajuste de 1,5 Hz.



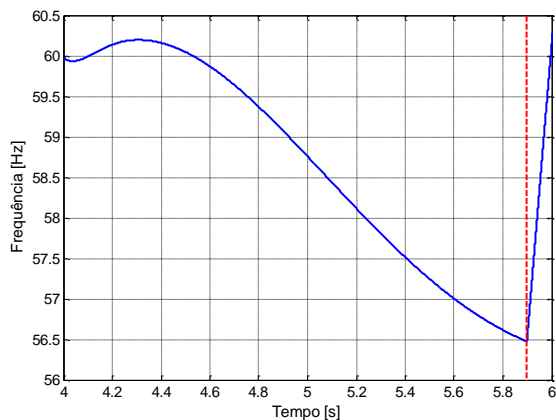
b) Frequência para o ajuste de 2 Hz.



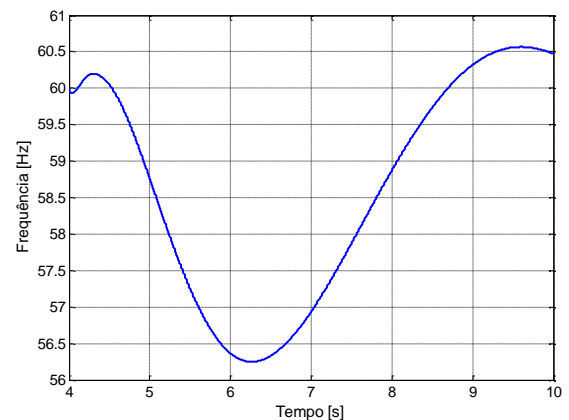
c) Frequência para ajuste de 2,5 Hz.



d) Frequência para o ajuste de 3 Hz.



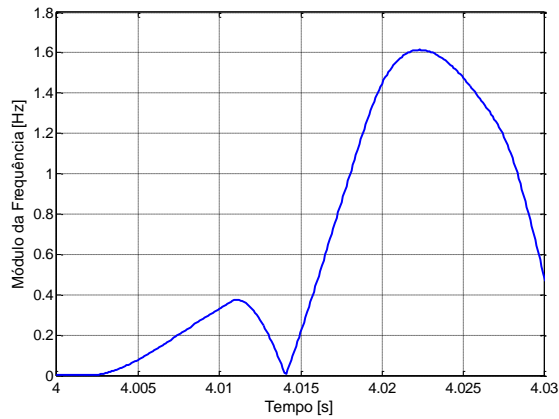
e) Frequência para ajuste de 3,5 Hz.



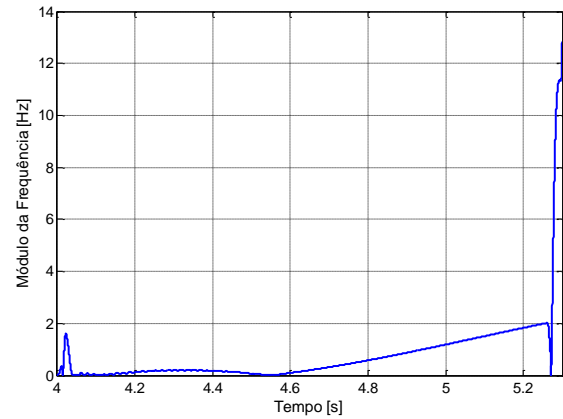
f) Frequência para o ajuste de 4 Hz.

Figura 5.9 - Frequência do sistema para 100% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.

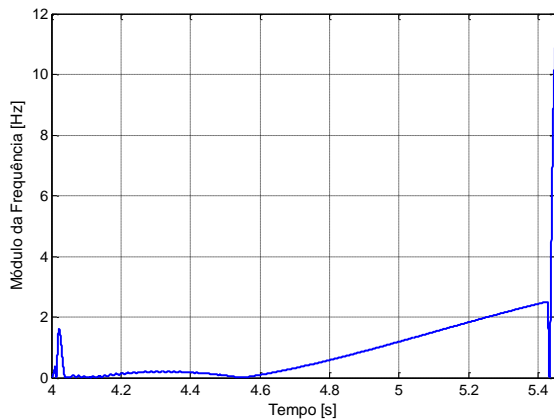
Na figura 5.10, é possível analisar o módulo da frequência, calculada em razão da lógica do relé. A mesma análise feita para o valor absoluto da frequência serve para esse caso, pois se tratam de valores proporcionais. Nota-se que o tempo de abertura apresentado na Tabela 5.1 é exatamente o mesmo de quando o valor do módulo atinge os ajustes para os casos, validando a lógica implementada.



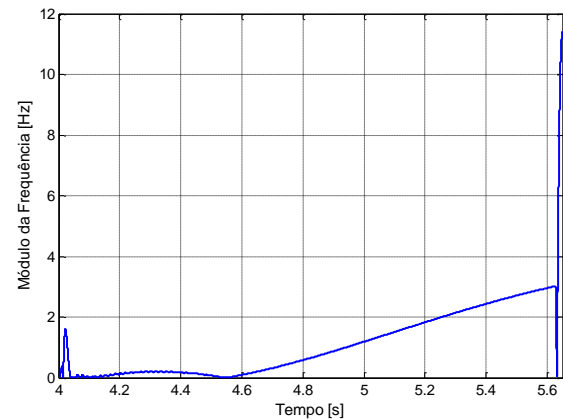
a) Módulo da frequência para ajuste de 1,5 Hz.



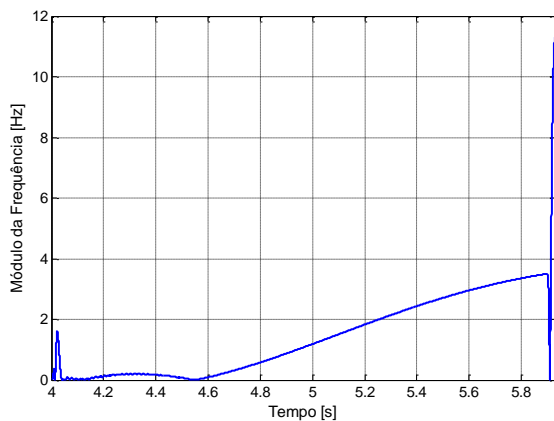
b) Módulo da frequência para o ajuste de 2 Hz.



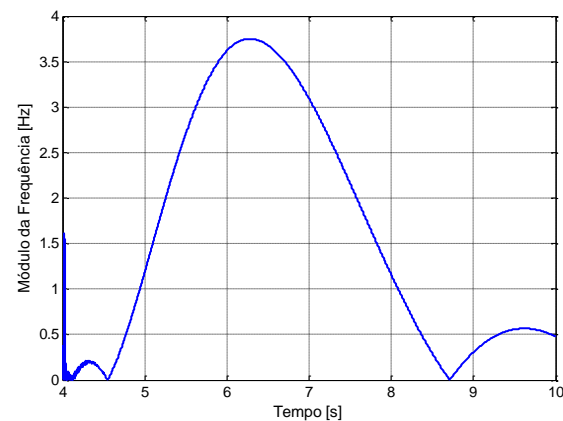
c) Módulo da frequência para ajuste de 2,5 Hz.



d) Módulo da frequência para o ajuste de 3 Hz.



e) Módulo da frequência para ajuste de 3,5 Hz.



f) Módulo da frequência para o ajuste de 4 Hz.

**Figura 5.10 - Variação absoluta da frequência do sistema para 100% de geração e atuação por sub/sobrefrequência**

O algoritmo interno de tomada de decisão do relé tem como premissa os valores apresentados nos gráficos da Figura 5.10, ou seja, a entrada dos ajustes é dada pelo valor requerido absoluto, para mais ou para menos. Sendo assim, o objetivo de se calcular e analisar o módulo da sub/sobrefrequência é auxiliar no entendimento do modelo.

#### 5.4.2 Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 50% de Potência

Assim como foram feitos os testes para o caso do acessante fornecendo a potência máxima de sua planta, na sequência serão apresentados os resultados das simulações da detecção de ilhamento pelo relé por sub/sobrefrequência com o GD fornecendo 50% de sua potência máxima. Diferente do que aconteceu para o caso anterior, em todos os ajustes simulados, de 1,5 a 4 Hz, o modelo atuou, como pode ser notado na Tabela 5.2. Além disso, em todos os ajustes o relé atuou em tempo hábil, sendo que para as configurações de 1,5 e 4 Hz o mesmo enviou o trip para o disjuntor de conexão em 125 e 360 milissegundos aproximadamente, representando o melhor e o pior caso, respectivamente.

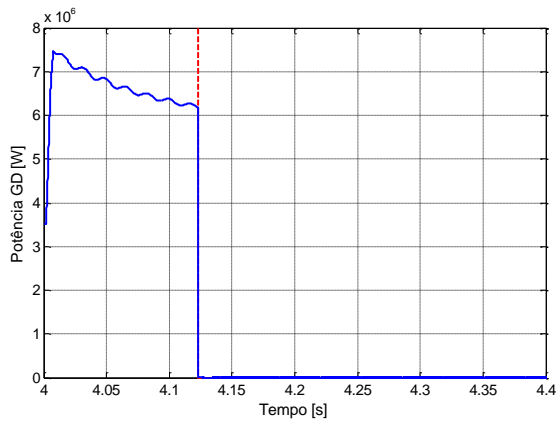
**Tabela 5.2 - Valores por Sub/Sobrefrequência para geração em 50%.**

VALORES	AJUSTE (Hz)					
	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
<b>TRIP (s)</b>	0,125	0,167	0,214	0,262	0,310	0,361
<b>POTÊNCIA MÁXIMA (MW)</b>	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
<b>FREQUÊNCIA NA ATUAÇÃO (Hz)</b>	58,3	57,8	57,3	56,8	56,3	55,8
<b>MÓDULO NA ATUAÇÃO (Hz)</b>	1,6	2,2	2,6	3,1	3,5	4,1

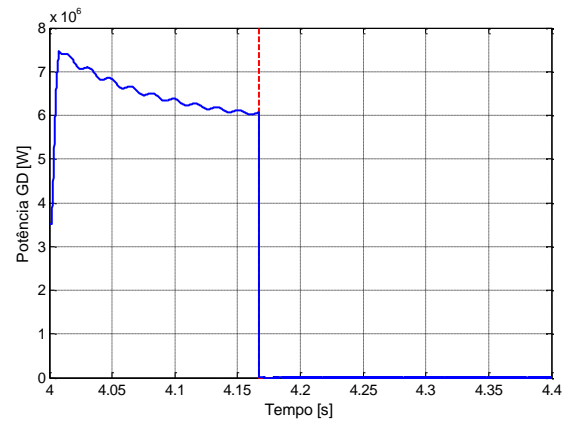
Ainda com relação ao ajuste de 4 Hz, para o caso de menor geração este foi sensibilizado e atuou, pois a variação na potência ativa de geração foi maior que para o caso anterior, conforme pode ser observado nos gráficos da Figura 5.11. Em todos os ajustes, a potência saiu de 3,5 MW e atingiu aproximadamente 7,5 MW, para tentar manter a requerida pela carga. No caso de geração em 100% a variação foi menor, com uma variação para o pior caso (4 Hz) de aproximadamente 2,75 MW. A linha vermelha tracejada apresenta o momento do trip dado pelo relé.

Os comportamentos da frequência estão apresentados nas Figuras 5.12 e 5.13, frequência do sistema e módulo da frequência calculado pelo relé, respectivamente. Como pode ser notado na primeira figura, para todos os casos a frequência se comportou de forma correta, ou seja, quanto maior a variação da potência gerada, maior foi a variação desta. Além disso, percebe-se que a atuação ocorre tão logo a frequência alcança o valor ajustado em todos os casos, podendo ser notado pela variação brusca em seu valor que tendia a continuar aumentando. Assim como para a Figura 5.11, o trip enviado pelo relé é representado pela linha tracejada em vermelho.

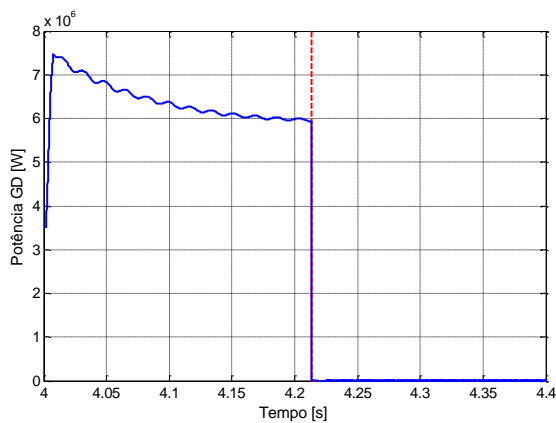
A Figura 5.13 é apresentada para confirmar a eficiência do relé modelado, uma vez que comprova de maneira gráfica a variável interna utilizada para tomada de decisão. Assim como no caso dos gráficos das frequências, nota-se que o sinal de trip é enviado no momento em que o módulo chega ao valor ajustado. Após a atuação, o comportamento da frequência passa a ser indiferente, pois não está sendo fornecida potência para a mesma.



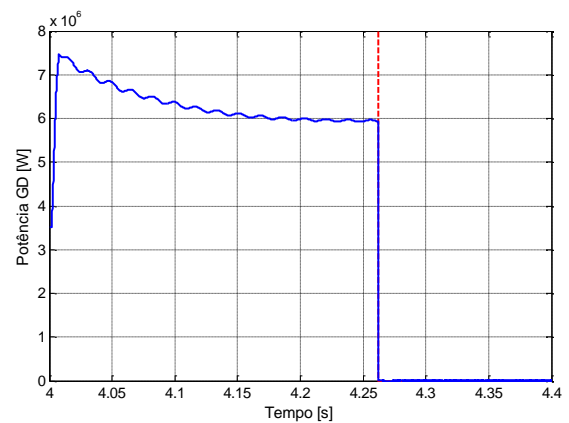
a) Potência Ativa do GD para ajuste de 1,5 Hz.



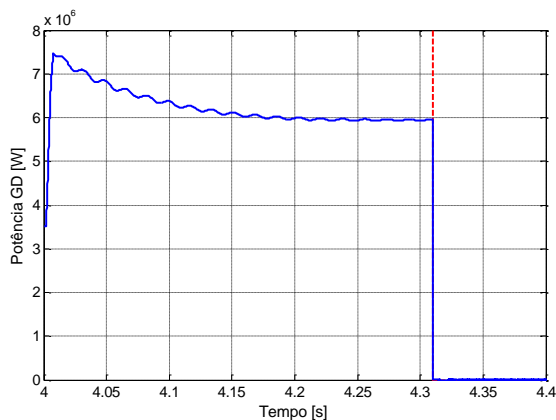
b) Potência Ativa do GD para o ajuste de 2 Hz.



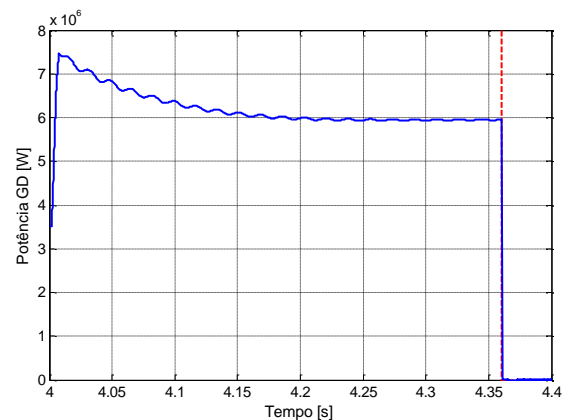
c) Potência Ativa do GD para ajuste de 2,5 Hz.



d) Potência Ativa do GD para o ajuste de 3 Hz.

