

---

# ANÁLISE COMPARATIVA SOBRE A EFICÁCIA DE RELÉS BASEADOS EM MEDIDAS DE FREQUÊNCIA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

**José Carlos M. Vieira Jr.**

DSEE/FEEC/UNICAMP  
Caixa Postal 6101, 13083-852,  
Campinas, São Paulo, Brasil.

**Walmir Freitas**

DSEE/FEEC/UNICAMP  
Caixa Postal 6101, 13083-852,  
Campinas, São Paulo, Brasil.

**André L. Morelato França**

DSEE/FEEC/UNICAMP  
Caixa Postal 6101, 13083-852,  
Campinas, São Paulo, Brasil.

---

## ABSTRACT

Frequency-based relays are usually employed in anti-islanding protection of synchronous generators connected to distribution systems. Since the relays performances are strongly dependent on the amount of active power imbalance in the islanded system, a set of detection time versus power imbalance curves is employed to evaluate the performance of these relays. Such curves are obtained by non-linear dynamical simulation. The concept of critical active power imbalance is also presented by using these curves. This methodology is applied to analyze under and over-frequency relays, rate of change of frequency relays (ROCOF relays) and vector surge or vector jump relays (VS relays).

**KEYWORDS:** distributed generation, frequency relays, islanding detection, rate of change of frequency relays, synchronous generators, vector surge relays.

## RESUMO

Relés de proteção baseados em medidas de frequência são usualmente empregados para detectar ilhamento de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica. O desempenho desses relés é fortemente

dependente do desbalanço de potência ativa na rede ilhada. Para avaliar diferentes tipos de relés de frequência de forma sistemática, utiliza-se, neste trabalho, uma metodologia de análise baseada em um conjunto de curvas relacionando tempo de detecção do ilhamento e desbalanço de potência ativa. A partir dessas curvas, obtidas por meio de simulação dinâmica não-linear, o conceito de desbalanço crítico de potência ativa também é apresentado. Essa metodologia é aplicada aos relés de sub/sobrefrequência, relés de taxa de variação da frequência (*Rate of Change of Frequency Relays – ROCOF Relays*) e relés de deslocamento de fase (*Vector Surge* ou *Vector Jump Relays*).

**PALAVRAS-CHAVE:** detecção de ilhamento, geração distribuída, geradores síncronos, relés de deslocamento de fase, relés de frequência, relés de taxa de variação da frequência.

## 1 INTRODUÇÃO

Recentemente, o interesse por geração distribuída tem aumentado consideravelmente em razão da reestruturação do setor de energia elétrica, da necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, dos avanços tecnológicos e da maior conscientização sobre conservação ambiental (Jenkins *et al.*, 2000; CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 4, 1999). Fatos como a recente crise de energia elétrica no Brasil, em 2001, e o grande blecaute nos Estados Unidos e Canadá, em 2003, devem contribuir para o crescimento do número de geradores de médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica. Embora haja grande interesse em novas tecnologias de

---

Artigo Submetido em 31/08/04  
1a. Revisão em 16/05/05;  
Aceito sob recomendação do Editor Associado  
Prof. Dr. José Antenor Pomilio

geração de energia elétrica, e.g. células a combustível e fotovoltaicas, atualmente, a grande maioria dos sistemas de geração distribuída emprega máquinas síncronas. Nesse contexto, um importante requisito técnico para instalação desses geradores de forma adequada é a capacidade do sistema de proteção do gerador detectar rapidamente uma situação de ilhamento. Ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação) mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. Isso também é conhecido como perda da rede (*loss of grid* ou *loss of mains*). As principais implicações da não detecção do ilhamento e por conseguinte a não desconexão dos geradores ilhados são (Reis Filho, 2002; Walling e Miller, 2002):

- a segurança das equipes de manutenção da concessionária, assim como dos consumidores em geral, pode ser colocada em risco devido a áreas que continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária.
- a qualidade da energia fornecida para os consumidores na rede ilhada está fora do controle da concessionária, embora ela ainda seja a responsável legal por este item.
- a coordenação do sistema de proteção da rede ilhada pode deixar de operar satisfatoriamente devido à mudança drástica dos níveis de curto-circuito na rede ilhada.
- o sistema ilhado pode apresentar um aterramento inadequado devido à presença de geradores.
- no instante de reenergização da rede o gerador pode estar fora de sincronismo, levando a sérios danos no mesmo.