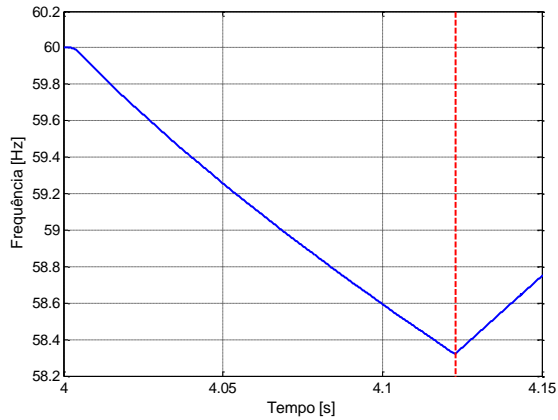


e) Potência Ativa do GD para ajuste de 3,5 Hz.

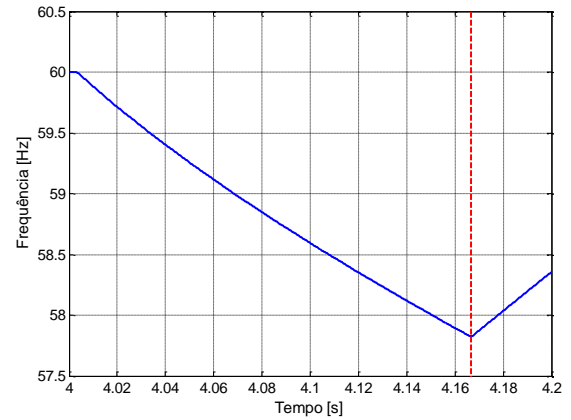


f) Potência Ativa do GD para o ajuste de 4 Hz.

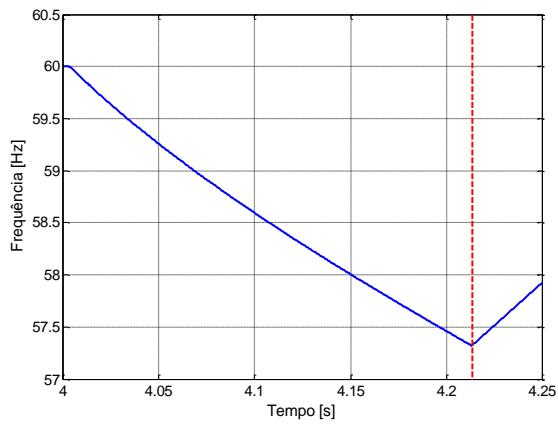
Figura 5.11 - Potência Ativa do GD para 50% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.



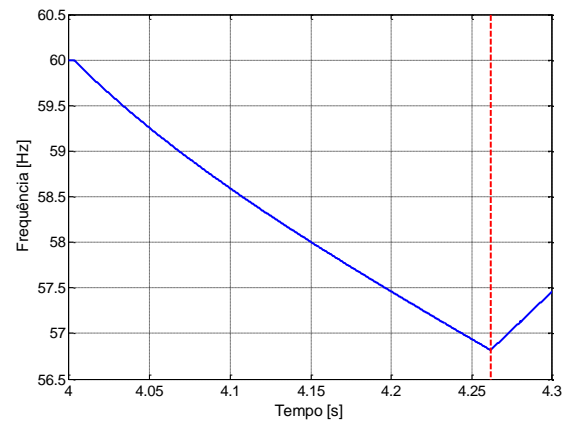
a) Frequência para ajuste de 1,5 Hz.



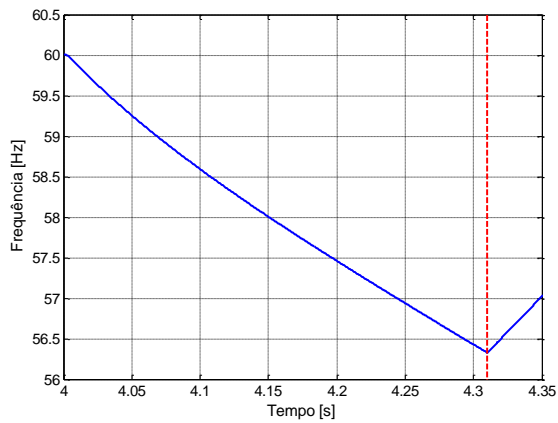
b) Frequência para o ajuste de 2 Hz.



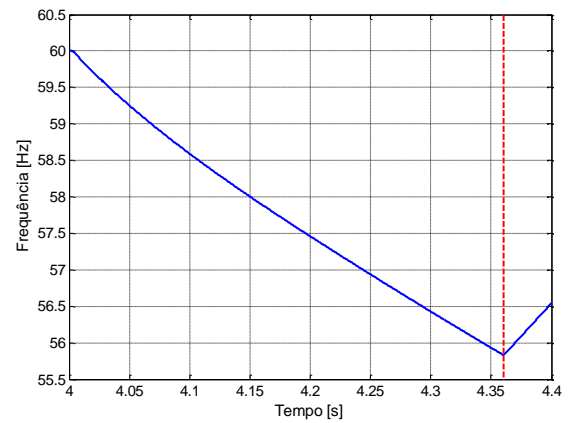
c) Frequência para ajuste de 2,5 Hz.



d) Frequência para o ajuste de 3 Hz.

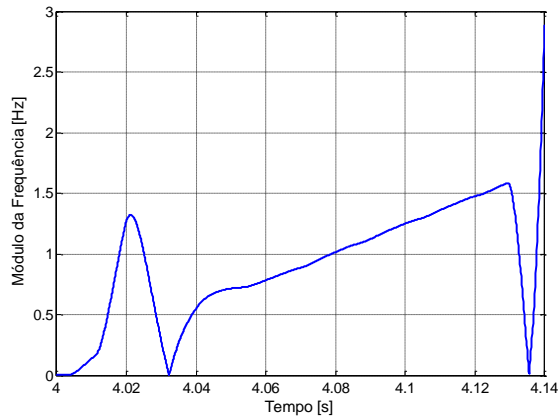


e) Frequência para ajuste de 3,5 Hz.

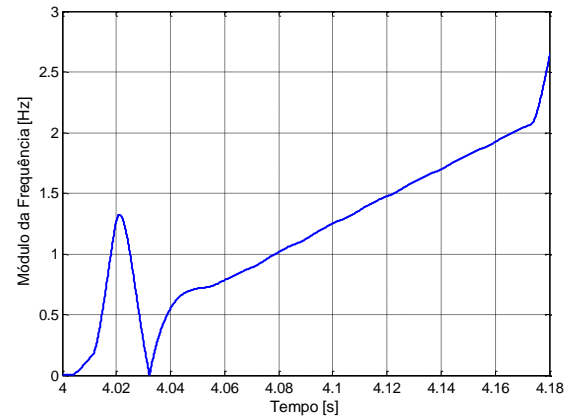


f) Frequência para o ajuste de 4 Hz.

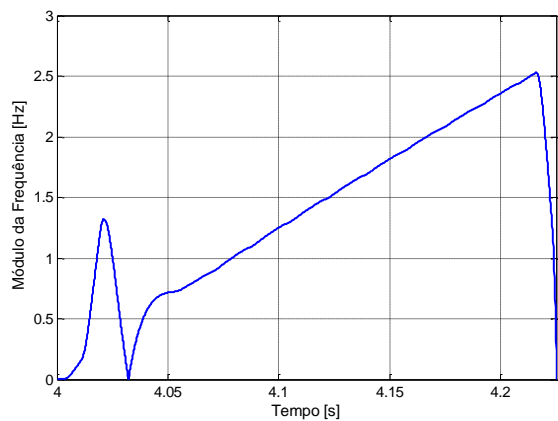
Figura 5.12 - Frequência do sistema para 50% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.



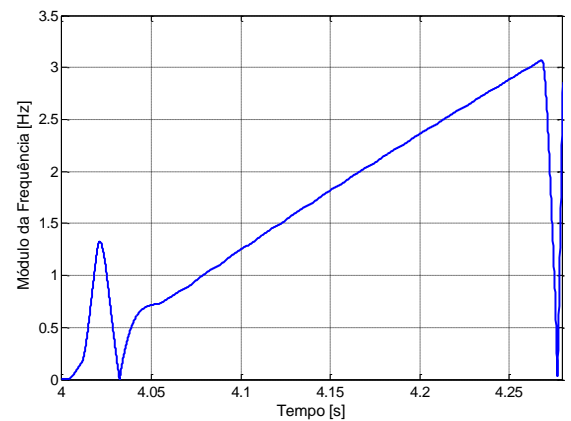
a) Módulo da frequência para ajuste de 1,5 Hz.



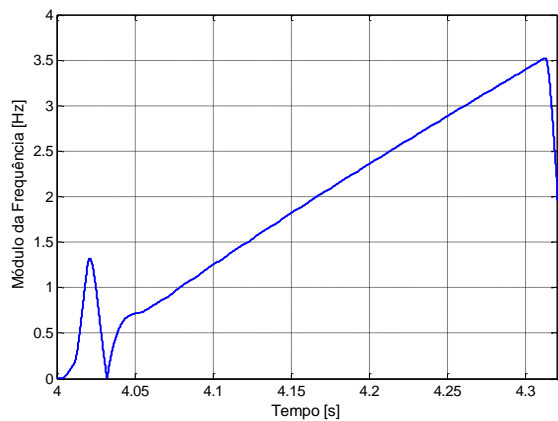
b) Módulo da frequência para o ajuste de 2 Hz.



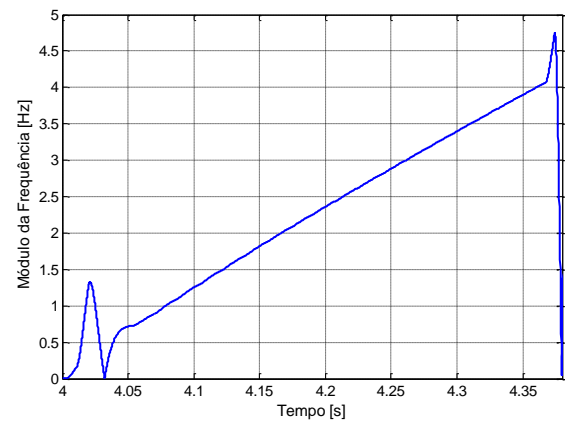
c) Módulo da frequência para ajuste de 2,5 Hz.



d) Módulo da frequência para o ajuste de 3 Hz.



e) Módulo da frequência para ajuste de 3,5 Hz.



f) Módulo da frequência para o ajuste de 4 Hz.

**Figura 5.13 - Módulo da frequência do sistema para 50% de geração e atuação por sub/sobrefrequência.**

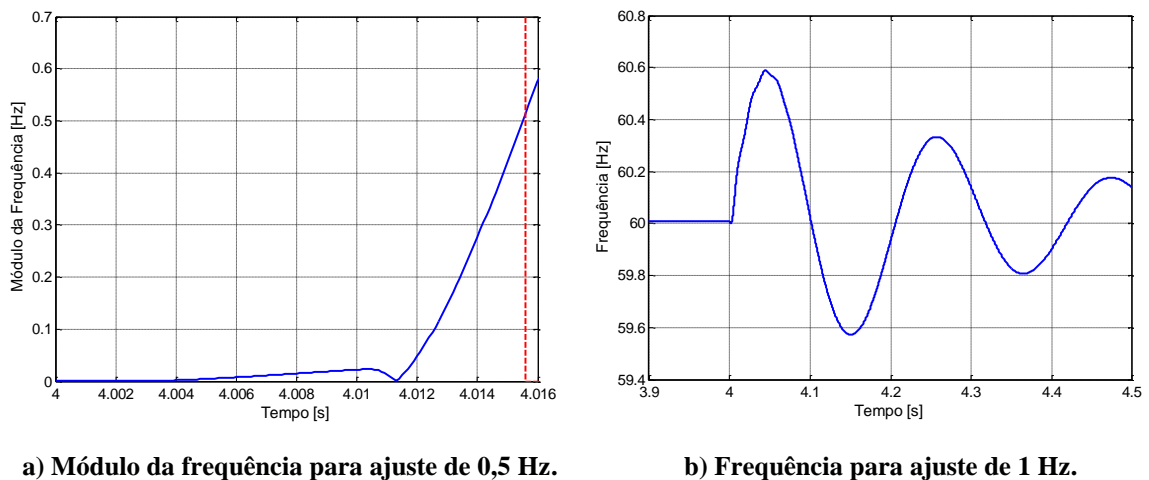
#### 5.4.3 Simulação de Chaveamento de Carga

O chaveamento de carga foi ensaiado com o relé de sub/sobrefrequência inserido no sistema, para os ajustes de 0,5 e 1, sendo que a partir deste segundo valor a variação da frequência não foi detectada. Como foi descrito no capítulo 4, o chaveamento foi realizado inserindo 50% da carga, pior

situação prevista para o sistema. Os gráficos apresentados na sequência mostram os sinais de trip, o módulo da frequência para o ajuste de 0,5 Hz e a frequência do sistema após o chaveamento. Vale lembrar que para os dois casos o GD está fornecendo 7 MW.

A Figura 5.14 apresenta o tempo de atuação do modelo e o comportamento para o ajuste de 0,5 Hz. Assim como foi mostrado no item 5.3, a maior variação no valor da frequência era esperada para este caso, aproximadamente 0,6 Hz. Sendo assim esperava-se que o relé de sub/sobrefrequência atuasse para este ajuste, como ocorreu na simulação. O valor de 0,5 Hz não é recomendado nas normas apresentadas neste trabalho. Logo, esta atuação além de prevista apresentou um tempo satisfatório de atuação, validando o modelo quanto a esse ajuste não recomendado.

A partir do ajuste de 1 Hz o modelo não atua, como pode ser notado no gráfico da Figura 5.14. Em 5.14(b) foi detalhado o comportamento da frequência do sistema após o chaveamento aplicado, com isso é possível notar que o valor máximo da frequência atinge 60,6 Hz. Vale a pena lembrar que um chaveamento de 50% da carga de um sistema como o apresentado neste trabalho é raramente visto, levando em consideração que na prática dificilmente é chaveado essa carga, pois as mesmas são distribuídas entre vários consumidores. A linha vermelha tracejada mostra o instante do trip.



**Figura 5.14 - Resultados por sub/sobrefrequência para chaveamento de carga e ajuste de 0,5 e 1 Hz.**

## 5.5 Validação do Modelo do Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF)

Assim como foi feito para o caso anterior, neste subitem estão apresentados os resultados das simulações do Relé da Taxa de Variação de Frequência (ROCOF) na detecção de ilhamento em geração distribuída. Como o estudo das normas visto no capítulo 3 não apresenta nenhuma diretriz acerca de valores para o ajuste dessa função, foram analisados os mesmos empregados para o caso de sub/sobrefrequência. Os resultados estão divididos como no modelo anterior.

### 5.5.1 *Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 100% de Potência*

Inicialmente foi configurada a geração do acessante para o caso de máxima potência fornecida, como foi explicado no capítulo 4. O disjuntor que desconecta a subestação do restante do sistema foi programado para abertura em 4 segundos após o início da simulação. Os resultados são apresentados na sequência.

Para todos os casos ajustados, o ROCOF atuou, como pode ser observado na Tabela 5.3. Em todos os ajustes o modelo enviou sinal de trip para a abertura do disjuntor que efetua o paralelismo entre o acessante e a concessionária em tempo hábil estabelecido por algumas normas, como exemplo da ND 65. Como era esperado, quanto maior o ajuste aplicado, maior também o tempo de desconexão do GD. Vale a pena lembrar que o sinal de abertura é lógico e ocorre quando da passagem de 1 para 0 do estado do ROCOF.