Devido às implicações apresentadas nos itens anteriores, a prática atualmente utilizada pelas concessionárias e recomendada nos principais guias técnicos é desconectar todos os geradores tão logo ocorra um ilhamento (Jenkins *et al.*, 2000; CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 4, 1999; IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2003; Electricity Association, 1991). Tipicamente, é necessário detectar uma situação de ilhamento em menos de 400 ms. Até o momento, os relés baseados em medidas de frequência são reconhecidos pela indústria de energia elétrica como os mais eficazes para detecção de ilhamento. Os principais dispositivos desta classe de relés são:

- relés de sub/sobrefrequência.
- relés de taxa de variação de frequência (*rate of change of frequency relays - ROCOF relays*).

- relés de deslocamento de fase (*vector surge* ou *voltage jump relays*)

Todos esses relés são baseados no fato que, no sistema ilhado, há um desbalanço de potência ativa e conseqüentemente uma variação da frequência do sistema. É bem reconhecido que esses dispositivos podem falhar para detectar ilhamento caso o desbalanço de potência ativa no subsistema ilhado seja pequeno. Por conseguinte, neste trabalho, apresenta-se uma metodologia para avaliar de forma sistemática o desempenho de relés baseados em medidas de frequência empregados na detecção de ilhamento de geradores síncronos utilizados em geração distribuída. A metodologia é baseada em um conjunto de curvas relacionando tempo de detecção de ilhamento versus desbalanço de potência ativa e no conceito de desbalanço crítico de potência. Tais curvas são obtidas utilizando simulações dinâmicas não-lineares e variando-se o perfil de geração/carga na rede ilhada. Essa metodologia foi utilizada em Freitas *et al.* (2005) para comparar os desempenhos dos relés de deslocamento de fase e de taxa de variação da frequência quanto à capacidade de detecção de ilhamentos. Neste trabalho, essa análise comparativa entre os desempenhos dos relés é generalizada, uma vez que o desempenho do relé de sub/sobre frequência é comparado aos desempenhos dos dois outros relés baseados em medidas de frequência citados anteriormente. Até o presente momento, não havia referências na literatura técnica que realizassem uma análise comparativa de forma sistemática das capacidades de detecção de ilhamento desses relés, sobretudo considerando o relé de sub/sobre frequência, que é um dispositivo de proteção exigido pelas concessionárias na interligação da rede pública com o gerador distribuído.

Este trabalho está organizado como segue. Inicialmente, o princípio de funcionamento dos diversos relés baseados em medidas de frequência é descrito. Na seqüência, a metodologia utilizada para análise desses relés em sistemas de detecção de ilhamento é explicada. Finalmente, uma análise comparativa entre os diversos relés baseados em medidas de frequência é apresentada.

## 2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS RELÉS BASEADOS EM MEDIDAS DE FREQUÊNCIA

Na Figura 1 apresenta-se o diagrama esquemático de um gerador síncrono equipado com um relé baseado em medida de frequência operando em paralelo com a rede da concessionária. Nessa figura, o gerador síncrono ( $GS$ ) alimenta uma carga ( $L$ ) e a diferença das potências ativas  $P_{GS}$  fornecida pelo gerador e  $P_L$  consumida pela carga é fornecida (ou consumida) pela rede elétrica. Portanto, a frequência do sistema é constante. Se o disjuntor  $DJ$  abre,

devido a uma falta, por exemplo, o sub-sistema composto pelo gerador e a carga torna-se ilhado. Neste instante a frequência do sistema começa a variar. Tal comportamento do sistema pode ser utilizado para detectar uma situação de ilhamento. Esse diagrama esquemático será utilizado para explicar o funcionamento dos três tipos de relés abordados pelo trabalho.

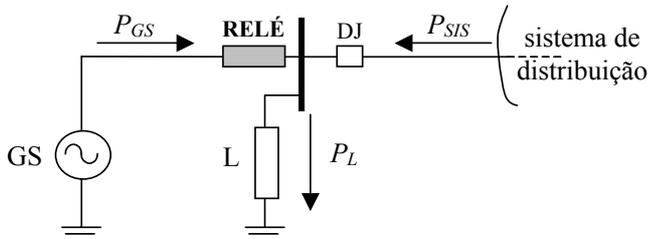


Figura 1 - Diagrama esquemático de um gerador síncrono equipado com um relé baseado em medida de frequência operando em paralelo com a concessionária.

## 2.1 Relés de Sub/sobrefreqüência

A abertura do disjuntor  $DJ$  no sistema da Figura 1 provoca alterações na frequência do sistema ilhado formado pelo conjunto gerador e carga. A queda ou elevação da frequência é o fator que determinará a abertura do disjuntor do gerador e, para tanto, deve ser detectada pelo relé de sub/sobrefreqüência, ou simplesmente, relé de frequência. O diagrama de blocos típico para esse tipo de relé é mostrado na Figura 2.

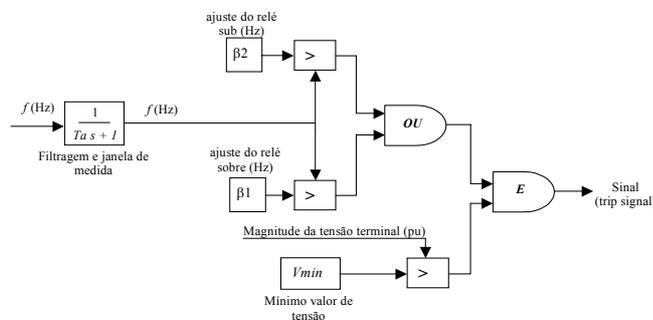


Figura 2 - Diagrama de blocos de um relé de sub/sobrefreqüência.

Referindo-se à Figura 2, o sinal de frequência ( $f$ ) a ser usado pelo relé é determinado considerando-se uma janela de medida sobre, no mínimo, um ciclo da frequência da tensão e, em seguida, esse sinal passa por um filtro com constante de tempo  $Ta$ , com a finalidade de eliminar transitórios de alta frequência. A frequência medida é comparada com os ajustes de sub e sobrefreqüência do relé,  $\beta_2$  e  $\beta_1$ , respectivamente, e caso o valor medido seja superior ao ajuste de sobrefreqüência ou inferior ao ajuste de subfreqüência, o relé envia um sinal para o disjuntor abrir e desconectar o gerador síncrono. Os relés de

freqüência podem também ser equipados com um elemento que bloqueia o seu funcionamento se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor ( $V_{min}$ ). Isso usualmente é adotado para evitar a operação do relé durante a partida do gerador, por exemplo. Muitas vezes, tais relés são operados de forma temporizada. O uso de elementos temporizados será discutido posteriormente neste trabalho.

## 2.2 Relés de Taxa de Variação da Frequência (ROCOF Relays)

Na Figura 1, caso o desbalanço de potência ativa no sistema ilhado seja pequeno, a frequência da rede variará lentamente, possibilitando que o relé de frequência não atue em tempo hábil (tempo inferior a 400ms). Assim, a taxa de variação da frequência, em vez do valor da frequência, pode ser empregada como sinal de entrada do relé para acelerar o tempo de detecção de ilhamento. O diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência é mostrado na Figura 3.