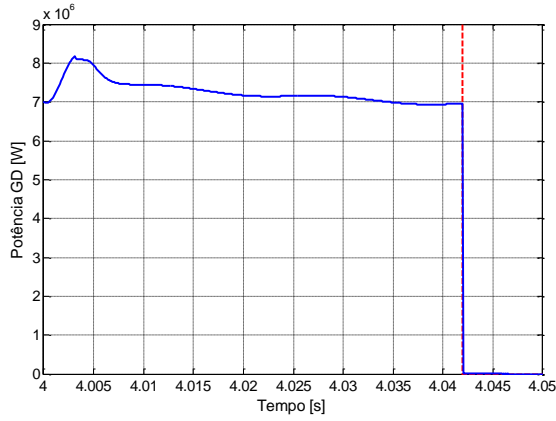
**Tabela 5.3 - Valores do ROCOF para geração em 100%.**

VALORES	AJUSTE (Hz/s)					
	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
<b>TRIP (s)</b>	0,042	0,046	0,049	0,053	0,057	0,064
<b>POTÊNCIA MÁXIMA (MW)</b>	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
<b>FREQUÊNCIA NA ATUAÇÃO (Hz)</b>	59,93	59,93	59,93	59,93	59,94	59,94
<b>MÓDULO NA ATUAÇÃO (Hz/s)</b>	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

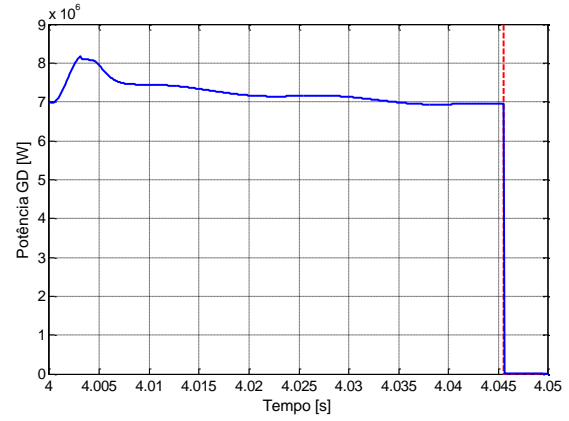
Os comportamentos da potência ativa fornecida pelo GD estão representados nos gráficos da Figura 5.15. Como pode ser observado, quando ocorre o ilhamento, o gerador fica exposto e mais solicitado pela carga, logo sua geração tende a aumentar. Para todos os casos apresentados o valor máximo ficou próximo de 8 MW e o fornecimento cessa quando o relé atua.

O comportamento da potência ativa se reflete na frequência do sistema, conforme apresentado nas Figuras 5.16 e 5.17. Percebe-se na Figura 5.16 que quanto maior o ajuste, menos sensível a detecção do ilhamento e consequentemente, maior é o tempo de atuação. Os gráficos mostram o valor absoluto da frequência logo após a ocorrência do ilhamento no sistema.

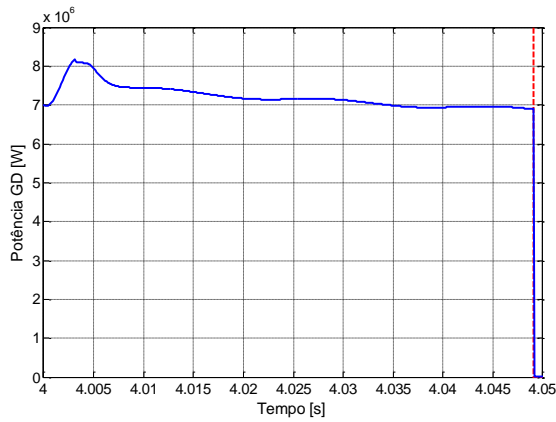
Segundo a lógica interna do ROCOF, a tomada de decisão é feita pela taxa de variação da frequência (Hz/s) e não pelo valor absoluto. Com isso os gráficos da Figura 5.17 mostram o comportamento da taxa de variação em módulo. Vale lembrar, que para os gráficos, a linha vermelha tracejada indica o instante em que o relé atuou.



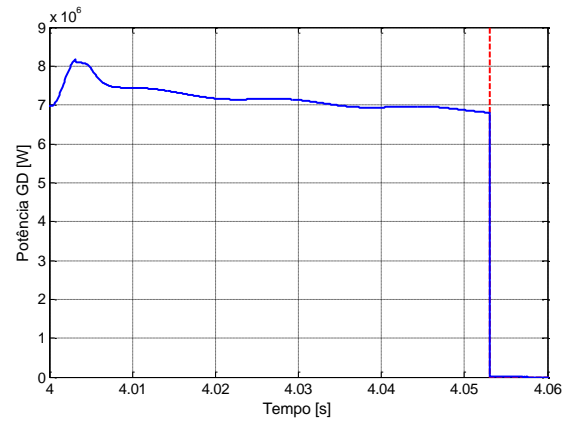
a) Potência Ativa do GD para ajuste de 1,5 Hz/s.



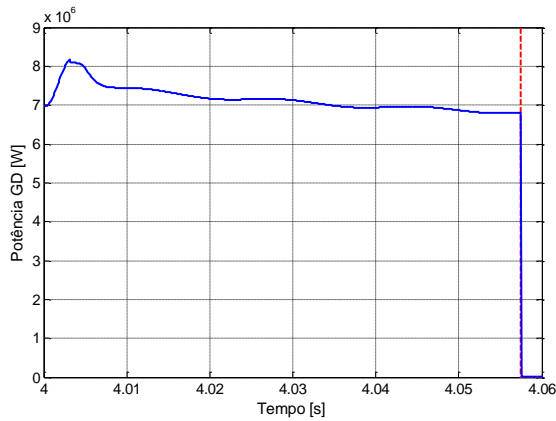
b) Potência Ativa do GD para o ajuste de 2 Hz/s.



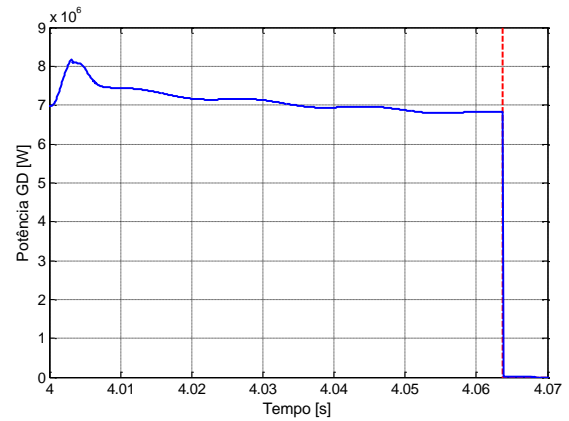
c) Potência Ativa do GD para ajuste de 2,5 Hz/s.



d) Potência Ativa do GD para o ajuste de 3 Hz/s.

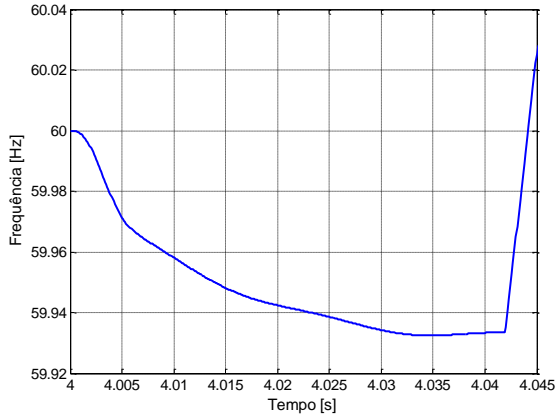


e) Potência Ativa do GD para ajuste de 3,5 Hz/s.

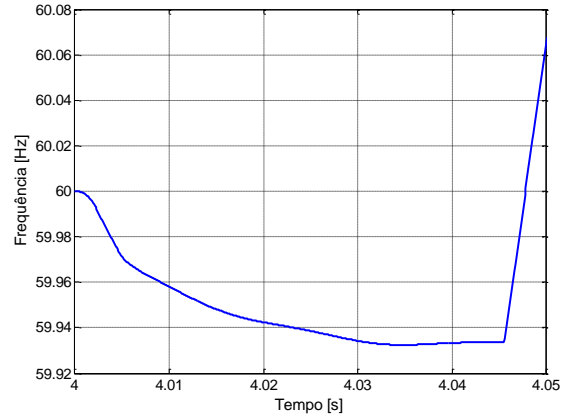


f) Potência Ativa do GD para o ajuste de 4 Hz/s.

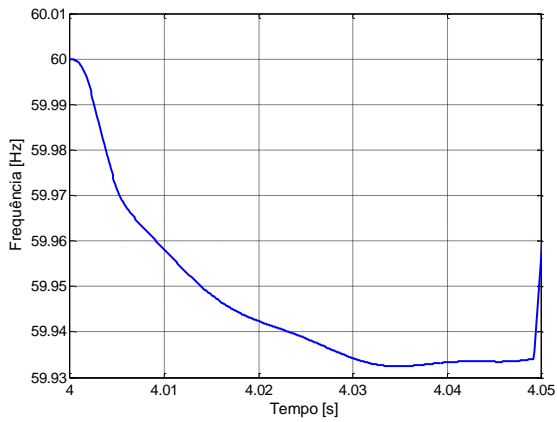
Figura 5.15 - Potência Ativa do GD para 100% de geração e atuação do ROCOF.



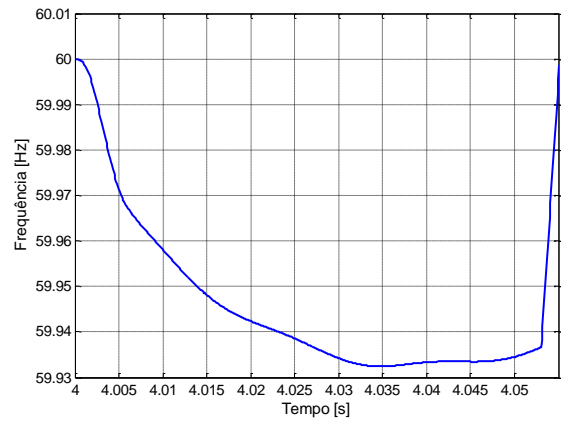
a) Frequência para ajuste de 1,5 Hz/s.



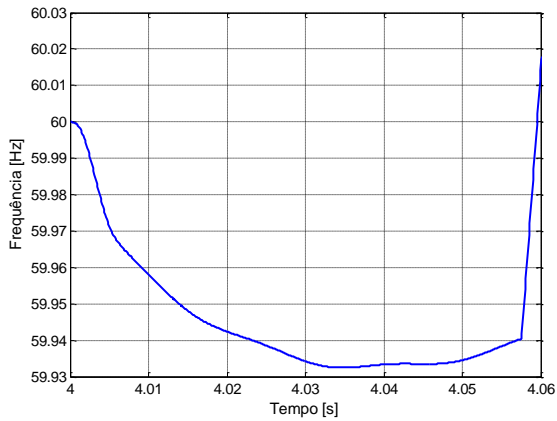
b) Frequência para o ajuste de 2 Hz/s.



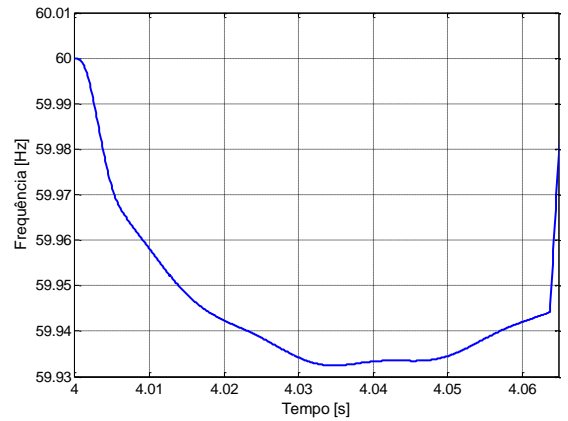
c) Frequência para ajuste de 2,5 Hz/s.



d) Frequência para o ajuste de 3 Hz/s.

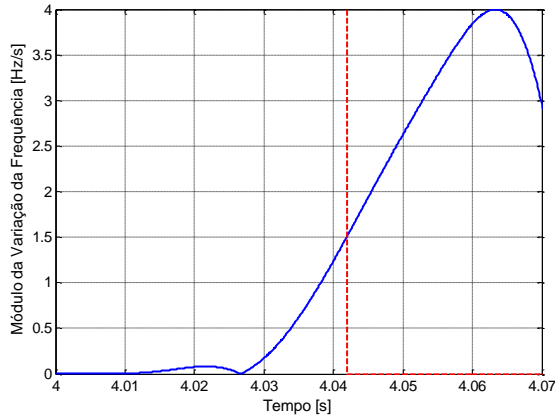


e) Frequência para ajuste de 3,5 Hz/s.

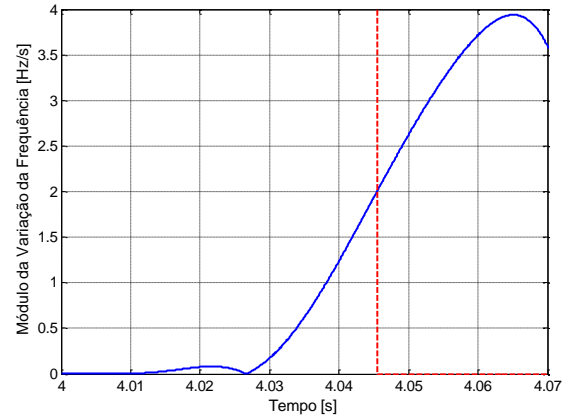


f) Frequência para o ajuste de 4 Hz/s.

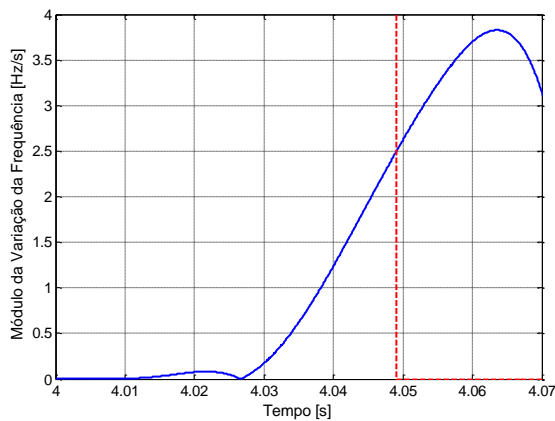
Figura 5.16 - Frequência do sistema para 100% de geração e atuação do ROCOF.



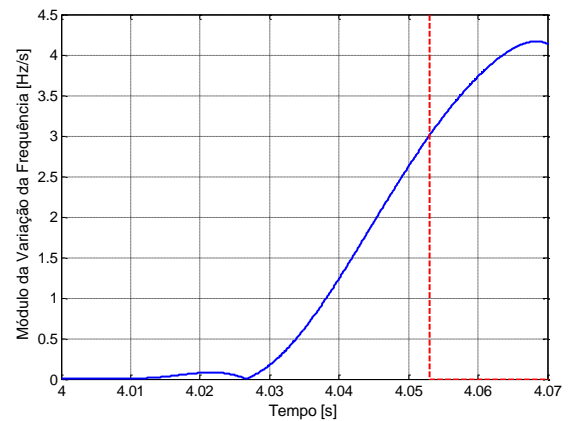
a) Módulo para ajuste de 1,5 Hz/s.