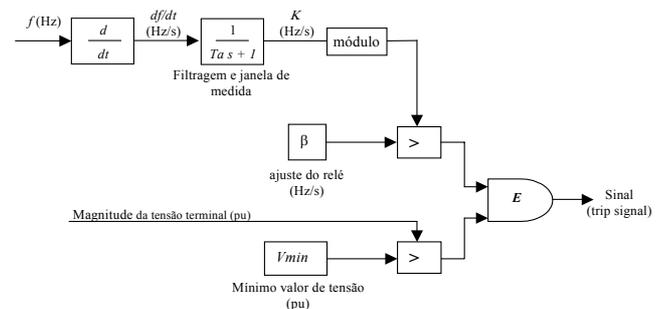


Figura 3 - Diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência (ROCOF).

A taxa de variação da frequência é calculada considerando-se uma janela de medida de alguns ciclos, usualmente entre 2 e 50 ciclos (Jenkins *et al.*, 2000). Esse sinal é então processado por filtros e o sinal resultante é usado pelo relé para decidir se o disjuntor deve ser aberto ou não. Se o valor da taxa de variação da frequência for maior que o ajuste do relé ( $\beta$ ), um sinal é imediatamente enviado para o disjuntor do gerador ordenando sua abertura. Ajustes típicos desses relés instalados nos sistemas de distribuição e usados para a detecção de ilhamentos estão na faixa de 0,50 a 2,50 Hz/s. Eles ainda são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor ( $V_{min}$ ).

## 2.3 Relés de Deslocamento de Fase (Vector Surge Relays)

Considerando novamente o diagrama da Figura 1, pode-se detalhar o gerador representando-o por meio de seu modelo

clássico (Kundur, 1994). Com isso, tem-se o diagrama esquemático da Figura 4.

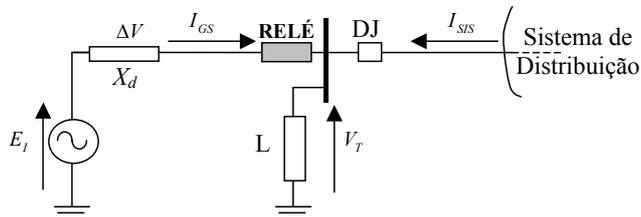


Figura 4 - Diagrama esquemático de um gerador síncrono operando em paralelo com a concessionária e equipado com um relé de deslocamento de fase.

Observa-se na Figura 4 que há uma queda de tensão  $\Delta V$  entre a tensão terminal do gerador  $V_T$  e a tensão interna do gerador  $E_I$  devido à passagem da corrente do gerador  $I_{GS}$  sobre a reatância do gerador  $X_d$ . Conseqüentemente, há uma defasagem angular  $\theta$  entre a tensão terminal e a tensão interna do gerador, como mostrado no diagrama fasorial apresentado na Figura 5(a). Na Figura 4, se o disjuntor  $DJ$  abre devido a uma falta, por exemplo, o sistema composto pelo gerador e a carga  $L$  torna-se ilhado. Neste instante, a máquina síncrona começa a fornecer energia para uma carga maior (ou menor) pois a corrente  $I_{SIS}$  fornecida (ou consumida) pela rede elétrica é abruptamente interrompida. Em conseqüência, o gerador síncrono começa a acelerar (ou desacelerar) e a tensão terminal muda de direção como mostrado na Figura 5(b). Analisando tal fenômeno no domínio do tempo, o valor instantâneo e a fase da tensão mudam, como representado na Figura 6, sendo que o ponto  $A$  indica o instante de ilhamento. Adicionalmente, a frequência da tensão terminal também muda. Relés de deslocamento de fase são baseados nesse fenômeno para detectar uma situação de ilhamento (Reis Filho, 2002).

Os relés de deslocamento de fase existentes no mercado medem a duração de um ciclo elétrico e uma nova medida é iniciada no instante em que a forma de onda da tensão terminal muda de um valor negativo para um valor positivo. A duração do ciclo atual (onda medida) é comparada com a

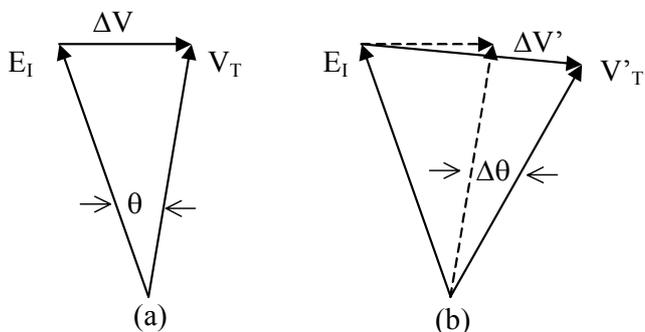


Figura 5 - Fasores da tensão interna e terminal do gerador: (a) antes da abertura do disjuntor; (b) após a abertura do disjuntor.

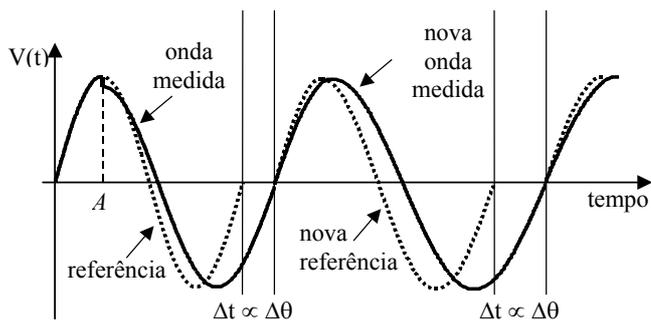


Figura 6 - Deslocamento de fase da tensão terminal.

duração do último ciclo medido (referência). Em uma situação de ilhamento, a duração do ciclo é mais longa ou curta, dependendo se há excesso ou déficit de potência elétrica na rede ilhada, como mostrado na Figura 6. Essa variação da duração do ciclo resulta em uma variação proporcional do ângulo da tensão terminal  $\Delta\theta$ . Se tal variação do ângulo da tensão terminal forem maiores do que um ângulo de referência  $\beta$  previamente ajustado no relé, um sinal é imediatamente enviado pelo relé para o disjuntor desconectar o gerador síncrono. Tipicamente, relés de deslocamento de fase permitem que o ângulo de referência  $\beta$  seja ajustado entre 2 e 20 graus (Jenkins *et al.*, 2000). O diagrama esquemático de um relé de deslocamento de fase é mostrado na Figura 7. Tais relés também são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor ( $V_{min}$ ).

### 3 CURVAS DE DESEMPENHO

O comportamento dinâmico de relés baseados em medidas de frequência é fortemente dependente do desbalanço de potência ativa existente na rede ilhada, *i.e.* a diferença entre carga e geração. Assim, um método que pode ser utilizado para avaliar o desempenho desses relés de forma sistemática consiste na obtenção de curvas relacionando

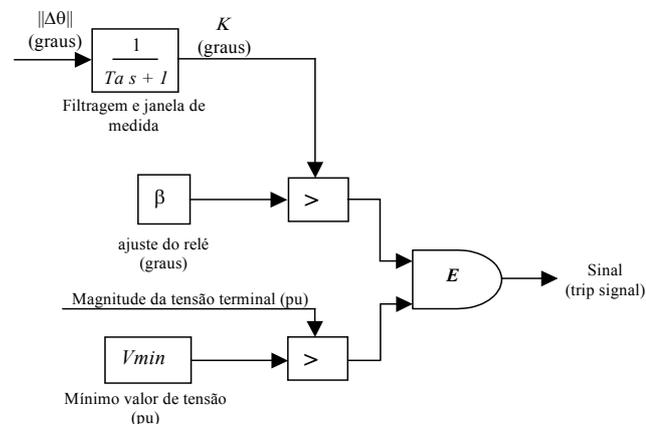


Figura 7 - Diagrama esquemático do relé deslocamento de fase.