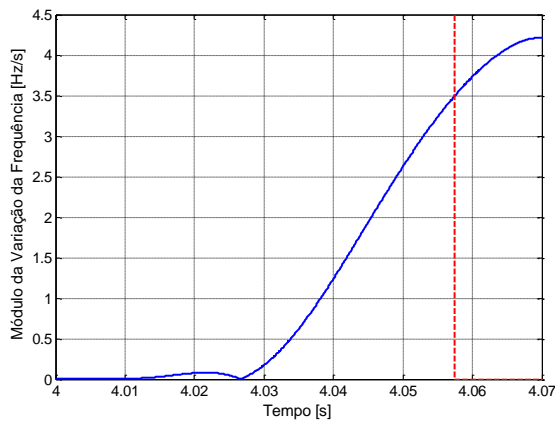
b) Módulo para o ajuste de 2 Hz/s.



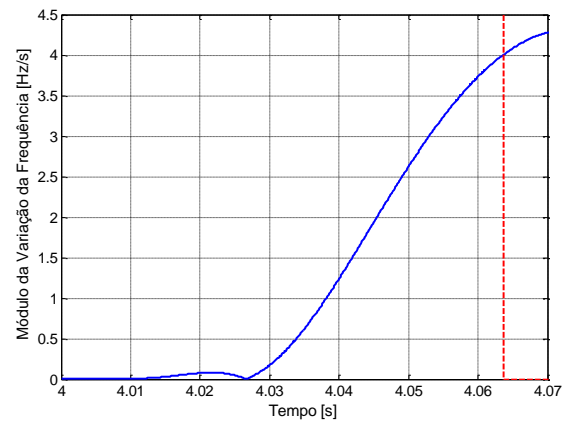
c) Módulo para ajuste de 2,5 Hz/s.



d) Módulo para o ajuste de 3 Hz/s.



e) Módulo para ajuste de 3,5 Hz/s.



f) Módulo para o ajuste de 4 Hz/s.

Figura 5.17 - Módulo da variação da frequência do sistema para 100% de geração e atuação do ROCOF.

### 5.5.2 Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 50% de Potência

Logo após os testes com 100% no fornecimento do acessante, foram realizadas as simulações com produção de 0,5 p.u. de potência e ilhamento detectado pelo modelo de relé de taxa de variação de frequência. Os resultados gráficos são apresentados nas Figuras 5.18 a 5.20. O modelo atuou para todos os ajustes, conforme Tabela 5.4, assim como era esperado, uma vez que para o caso de

ilhamento com 50% da geração a tendência é a frequência do sistema variar de forma mais abrupta. Dessa forma, os ajustes empregados sensibilizaram o relé de forma satisfatória, interrompendo a situação de ilhamento em no máximo 94 milissegundos. Se comparado com a situação de ilhamento anterior, o modelo atuou mais rápido para os ajustes de 1,5 e 2 Hz/s, sendo que para os demais a atuação foi mais demorada que para o caso de ilhamento com geração máxima. Isso se deve ao fato que quando há ocorrência do ilhamento para 50% de geração, a frequência sofre uma variação abrupta nos primeiros instantes, sendo amenizado na sequência, comportamento que fica evidente nos gráficos do módulo da taxa de variação (Figura 5.20).

**Tabela 5.4 - Valores do ROCOF para geração em 50%.**

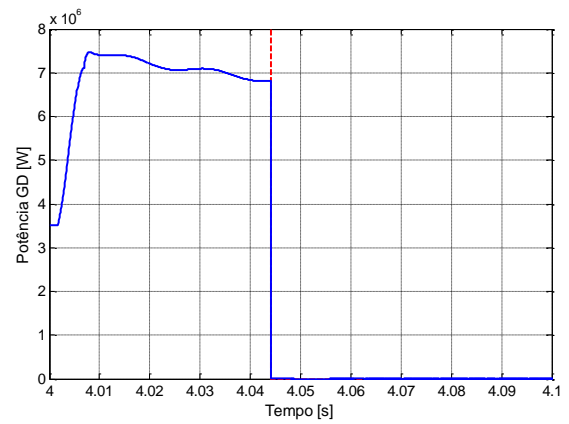
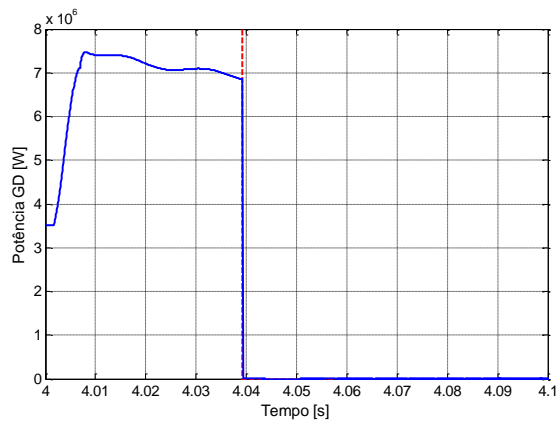
VALORES	AJUSTE (Hz/s)					
	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
<b>TRIP (s)</b>	0,039	0,044	0,052	0,09	0,093	0,094
<b>POTÊNCIA MÁXIMA (MW)</b>	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
<b>FREQUÊNCIA NA ATUAÇÃO (Hz)</b>	59,4	59,3	59,2	58,7	58,7	58,7
<b>MÓDULO NA ATUAÇÃO (Hz/s)</b>	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

O comportamento da potência ativa está apresentado na Figura 5.18, para os diferentes ajustes. Como pode ser notada, esta varia de forma mais acentuada para o caso de geração em 100%, assim como ocorreram para as simulações por sub/sobrefrequência. Vale a pena lembrar que esta variação se reflete diretamente no comportamento da frequência após o ilhamento não intencional, conforme explicado anteriormente.

As Figuras 5.19 e 5.20 mostram a frequência do sistema e o módulo da taxa de variação calculado pelo relé, respectivamente. De acordo com os resultados observa-se que a maior variação na geração busca suprir a carga, que outrora era dividida entre acessante e subestação, causando uma queda mais acentuada nos valores de frequência. Como era esperado, o ROCOF atuou mais rápido que de sub/sobrefrequência, pois o segundo toma decisão com base na taxa de queda, como pode ser constatado na Figura 5.20. Sendo assim, para o pior caso (ajuste de 4 Hz/s) o modelo atuou com uma frequência absoluta de aproximadamente 58,7 Hz, tempo de resposta semelhante ao ajuste de 1,5 Hz no primeiro modelo.

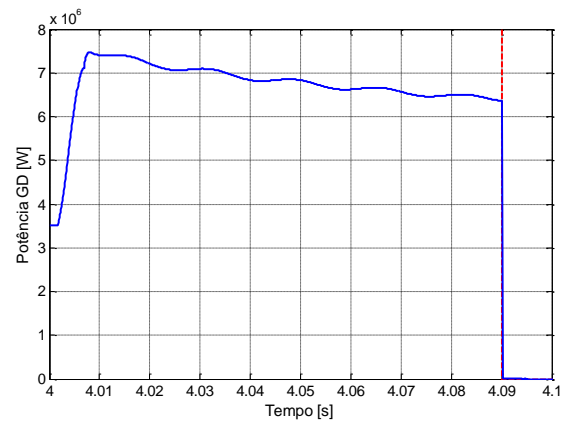
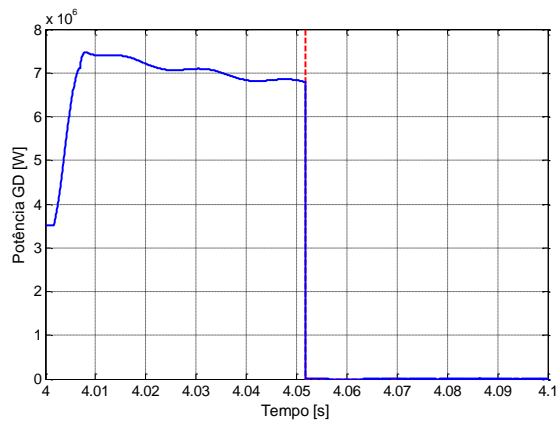
O comportamento do módulo da taxa de variação da frequência para os ajustes é apresentado na Figura 5.20. Como dito, o modelo atuou para todos os casos de forma satisfatória, porém esperava-se que o tempo fosse menor que o caso de geração em 100%. Observando o comportamento da taxa de variação da frequência conclui-se que apesar do tempo de resposta, o relé atuou de forma coerente com o comportamento do sistema. Além disso, tanto para os gráficos do comportamento da potência

quanto para os de módulo da taxa de variação da frequência, foram inseridos o sinal de trip do modelo, representado pela linha vermelha tracejada.



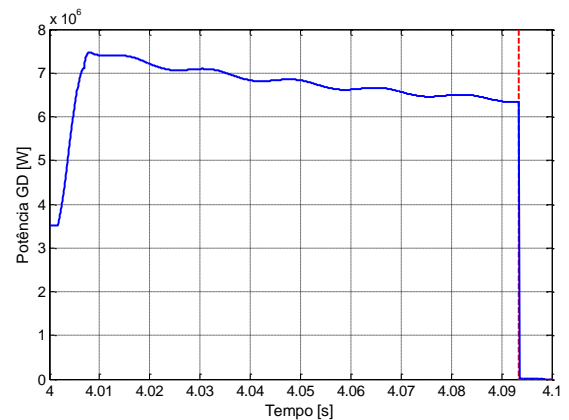
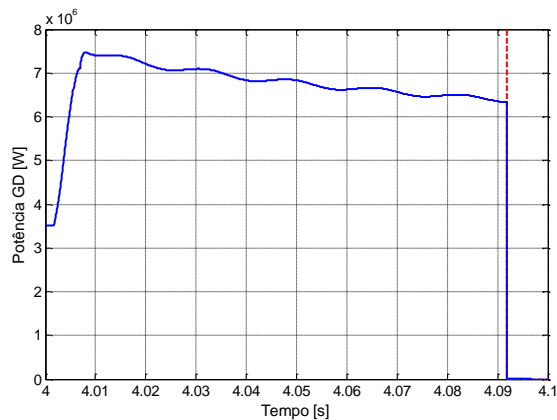
a) Potência Ativa do GD para ajuste de 1,5 Hz/s.

b) Potência Ativa do GD para o ajuste de 2 Hz/s.



c) Potência Ativa do GD para ajuste de 2,5 Hz/s.

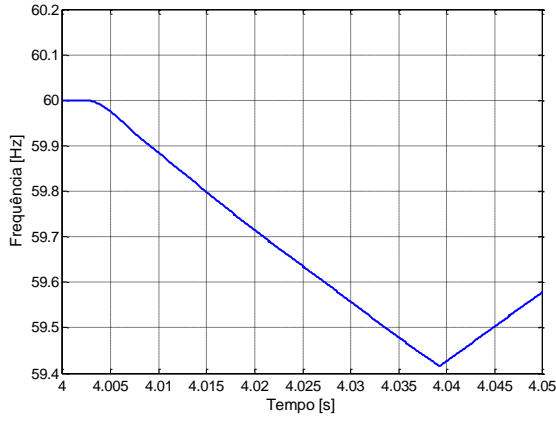
d) Potência Ativa do GD para o ajuste de 3 Hz/s.



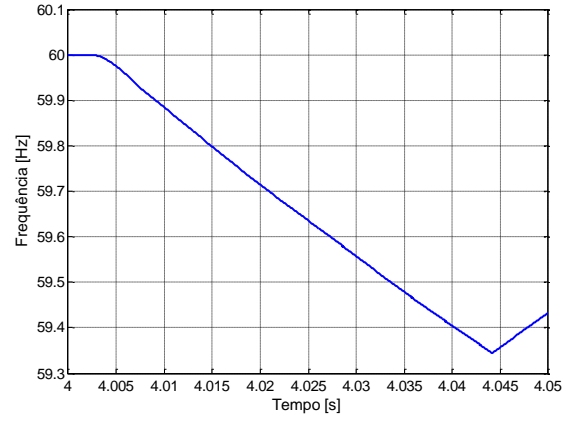
e) Potência Ativa do GD para ajuste de 3,5 Hz/s.

f) Potência Ativa do GD para o ajuste de 4 Hz/s.

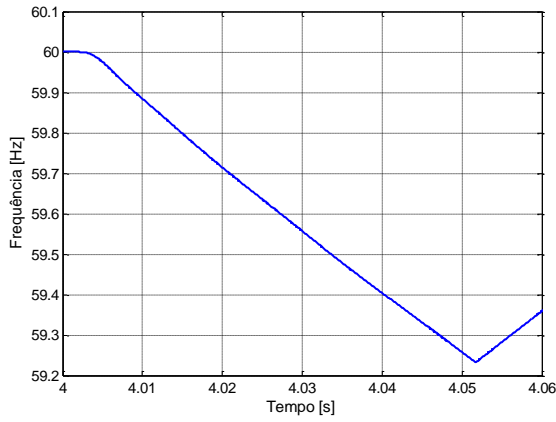
Figura 5.18 - Potência Ativa do GD para 50% de geração e atuação do ROCOF.



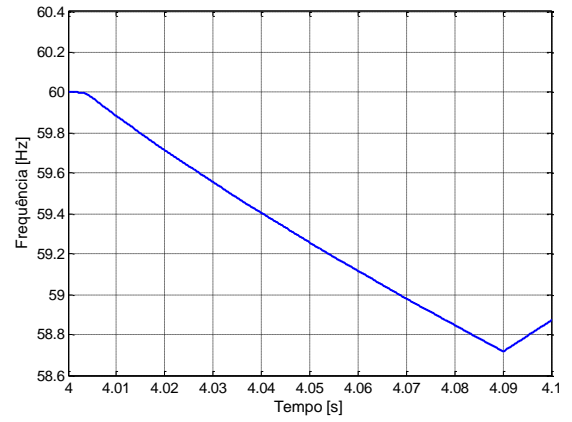
a) Frequência para ajuste de 1,5 Hz/s.



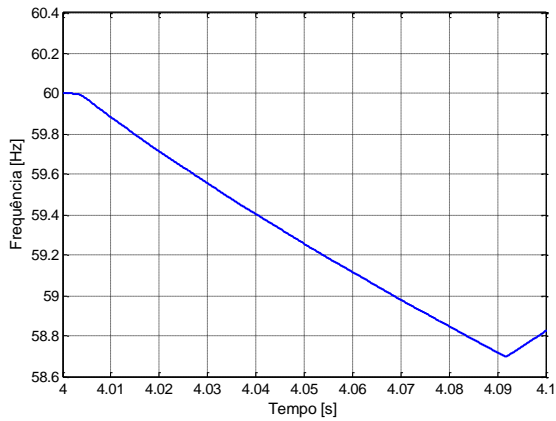
b) Frequência para o ajuste de 2 Hz/s.



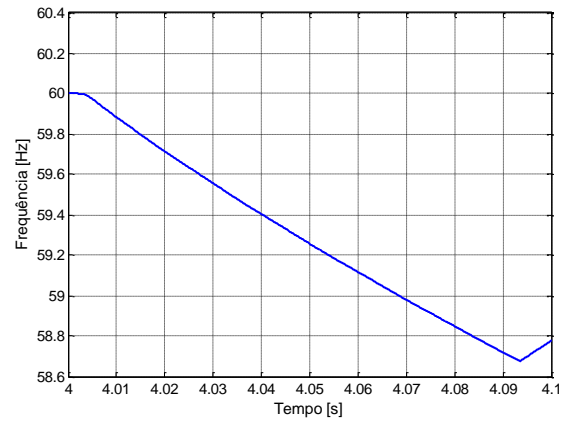
c) Frequência para ajuste de 2,5 Hz/s.



d) Frequência para o ajuste de 3 Hz/s.