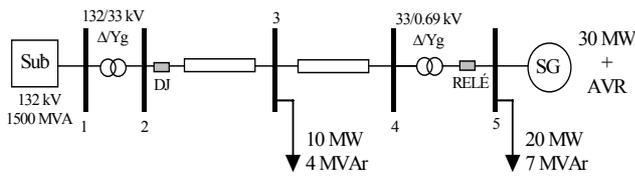


Figura 8 - Diagrama unifilar do sistema teste.

tempo de detecção do ilhamento e desbalanço de potência ativa (curvas de desempenho). Neste trabalho, tais curvas são obtidas utilizando um programa de simulação de estabilidade transitória. Assim, a seguir, descrevem-se os modelos dos diversos componentes de rede e dos relés e também se explica como obter e analisar as curvas de desempenho.

Todos os componentes de rede foram representados por modelos trifásicos. Linhas de distribuição foram representadas por uma impedância série  $RL$ . Transformadores foram modelados usando o circuito  $T$ . Os geradores síncronos foram representados por um modelo de sexta ordem (Kundur, 1994). Os geradores foram considerados equipados com um Regulador Automático de Tensão, o qual foi representado pelo modelo IEEE Tipo - I (Kundur, 1994). Usualmente, o regulador de velocidade de geradores síncronos conectados em redes de distribuição é controlado de forma a manter potência ativa constante em vez de frequência (Jenkins *et al.*, 2000). Além disso, o tempo de simulação empregado para obter as curvas é curto (500 ms). Portanto, a potência mecânica do gerador foi considerada constante. O sistema adotado neste trabalho é apresentado na Figura 8.

Esse sistema consiste de um sistema de subtransmissão de 132 kV e 60 Hz com nível de curto-circuito de 1500 MVA alimentando um sistema de distribuição de 33 kV, onde há um gerador síncrono com capacidade de 30 MW conectado na barra 5. Os modelos implementados para representar cada tipo de relé são descritos a seguir.

### 3.1 Relé de Sub/Sobrefreqüência

Na Figura 9, mostra-se o modelo computacional implementado para representar relés de sub/sobre

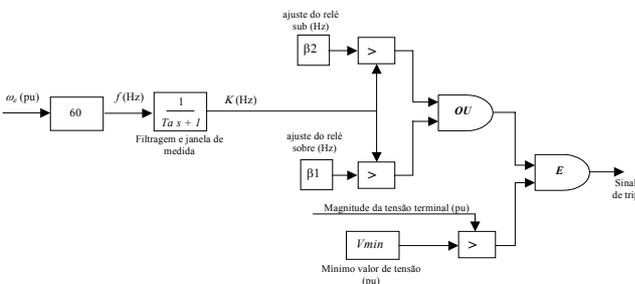


Figura 9 - Modelo implementado para representar relés de sub/sobrefreqüência.

freqüência. A freqüência da rede é determinada a partir da velocidade elétrica do gerador síncrono em todo passo de integração. Tal sinal é filtrado usando uma função de transferência de primeira ordem com uma constante de tempo  $Ta$ . A magnitude do sinal resultante é então comparada com os ajustes do relé. Se seu valor for maior que o ajuste de sobrefreqüência  $\beta 1$  ou menor que o ajuste de subfreqüência  $\beta 2$  e a magnitude da tensão terminal do gerador for maior que o ajuste do valor mínimo de tensão  $V_{min}$ , então o relé imediatamente envia um sinal para o disjuntor do gerador operar. Usualmente, esses relés permitem ajuste temporizado. Resultados considerando operação temporizada são apresentados posteriormente neste trabalho.