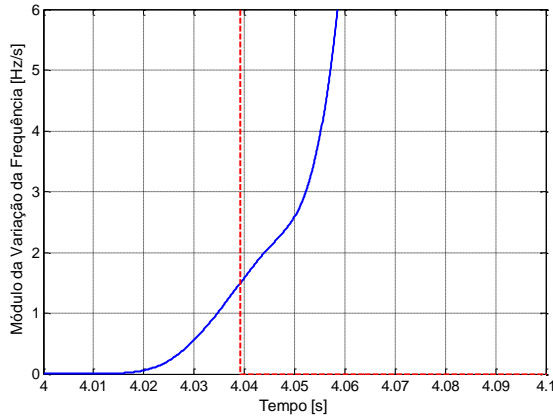


e) Frequência para ajuste de 3,5 Hz/s.

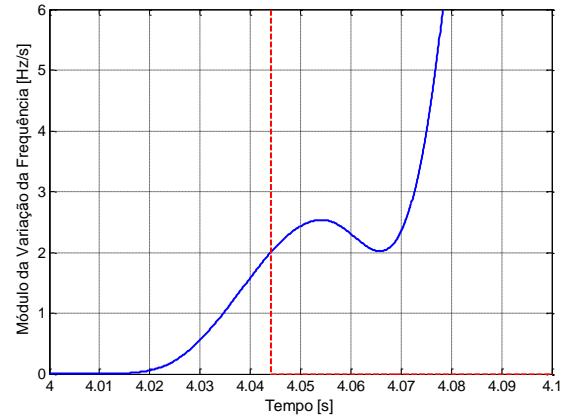


f) Frequência para o ajuste de 4 Hz/s.

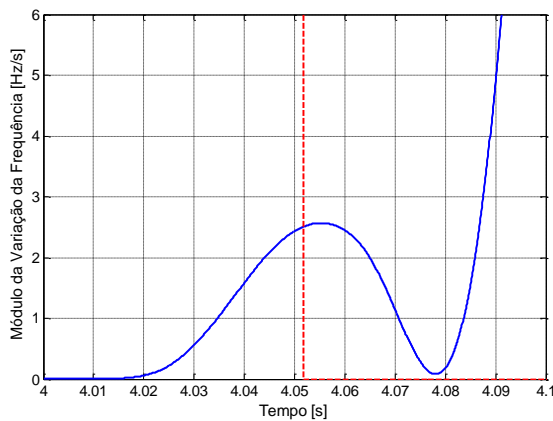
Figura 5.19 - Frequência do sistema para 50% de geração e atuação do ROCOF.



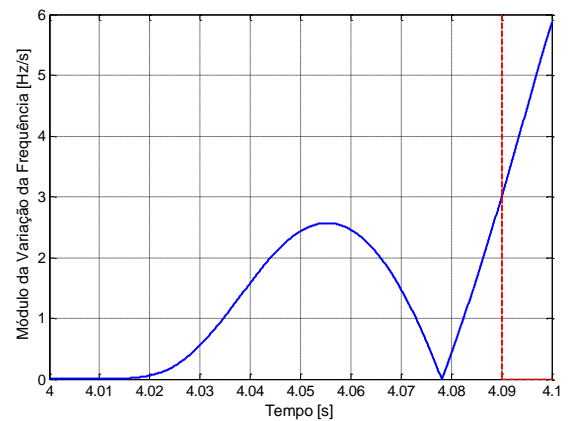
a) Módulo para ajuste de 1,5 Hz/s.



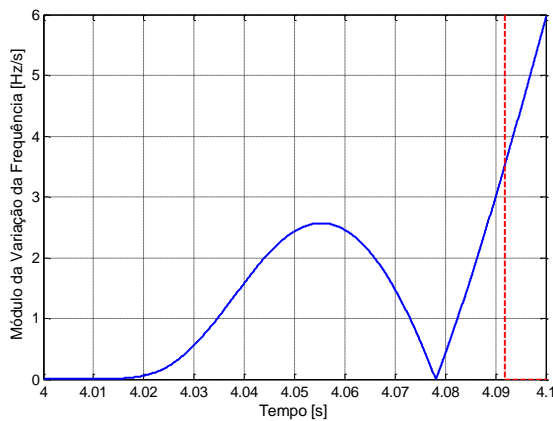
b) Módulo para o ajuste de 2 Hz/s.



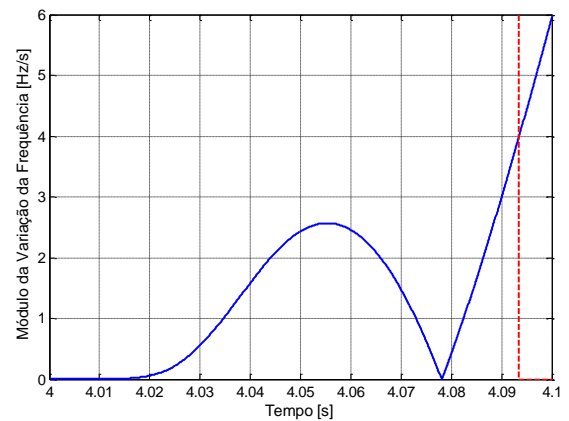
c) Módulo para ajuste de 2,5 Hz/s.



d) Módulo para o ajuste de 3 Hz/s.



e) Módulo para ajuste de 3,5 Hz/s.



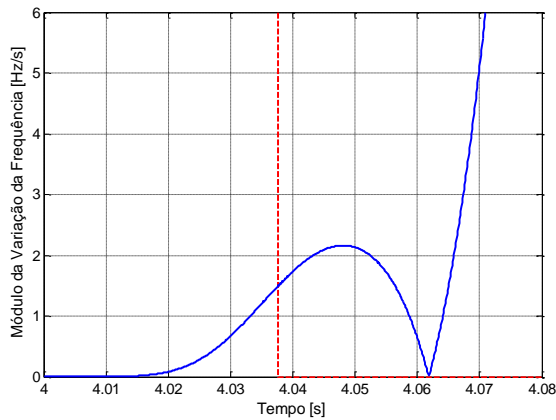
f) Módulo para o ajuste de 4 Hz/s.

**Figura 5.20 - Módulo da variação da frequência do sistema para 50% de geração e atuação do ROCOF.**

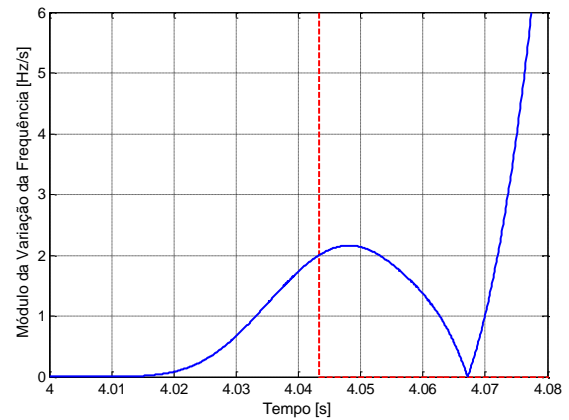
### 5.5.3 Simulação de Chaveamento de Carga

O chaveamento de carga foi simulado com o intuito de validar o modelo em situações em que a proteção de detecção de ilhamento não deve atuar. Diferente do modelo por sub/sobrefrequência, o relé ROCOF atuou para todos os ajustes no caso de inclusão de 50% da carga no sistema. Como dito anteriormente, este fenômeno é improvável que ocorra, sendo apresentado aqui como o pior caso

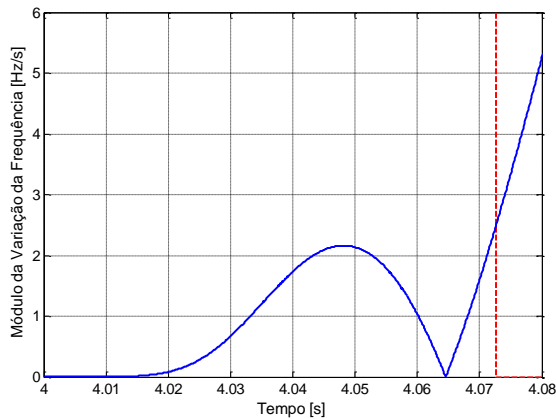
possível. Além disso, uma das explicações para a atuação é a sensibilidade maior apresentada pelo ROCOF, uma vez que o modelo não toma decisões com base nos valores absolutos da frequência.



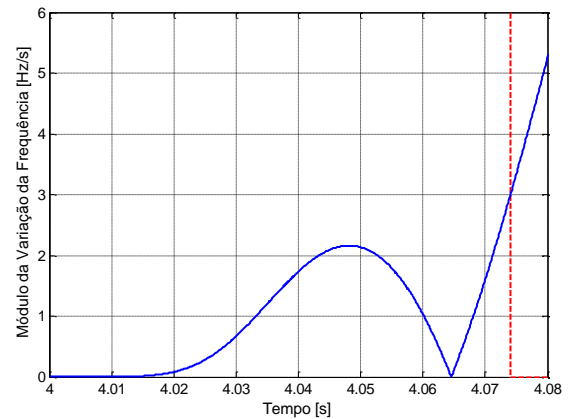
**a) Frequência para ajuste de 1,5 Hz/s.**



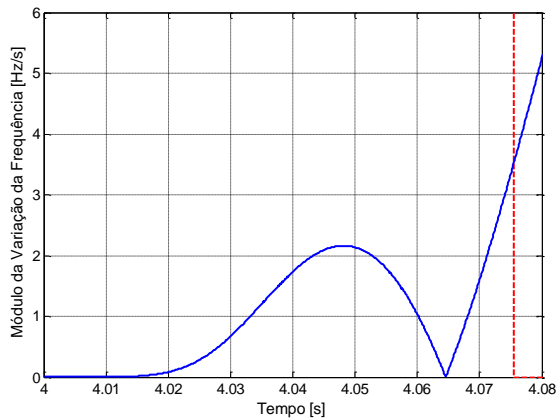
**b) Frequência para o ajuste de 2 Hz/s.**



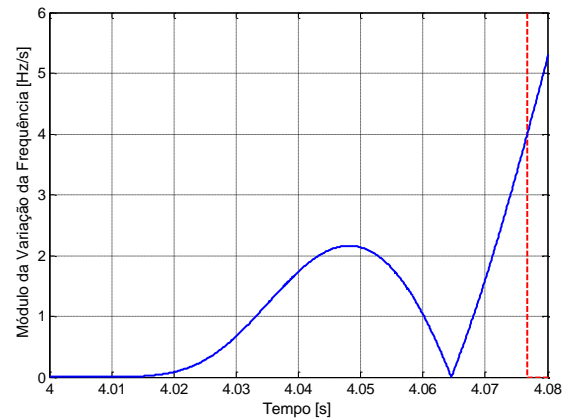
**c) Frequência para ajuste de 2,5 Hz/s.**



**d) Frequência para o ajuste de 3 Hz/s.**



**e) Frequência para ajuste de 3,5 Hz/s.**



**f) Frequência para o ajuste de 4 Hz/s.**

**Figura 5.21 - Módulo da frequência do sistema para o chaveamento de carga e atuação do ROCOF.**

Os tempos de atuação e o módulo da taxa de variação da frequência para o caso de chaveamento de carga estão expostos na Figura 5.21. Se levada em conta apenas a lógica interna do modelo desenvolvido, a atuação pode ser considerada satisfatória, pois devido à inclusão de potência

no sistema houve uma variação da frequência. Quando esta alcançou os limites estabelecidos, o relé atuou enviando sinal de abertura para o disjuntor responsável pelo paralelismo do GD.

## 5.6 Validação do Modelo do Relé de Deslocamento de Fase (Salto de Vetor)

A última bateria de testes foi realizada para validar os ajustes do relé de deslocamento de fase, também conhecido como “salto de vetor”. Serão exibidos e comentados os resultados obtidos para os ajustes entre 5 e 10°, na mesma sequência dos dois modelos anteriores, sendo assim:

- Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 100% de Potência;
- Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 50% de Potência; e
- Simulação de Chaveamento de Carga.

### 5.6.1 *Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 100% de Potência*

Os ajustes realizados para a detecção de ilhamento utilizando a proteção de salto de vetor foram baseados na norma de distribuição ND 6.009 da Eletropaulo, como apresentado no capítulo 2. Sendo assim, serão apresentados os resultados obtidos para o comportamento do relé nos casos entre 5 e 8°. Como exposto no capítulo 4, a variação de 1° no ajuste representa uma pequena oscilação no valor da frequência. Sendo assim, além dos ajustes recomendados na norma, serão apresentados os resultados para 9 e 10°.

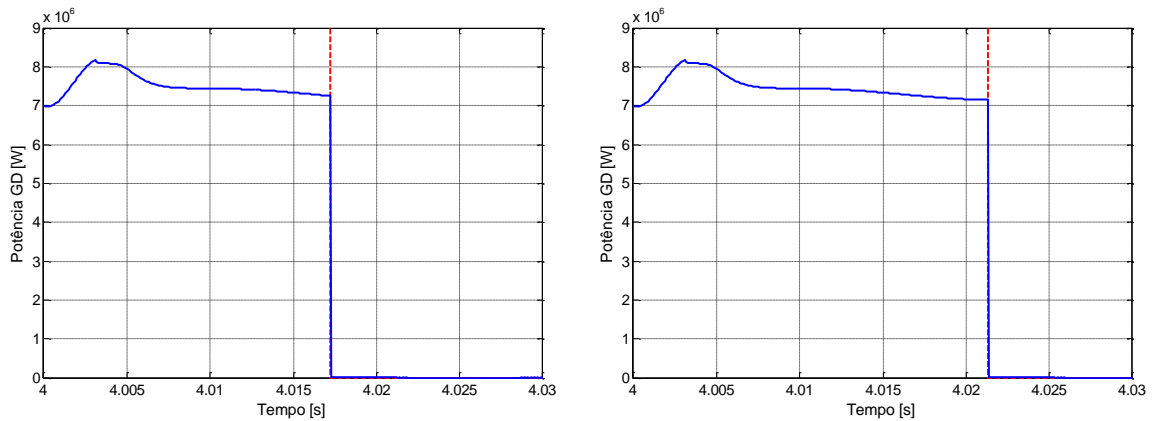
De acordo com a Tabela 5.5, que mostra os tempos de atuação da proteção de salto de vetor, nota-se que em nenhum caso foi comandada a desconexão do acessante em tempo superior a 22 milissegundos. Este comportamento é considerado satisfatório, pois até mesmo para o pior ajuste o relé atuou em tempo hábil considerado pelas concessionárias.

**Tabela 5.5 - Valores do Salto de Vetor para geração em 100%.**

VALORES	AJUSTE ( °)					
	5	6	7	8	9	10
<b>TRIP (s)</b>	0,0172	0,0178	0,0185	0,0191	0,0199	0,0214
<b>DIFERENÇA ANGULAR ( °)</b>	5	6	7	8	9	10

Na tentativa de manter o fornecimento de potência para a carga do sistema, após o ilhamento a geração do GD é mais requerida, logo chega ao valor máximo de aproximadamente 8,2 MW, como pode ser observado nos gráficos da Figura 5.22. Nela estão apresentados apenas os comportamentos para 5 e 10°, uma vez que em todos os ajustes a potência teve o mesmo comportamento.

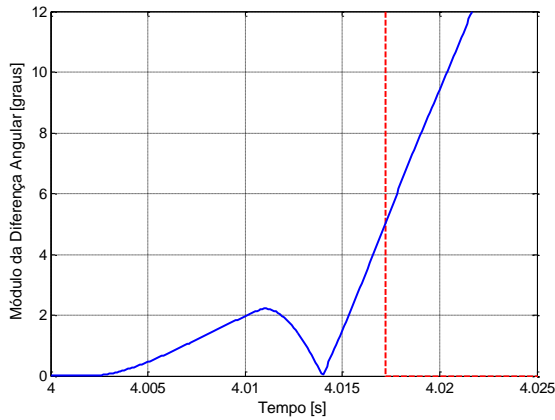
As variações angulares calculadas pelo algoritmo interno do relé são vistos na Figura 5.23. Desses valores nota-se que tão logo a diferença entre os ângulos da tensão interna e terminal do modelo atingem o ajuste programado, o mesmo atua. Além disso, a diferença é acentuada na ocasião do ilhamento, portanto o sinal de trip é enviado rapidamente. Nos gráficos das Figuras 5.22 e 5.23 são apresentadas as linhas de trip do relé, representadas pela linha tracejada em vermelho.



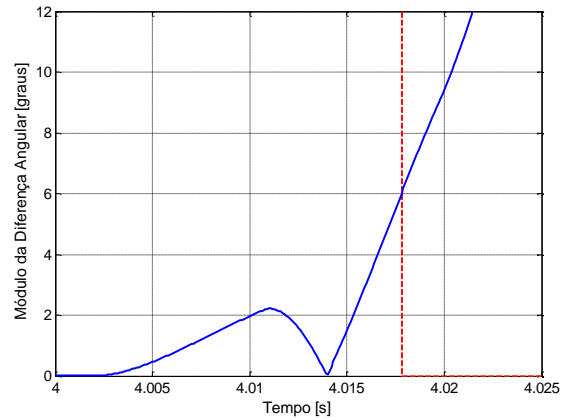
a) Potência Ativa do GD para ajuste de  $5^\circ$ .

b) Potência Ativa do GD para o ajuste de  $10^\circ$ .

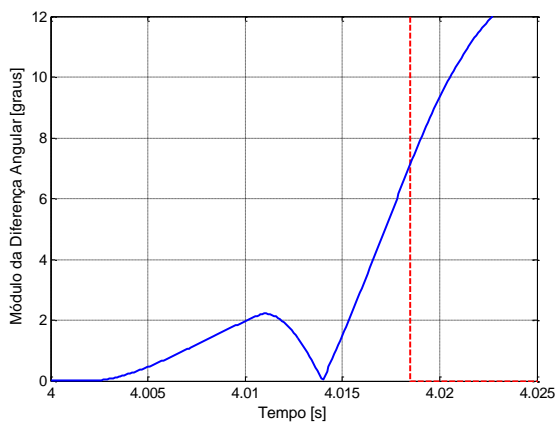
**Figura 5.22 - Potência Ativa do GD para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.**



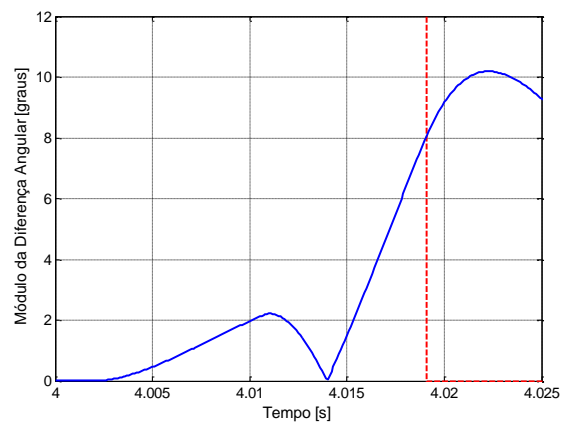
**a) Diferença Angular para ajuste de 5°.**



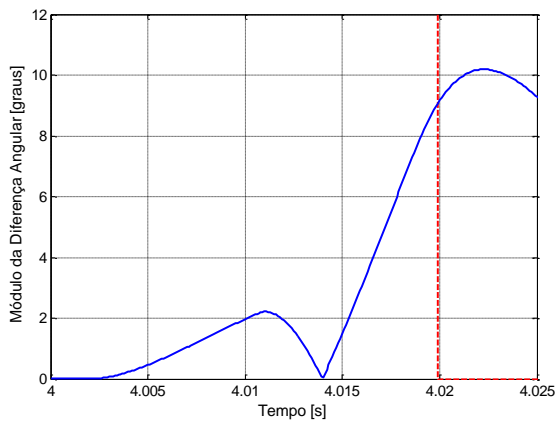
**b) Diferença Angular para o ajuste de 6°.**



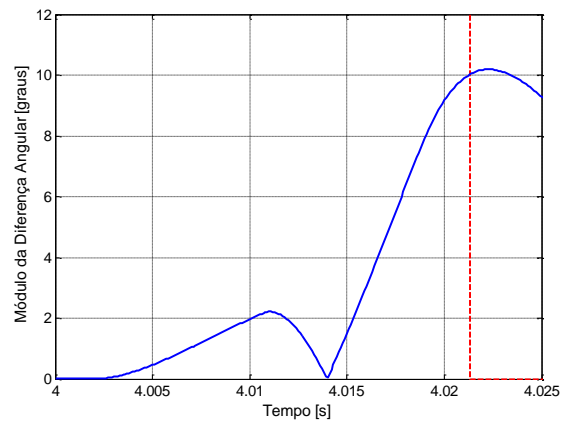
**c) Diferença Angular para ajuste de 7°.**



**d) Diferença Angular para o ajuste de 8°.**



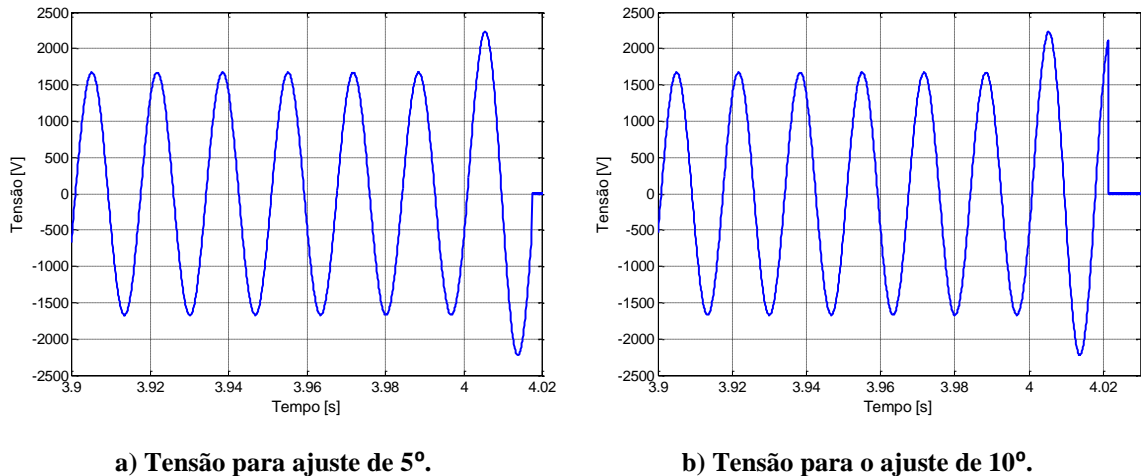
**e) Diferença Angular para ajuste de 9°.**



**f) Diferença Angular para o ajuste de 10°.**

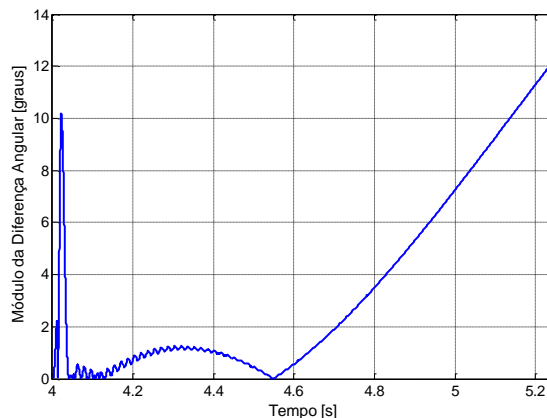
**Figura 5.23 - Módulo da diferença angular no sistema para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.**

Assim como na Figura 5.22, na Figura 5.24, notam-se os valores apenas para os extremos simulados. A apresentação desses gráficos tem como objetivo mostrar a variação no ângulo de fase na barra onde o salto de vetor está conectado. Dificilmente percebe-se essa variação, pois a mesma é ligeira se comparada com um ciclo da forma de onda da tensão que equivale a  $360^\circ$ . A variação na amplitude da forma de onda é mais fácil de ser percebida.



**Figura 5.24 - Comportamento da tensão do sistema para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.**

Além dos casos citados anteriormente, foi simulada a situação de ilhamento com 100% de geração e ajuste de 12° aplicado no relé. O gráfico da Figura 5.25 mostra o comportamento dele, podendo-se perceber que a partir deste ajuste o modelo atua fora do tempo requerido pelas normas apresentadas no capítulo 3, aproximando-se de 1,25 segundos. Logo, pode-se confirmar que os ajustes aplicados anteriormente têm sensibilidade coerente e podem ser aplicados na prática, porém a situação apresentada na Figura 5.25 não é recomendada.



**Figura 5.25 - Comportamento do deslocamento de fase para ajuste de 12° e 100% de geração.**

### 5.6.2 Detecção de Ilhamento com GD fornecendo 50% de Potência

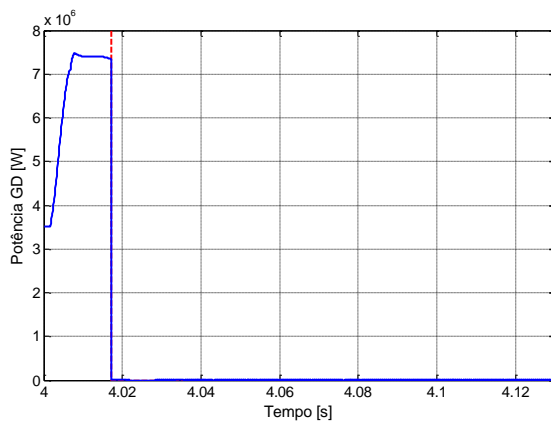
Os mesmos valores de limite da diferença angular utilizados no caso de geração em 100% foram aplicados nestes testes, com exceção do ajuste de 12°, pois assim como no caso anterior, esperava-se que o relé perdesse sensibilidade nesta configuração e, conseqüentemente, não atuasse na presença do ilhamento. A Tabela 5.6 apresenta os tempos de atuação do modelo, que atuaram de forma satisfatória para todos os ajustes aplicados, uma vez que para o pior caso seu tempo de atuação não ultrapassou 135 milissegundos. Esperava-se que o tempo de atuação fosse menor para todos os

ajustes, se comparados com o caso de geração em 100%. Porém, ocorreu apenas para 5°. Isso pode ser explicado, pois o comportamento do módulo do deslocamento da fase apresenta um pico inicial curto para o caso de 100% e longo para a situação de 50%, como podem ser notados nos gráficos das Figuras 5.23 e 5.27, respectivamente. Sendo assim, os ajustes são alcançados mais rapidamente para 100%. Mesmo com a diferença entre o tempo esperado e o obtido na prática, o modelo atua de forma coerente e com o tempo de resposta atendendo às normas.

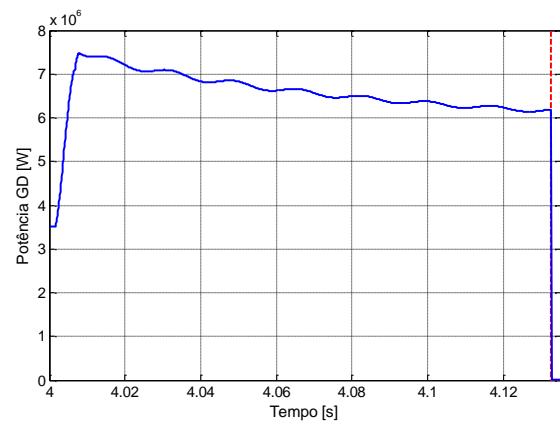
**Tabela 5.6 - Valores do Salto de Vetor para geração em 50%.**

VALORES	AJUSTE ( ° )					
	5	6	7	8	9	10
TRIP (s)	0,0165	0,0182	0,0187	0,106	0,118	0,133
DIFERENÇA ANGULAR ( ° )	5	6	7	8	9	10

Os gráficos da potência ativa, apresentados para os ajustes de 5 e 10°, não apresentam novidades se comparados com todos os testes anteriores, como pode ser notado na Figura 5.26, juntamente com a linha de tempo de atuação. Na tentativa de suprir sozinho a carga, o GD gera mais e, conseqüentemente, há um pico de aproximadamente 7,5 MW. Após a abertura do disjuntor, causada pelo relé, esse valor zera rapidamente. O trip é mostrado pela linha tracejada vermelha.



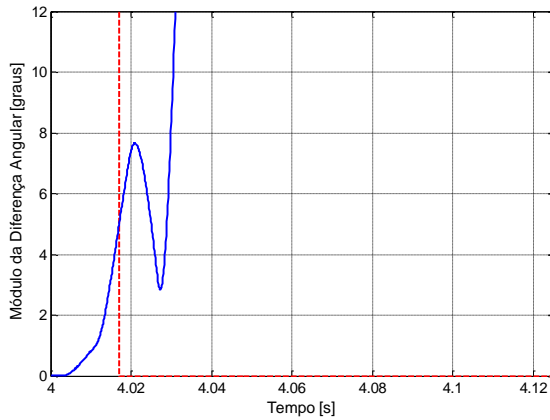
**a) Potência Ativa do GD para ajuste de 5°.**



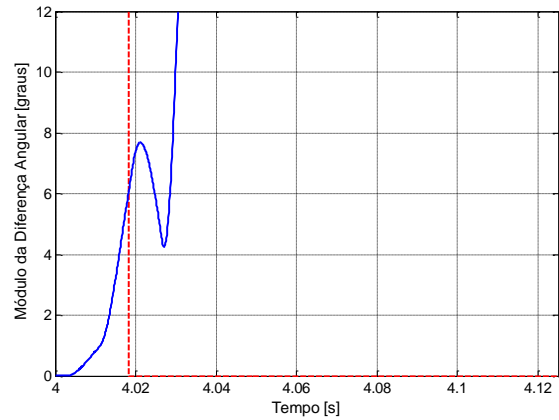
**b) Potência Ativa do GD para o ajuste de 10°.**

**Figura 5.26 - Potência ativa do GD para 50% de geração e atuação do deslocamento de fase.**

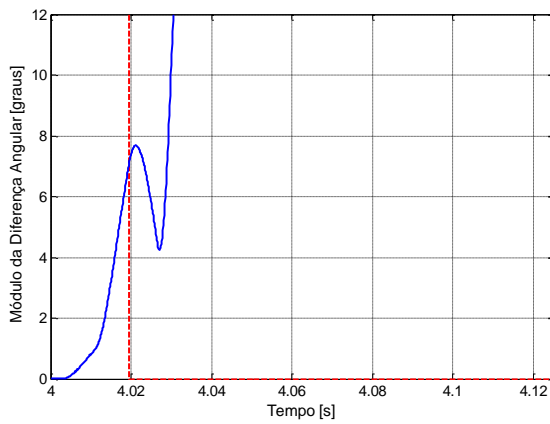
O aumento da diferença angular entre a tensão interna e terminal do GD é apresentada na Figura 5.27, para todos os casos. Nela, é possível observar que quanto maior o ajuste, maior será o tempo de atuação do modelo. Além disso, como os ajustes aplicados apresentam valores muito próximos, o comportamento dessa variável interna é muito semelhante para todos os casos.



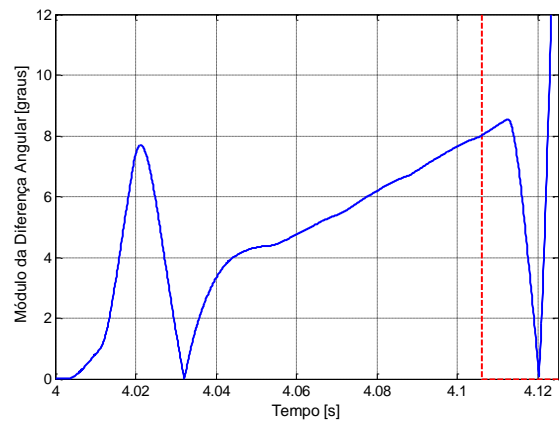
a) Diferença Angular para ajuste de 5°.



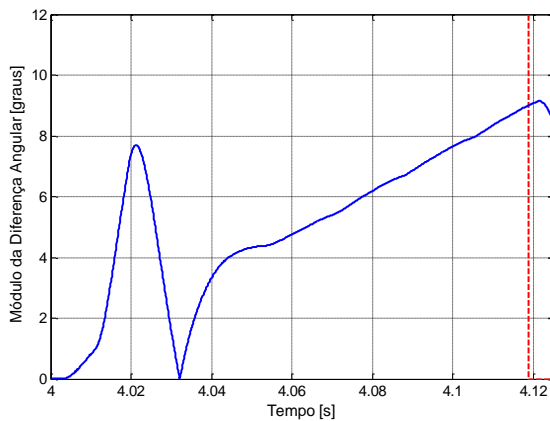
b) Diferença Angular para o ajuste de 6°.



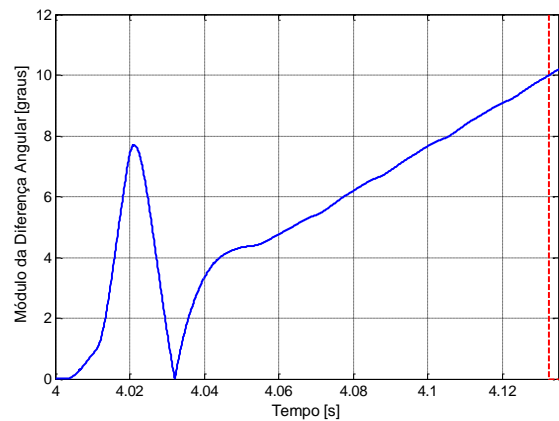
c) Diferença Angular para ajuste de 7°.



d) Diferença Angular para o ajuste de 8°.



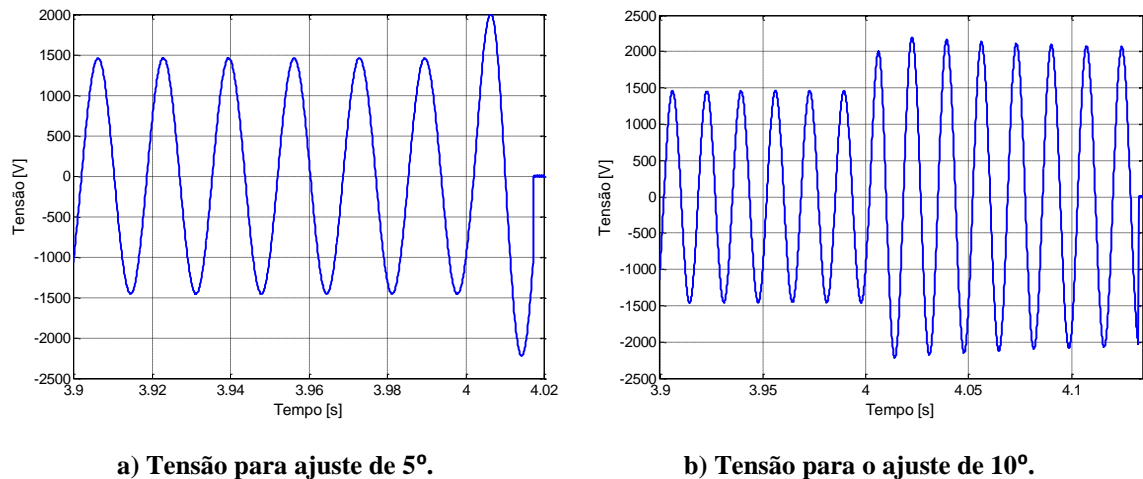
e) Diferença Angular para ajuste de 9°.



f) Diferença Angular para o ajuste de 10°.

**Figura 5.27 - Módulo da diferença angular no sistema para 50% de geração e atuação do deslocamento de fase.**

Assim como foi apresentado para a geração em plena carga, a Figura 5.28 demonstra, de forma informativa, como é ligeira a variação detectada pelo relé após o ilhamento. Nota-se um aumento na amplitude, porém, o deslocamento de fase é pequeno se comparado aos  $360^\circ$  da forma de onda como um todo.



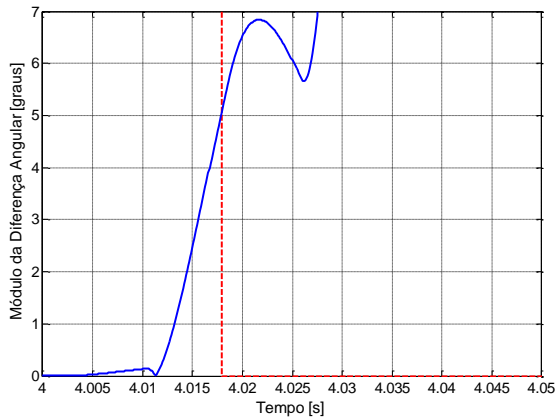
**Figura 5.28 - Comportamento da tensão do sistema para 100% de geração e atuação do deslocamento de fase.**

### 5.6.3 Simulação de Chaveamento de Carga

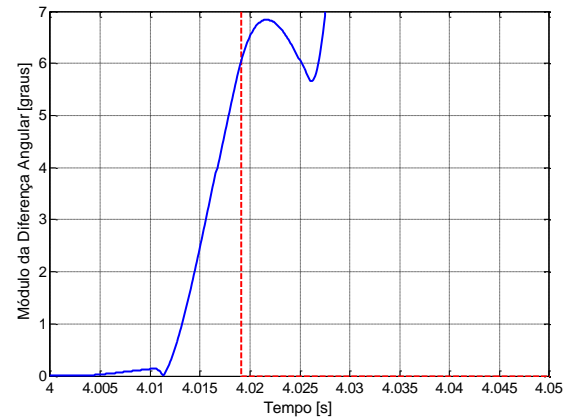
A situação de chaveamento de carga foi obtida com a inserção de 50% dela, explicado no capítulo 4. A detecção deste fenômeno foi detectada para os ajustes de 5 e 6° conforme observado na Figura 5.29. A partir de 7° o relé não foi sensibilizado pelo chaveamento. Como citado anteriormente, nos casos de chaveamento para os modelos porsub/sobrefrequência e relé ROCOF esta inclusão de carga é praticamente impossível de acontecer, levando em consideração que na prática as cargas não são concentradas, logo esse chaveamento de 50% dificilmente ocorre de uma só vez.

Os ajustes aplicados no relé podem ser considerados bem-sucedidos, conforme pode ser observado no comportamento do deslocamento de fase, apresentado na Figura 5.29. Nota-se que seu máximo não chega a 7°, justificando sua não atuação para casos com ajustes maiores ou iguais a este valor.

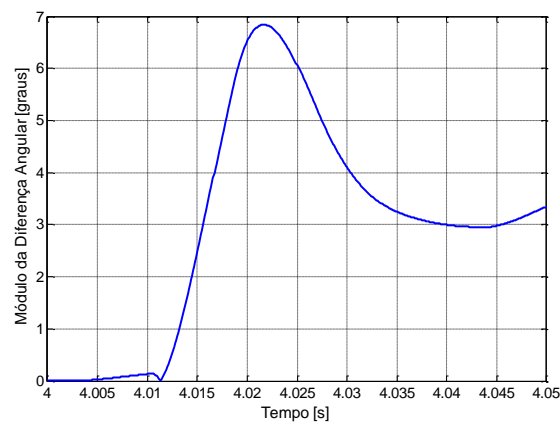
No chaveamento de carga o deslocamento angular da tensão é imperceptível, menor que para os casos de ilhamento. Sendo assim, a Figura 5.30 apresenta o comportamento da tensão registrada pela lógica do relé no ajuste de 5°. Assim como nos outros casos, os gráficos contém uma linha vermelha tracejada, que representa o instante de atuação do modelo.



a) Diferença Angular para ajuste de 5°.

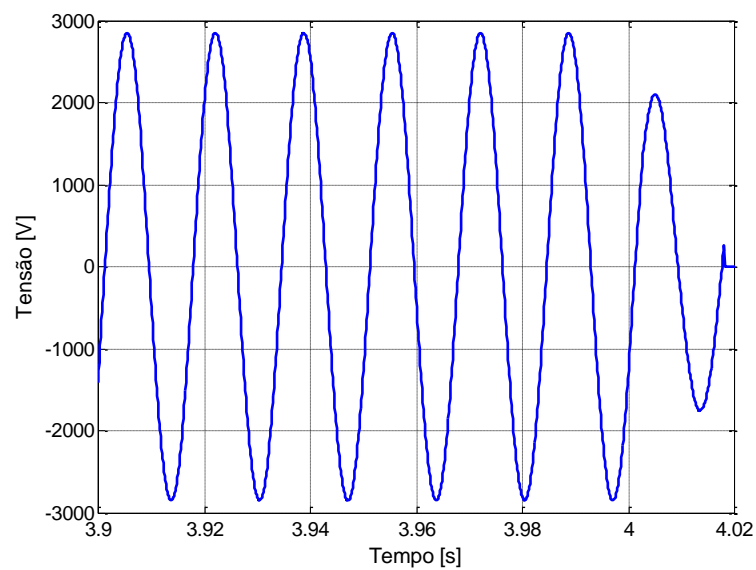


b) Diferença Angular para o ajuste de 6°.



c) Diferença Angular para ajuste de 7°.

**Figura 5.29 - Módulo da diferença angular no sistema para chaveamento de carga e atuação do deslocamento de fase.**



**Figura 5.30 - Comportamento da tensão do sistema para o ajuste de 5° no caso de chaveamento de carga e atuação do deslocamento de fase.**

## 5.7 Considerações Finais

Diante dos resultados apresentados, nota-se que para todos os modelos simulados a resposta ao ilhamento e chaveamento de carga foram satisfatórios. Para o caso do relé de sub/sobrefrequência os ajustes simulados foram baseados na norma ND 65 da Elektro, além de considerar o ajuste mínimo proposto na ND 5.31 da CEMIG. Sendo assim, a faixa proposta entre 1,5 e 3 Hz (correspondem 58,5 a 57 Hz para o subfrequência e 61,5 a 63 para o sobrefrequência) respondeu de forma correta, e o tempo de atuação foi satisfatório, se considerado o religamento da subestação em 0,5 segundos. O chaveamento de carga não foi detectado em nenhum desses ajustes. Sendo assim, a faixa de ajuste simulada pode ser aplicada na prática para o sistema modelado neste trabalho, na detecção de ilhamento com 100% de geração ou menos. Vale lembrar que para cada caso devem ser realizados estudos mais detalhados.

Os ajustes aplicados no relé ROCOF não estão estipulados em nenhuma das normas apresentadas, logo foram baseadas nos ajustes aplicados por sub/sobrefrequência. Para todos os ajustes o relé atuou antes de 100 milissegundos, tanto para ilhamento com 100% quanto para 50% de geração, portanto os ajustes compreendidos entre 1,5 e 4 Hz/s são recomendados para estes casos. Todavia o chaveamento de carga ativou a proteção ROCOF para todos os ajustes, pois este é mais sensível que o sub/sobrefrequência. Sendo assim, é necessário um estudo mais aprofundado quando existir esta proteção no GD e cuidado com os casos de exclusão ou inserção de cargas no sistema.

Para as simulações da função de deslocamento de fase foram considerados os ajustes expostos na norma NT 6.009 da Eletropaulo. Para todos os casos o tempo de atuação ficou abaixo de 150 milissegundos, validando os ajustes. Sendo assim, para a detecção de ilhamento em sistemas com características próximas ao simulado neste trabalho, pode-se ajustar o salto vetor com os valores entre 5 e 8°. Além desses, foram simulados a detecção com ajustes de 9 e 10°, estes também atuaram de acordo e podem ser usados na prática. O chaveamento de carga no sistema foi observado pelos ajustes de 5 e 6°, logo se for considerado este fenômeno recomenda-se ajustar a função entre 7 e 10°.

## Capítulo 6

### Conclusões

Devido ao aumento da demanda de energia no setor elétrico brasileiro, muito se tem discutido sobre novas fontes e métodos de geração. Nesse contexto, destacam-se os geradores distribuídos inseridos no SEP. Dentre esses geradores, muitos são máquinas síncronas com pouca potência instalada, inferiores a 50 MW, conectadas a rede de distribuição e/ou subtransmissão das concessionárias. A confiabilidade desses geradores é essencial para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) no que diz respeito à segurança e a qualidade do fornecimento da energia.

Levando o sistema em consideração, este trabalho de conclusão de curso buscou apresentar metodologias para a simulação dos ajustes das principais proteções baseadas na medição de frequência para detectar o ilhamento do GD. Tais ajustes foram baseados em normas de algumas concessionárias de energia elétrica do sudeste brasileiro.

Para a validação e análise dos ajustes empregados nos relés, diversas etapas preliminares foram realizadas. Inicialmente modelou-se o sistema elétrico no *software* ATP, este que possui características de um SEP real e foi utilizado como base para a simulação do ilhamento. Diversos testes foram realizados nesta etapa, com o intuito de garantir o perfeito comportamento do mesmo, no que diz respeito ao sistema operando em regime permanente. Ainda nesta primeira etapa, foram realizados casos de ilhamento e chaveamento de carga sem a presença dos relés, com o objetivo de estimar os valores máximos e mínimos que poderiam ser ajustados no futuro.

Com o sistema operando em regime passou-se a fase de estudo e modelagem dos relés de frequência, também realizada no ATP. Foram implementados os relés de sub/sobrefrequência, taxa de variação de frequência (ROCOF) e deslocamento de fase (salto de vetor). Todos os modelos apresentaram em seus testes preliminares resultados satisfatórios, no que diz respeito aos algoritmos internos de medição e tomada de decisão.

Com o sistema e os modelos operando de acordo, passou-se para o objetivo final deste trabalho, a análise dos ajustes empregados para a detecção de ilhamento do GD nos relés modelados. Para tal, realizou-se primeiramente o estudo das normas das seguintes concessionárias: Elektro, CPFL, Eletropaulo e CEMIG. Baseando-se nos valores dos ajustes recomendados nas normas, foram simuladas situações de ilhamento e chaveamento de carga.

De maneira geral, para todas as faixas ajustadas os relés operaram de acordo com o esperado em uma proteção real, desconectando o GD tão logo notada uma situação de ilhamento em relação à

subestação. Com relação aos tempos de atuação, eles se mostraram satisfatórios, pois na maioria dos casos ficou abaixo aos determinados pelas concessionárias. Vale a pena lembrar que em uma atuação real o tempo de abertura dos disjuntores deve ser considerado, visto que após o envio do trip do relé este abre mecanicamente. Neste trabalho todas as “chaves” são consideradas ideias, ou seja, o tempo mecânico de abertura igual a zero.

No chaveamento de carga esperava-se inicialmente a não atuação na maioria dos casos, o que não ocorreu na prática. Isto pode ser explicado, pois os ajustes aplicados muitas vezes se mostraram sensíveis ao comportamento da frequência no caso de inclusão de 50% da carga. Como dito nos resultados, esta inclusão é muito difícil de ocorrer na prática, se comparada com outros sistemas reais de mesmo porte. Além disso, atualmente existem métodos de partida de carga que, cada vez mais, aliviam o impacto no sistema.

Diante de tudo que foi apresentado, tanto o sistema quanto os relés modelados no ATP apresentaram resultados satisfatórios e que refletem a realidade, podendo ser utilizados para a análise de casos reais de detecção de ilhamento. Além disso, os ajustes recomendados nas normas estudadas são coerentes para a proteção em geração distribuída, tanto do acessante quanto da concessionária.

O trabalho procurou contribuir para o estudo e análise de sistemas com inserção de GDs quanto aos ajustes aplicados na proteção anti-ilhamento. Muito se deve evoluir no assunto, logo, este trabalho de conclusão de curso possibilita continuação e melhoria.

## Referências Bibliográficas

- [1] VIEIRA JR, J. C. M. Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos. 2006. 197 p. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)** - Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2006.
- [2] JENKINS, N.; ALLAN, R., CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000.
- [3] CIGRÉ Working Group 37.23, “Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system”, *CIGRÉ - Relatório Técnico*, 1999.
- [4] CIRED Working Group 4, “Dispersed Generation”, *CIRED - Relatório Técnico*, 1999.
- [5] HERNANDES, L. Aplicação de Metodologia das Curvas de Desempenho na Avaliação de Relés de Frequência Comerciais. 2009. 85 p. **Trabalho de Conclusão de Curso** – Universidade de São Paulo. São Carlos. 2009.
- [6] SALLES, N. J. Modelagem e Análise Dinâmica de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Síncronos. 2007. 184 p. **Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica)** – Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2007.
- [7] ANEEL. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 9 out. 2015.
- [8] PITOMBO, S. O. Proteção Adaptativa Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos. 2010. 155 p. **Tese (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica)** – Universidade de São Paulo. São Carlos. 2010.
- [9] WALLING, R. A., MILLER, N. W. Distributed Generation islanding - implications on power system dynamic performance. IEEE/PES Summer Meeting, 2002.
- [10] ATP. **Alternative transients program**: Rule book. 1987.
- [11] CONCEIÇÃO, E. N. Modelagem e Simulação da Proteção de Alimentadores de Distribuição utilizando softwares tipo EMTP. 2012. 174 p. **Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica)** – Universidade de Brasília. Brasília. 2012.

- [12] REXLAB (Laboratório de Experimentação Remota). Disponível em <<http://rexlab.satc.edu.br>>. Acesso em 25 set. 2015.
- [13] BARBOSA, D. Estimação de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência através de filtragem adaptativa. 2007. **Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica)** - Universidade de São Paulo. São Carlos, 2007.
- [14] COURRY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. *Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes*. São Carlos-SP. 2011. 378 p.
- [15] ANEEL. PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). 86 p. Revisão 5, 2012. **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2015.
- [16] ELEKTRO. **ND 65**: Conexão de Geradores em Paralelo com o Sistema de Distribuição de Média Tensão da Elektro. Campinas, 2012. 37 p.
- [17] CPFL ENERGIA. **GED 4313**: Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL. Campinas, 2014. 73 p.
- [18] AES Eletropaulo. **NT 6.009**: Requisitos Mínimos para Interligação de Gerador Particular de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo Utilizando Sistema de Transferência Automática com Paralelismo Permanente. São Paulo, 2011. 19 p.
- [19] CEMIG. **ND 5.31**: Requisitos para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão. Belo Horizonte, 2015. 167 p.
- [20] VIEIRA JR, J. C. M. Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. **Revista Eletrônica de Energia**. nº 1. Volume 1. Jul./ dez. 2011. Pag.3-14.
- [21] BARROS, H. M., FERNANDES R. M. Implementação de Biblioteca de Modelos Genéricos para a representação de Relés de proteção digitais no programa de transitórios eletromagnéticos ATP-“Alternative Transients Program”. **In: VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle**. Artigo nº:ST-42. Rio de Janeiro- RJ. De 28/Jun. a 1/Jul. de 2005.
- [22] KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.

[23] MOTTER, D. Modelagem Computacional de Funções de Proteção Baseadas em Medidas de Frequência para Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída. 2014. 167 p. **Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica)** – Universidade de São Paulo. São Carlos. 2014.

[24] MOURINHO, F. A. Modelagem e Avaliação da Proteção de Alimentadores e Geradores Síncronos Distribuídos Considerando Sistemas Desequilibrados. 2013. 86 p. **Trabalho de Conclusão de Curso** – Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Foz do Iguaçu. 2013.



## Anexo A

### Dados do Sistema Elétrico

Neste anexo estão apresentados os dados do sistema elétrico utilizado nas simulações deste trabalho de conclusão de curso.

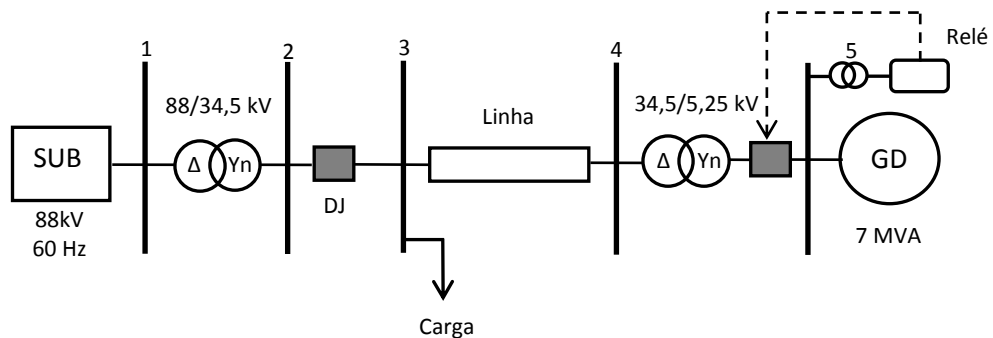


Figura A.1 - Diagrama unifilar do sistema.

Os dados são mostrados nas tabelas a seguir.

Tabela A.1 - Dados do sistema equivalente da concessionária do sistema.

Tensão Nominal (kV)	88
Potência de Curto-Circuito (MVA)	229,62
Resistência ( $\Omega$ )	12,56
Indutância (mH)	83,02

Tabela A.2 – Dados da linha do sistema.

Resistência ( $\Omega$ /km)	0,1890
Reatância indutiva ( $\Omega$ /km)	0,3891
Comprimento (km)	7,3

Tabela A.3 - Dados da carga do sistema.

Resistência ( $\Omega$ )	104,1
Indutância (mH)	225,9

Tabela A.4 - Dados dos transformadores do sistema.

	<b>Transformador 88 kV / 34,5 kV</b>	<b>Transformador 34,5 kV / 5,25 kV</b>
<b>Potência Nominal (MVA)</b>	15 / 20	15 / 20
<b>Conexão do Primário (kV)</b>	Triângulo	Triângulo
<b>Tensão nominal do primário (kV)</b>	88	34,5
<b>Resistência do primário (<math>\Omega</math>)</b>	0	0
<b>Indutância do primário (mH)</b>	116,16	26,85
<b>Conexão do secundário</b>	Estrela com neutro aterrado	Estrela com neutro aterrado
<b>Tensão nominal do secundário (kV)</b>	34,5	5,25
<b>Resistência do secundário (<math>\Omega</math>)</b>	0	0
<b>Indutância do secundário (mH)</b>	17,58	0,328

Tabela A.5 - Dados do gerador síncrono do sistema.

<b>Tipo do gerador</b>	Pólos lisos
<b>Número de pares de pólos</b>	2
<b>Potência nominal (MVA)</b>	7
<b>Tensão nominal (kV)</b>	5,25
<b>Constante de Inércia (s)</b>	0,34415
<b><math>X_d</math> (pu)</b>	3,748
<b><math>X'_d</math> (pu)</b>	0,2715
<b><math>X''_d</math> (pu)</b>	0,1869
<b><math>X_q</math> (pu)</b>	1,8627
<b><math>X'_q</math> (pu)</b>	0,800
<b><math>X''_q</math> (pu)</b>	0,412
<b><math>T'_{do}</math> (s)</b>	5,500
<b><math>T''_{do}</math> (s)</b>	0,0500
<b><math>T'_{qo}</math> (s)</b>	1,250
<b><math>T''_{qo}</math> (s)</b>	0,190
<b>Resistência do estator (pu)</b>	0,0014
<b>Reatância de dispersão (pu)</b>	0,050

O controle implementado no MODELS é apresentado na sequência, em forma de código inserido no ATP, juntamente com as variáveis inseridas no mesmo.

DATA	UNIT	VALUE
step	pu	0
tempo_1	s	0.5
tempo_2	s	0.5
Vdes	pu	1.02
freq	Hz	60
Efdo		-210.05
P_rp	MW	3.15
P_des	pu	1

DATA	UNIT	VALUE
Vbase	kV	5.25
n	#	2
Sbase	MVA	6.7
Ka		270
Ta		0.1
Ke		1
Te		0.65
Kf		0.048

DATA	UNIT	VALUE
Tf		0.95
Kstab		0.3230911
Tw		3
T1		0.3969105
T2		0.01775732
R		0.05
TA		0.05
TB		5

**Figura A.2 - Valores de entrada do controle.**

```
MODELGeneral_control
```

```
-----  
-- Controlador MS genérico  
-----
```

```
DATA
```

```
-- Enable
```

```
GOV
```

```
PSS
```

```
AVR
```

```
-- Dados Gerais
```

```
step
```

```
tempo_1
```

```
tempo_2
```

```
Vdes
```

```
freq
```

```
Efdo
```

```
-- Tensão de campo aplicada com a máquina sem carga para manter  
1pu de tensão terminal
```

```
P_rp
```

```
P_des
```

```
Vbase
```

```
n
```

```
Sbase
```

```
-- AVR
```

```
Ka
```

```
Ta
```

```
Ke
```

```
Te
```

```

Kf
Tf

-- PSS
Kstab
  Tw
  T1
T2

-- GOV
  R
  TA
  TB

INPUT
va
vb
vc
  WW
Efdmch

OUTPUT
Efd
Pmec

VAR
-- Transdução de tensão
perodo      -- Perodo
va2         -- Tensão fase A ao quadrado
vb2         -- Tensão fase B ao quadrado
vc2         -- Tensão fase C ao quadrado
iva2        -- Integral va2
ivb2        -- Integral vb2
ivc2        -- Integral vc2
va_rms      -- Tensão RMS fase A
vb_rms      -- Tensão RMS fase B
vc_rms      -- Tensão RMS fase C
va_pu       -- Tensão PU fase A
vb_pu       -- Tensão PU fase B
vc_pu       -- Tensão PU fase C
Vt          -- Tensão pu média

-- AVR
out1
out2
  out3
  out4
  out5
  out7
Efd
  K
Vref

-- PSS
Dww
  saida1
  saida2
saida3
saida4
Vpss

```

```

-- GOV
Wpu
  X0
  X1
  X2
  X3
  X4
Pout
Pmec
k_gov
Wref

-- Medição de frequência
fmaq

HISTORY
-- PSS
  saida2 {dflt:0}
  saida3 {dflt:0}
  saida4 {dflt:0}
Vpss {dflt:0}

-- AVR
  out7 {dflt:Efd/K}
  out4 {dflt:Efd/K}
  out3 {dflt:(1 + Ke)*Efd/K}
  out2 {dflt:0}
  out1 {dflt:out3/Ka}

-- GOV
  X3 {dflt:k_gov}
  X4 {dflt:k_gov}

-- Transdução de tensão
iva2{dflt:0}
ivb2{dflt:0}
ivc2{dflt:0}

DELAY
CELLS (iva2) :1/(freq*n)/timestep+1
CELLS (ivb2) :1/(freq*n)/timestep+1
CELLS (ivc2) :1/(freq*n)/timestep+1
CELLSDFLT:200

INIT
-- Transdutor de tensão
periodo:=1/(freq*n)
Vt:=Vdes
va_pu:=Vdes
vb_pu:=Vdes
vc_pu:=Vdes
integral (va2) :=0
integral (vb2) :=0
integral (vc2) :=0
histdef (iva2) :=0
histdef (ivb2) :=0
histdef (ivc2) :=0
histdef (integral (va2)) :=0
histdef (integral (vb2)) :=0
histdef (integral (vc2)) :=0

```

```

-- AVR
K:=Efd0/Efdmch-- Fator de correção para a referência
Efd:=1
Vref:=Vdes+(1+Ke)/(K*Ka)
Vpss:=0
  out3:=(1 + Ke)*Efd/K
  out5:=Efd/(K*Ke)

-- GOV
k_gov:= P_rp/Sbase
X3:=k_gov
X4:=k_gov
Pmec:=k_gov

-- Medição de frequência
fmaq:=freq

ENDINIT

EXEC

-----
-- Transdução de tensão
-----

-- Tensão RMS
va2:=va*va
vb2:=vb*vb
vc2:=vc*vc
iva2:=integral(va2)
ivb2:=integral(vb2)
ivc2:=integral(vc2)
va_rms:=sqrt((iva2-delay(iva2,periodo))/periodo)
vb_rms:=sqrt((ivb2-delay(ivb2,periodo))/periodo)
vc_rms:=sqrt((ivc2-delay(ivc2,periodo))/periodo)

-- Tensão PU
va_pu:=va_rms*sqrt(3)/(Vbase*1000)
vb_pu:=vb_rms*sqrt(3)/(Vbase*1000)
vc_pu:=vc_rms*sqrt(3)/(Vbase*1000)

IFt<1/freqTHEN
Vt:=Vdes
ENDIF

IFt>1/freqTHEN
Vt:=(va_pu+vb_pu+vc_pu)/3
ENDIF

-----
-- GOV
-----

Wpu:= WW/(2*3.14159265359*freq)
X0:= Wpu - 1
X1:= X0/R

-- Degrau de Potência Mecânica --
IFt<= tempo_1 THEN
  Pout:=P_rp/Sbase
ENDIF

```

```

IFt> tempo_1 THEN
    Pout:=P_rp/Sbase + step

IFt> tempo_2 THEN
    Pout:=P_rp/Sbase
ENDIF

ENDIF

-----
    X2:= Pout - X1
    Laplace(X3/X2):=(1|s0)/(1|s0 + TA|s1)
    Laplace(X4/X3):=(1|s0)/(1|s0 + TB|s1)

Pmec:= X4--/k_gov

-----
-- PSS
-----

-- Dww:= (WW/(2*3.14159265359*freq) - 1)
Dww:= (WW/(2*3.14159265359*freq))
    saida1:= Dww*Kstab*PSS
    Laplace(saida2/saida1):=(Tw|s1)/(1|s0 + Tw|s1)
    Laplace(saida3/saida2):=(1|s0 + T1|s1)/(1|s0 + T2|s1)

-- Laplace(saida4/saida3):=(1|s0 + T1|s1)/(1|s0 + T2|s1)
    Laplace(Vpss/saida3):=(1|s0 + T1|s1)/(1|s0 + T2|s1)

-----
-- AVR
-----

    out1:= (Vref - Vt + Vpss - out2)
    Laplace(out3/out1):=(Ka|s0)/(1|s0 + Ta|s1)
    out4:= (out3 - out5)
    Laplace(out7/out4):=(1|s0)/(1|s0 + Te|s1)
    out5:= Ke*out7
    Laplace(out2/out7):=(Kf|s1)/(1|s0 + Tf|s1)

Efd:=K*out7

-----
-- Medição da frequência da máquina
-----
fmaq:=WW/(2*3.141592653590)

-----
ENDEXEC
ENDMODEL

```