### 3.2 Relé de Taxa de Variação de Freqüência

O modelo implementado para representar relés de taxa de variação de freqüência é mostrado na Figura 10. A freqüência da rede é determinada a partir da velocidade elétrica do gerador síncrono em todo o passo de integração. Tal sinal é derivado no tempo e depois filtrado usando uma função de transferência de primeira ordem com uma constante de tempo  $Ta$ . O sinal resultante é então comparado com o ajuste do relé. Se o valor absoluto do sinal for maior que o ajuste  $\beta$  do relé e a tensão terminal do gerador for maior que o ajuste de valor mínimo de tensão  $V_{min}$ , então o relé sinaliza imediatamente para abrir o disjuntor do gerador.

### 3.3 Relé de Deslocamento de Fase

Relés de deslocamento de fase foram simulados como segue. O ângulo  $\theta$  da tensão terminal é determinado em todo o passo de integração e um ângulo de referência da tensão terminal  $\theta_0$  é calculado e atualizado no começo de cada ciclo elétrico. A variação absoluta entre esses dois ângulos,  $\Delta\theta = ||\theta - \theta_0||$ , é calculada em todo passo de integração. Se a variação do ângulo da tensão terminal  $\Delta\theta$  é maior que o ângulo de ajuste do relé  $\beta$ , então um sinal é imediatamente enviado para o disjuntor desconectar o gerador. Tal algoritmo pode ser mais facilmente

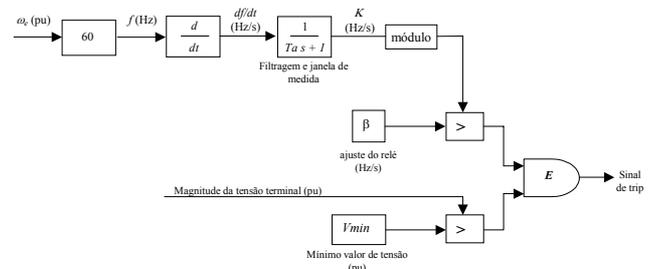


Figura 10 - Modelo implementado para representar relés de taxa de variação de freqüência.

compreendido através da Figura 11. Nessa figura, o processo de cálculo da variação de ângulo, considerando dois ciclos elétricos completos e adotando um passo de integração igual a 1/60/3 segundo (5,56 ms), é mostrado. Considera-se ainda que o ilhamento ocorreu no início do primeiro ciclo.

### 3.4 Análise das Curvas de Desempenho

Nesta seção, o método de obtenção e análise das curvas de desbalanço de potência ativa versus tempo de detecção do ilhamento (curvas de desempenho) será apresentado considerando apenas o relé de taxa de variação de frequência. Toda a metodologia e conceitos abordados nesta seção são facilmente aplicáveis aos relés de deslocamento de fase e de frequência.

Em todos os casos analisados, usando o sistema representado na Figura 8, a situação de ilhamento é simulada através da abertura do disjuntor *DJ* na barra 2 em  $t = 0,25$  segundo, permanecendo aberto até o fim da simulação. Assim, o desbalanço de potência ativa inicial no sistema ilhado é igual à potência ativa fornecida pela subestação no instante de ilhamento. O tempo total de simulação é 0,75 segundo. Portanto, se o ilhamento não for detectado em 0,50 segundo pelo relé instalado na barra 5, considera-se que o dispositivo falhou neste caso. Diferentes cenários de desbalanço de potência ativa são obtidos variando-se gradualmente a saída do gerador ou a carga total do sistema de 0 a 1 pu referido à capacidade nominal da máquina (30 MW). Para cada valor de desbalanço de potência ativa, simulação dinâmica é realizada para determinar o tempo de detecção do ilhamento e posteriormente as curvas de desempenho são traçadas.

Na Figura 12, apresenta-se uma curva de desempenho do relé de taxa de variação de frequência gerada através de repetidas simulações dinâmicas do sistema teste da Figura 8. Essa curva foi obtida considerando a carga total do

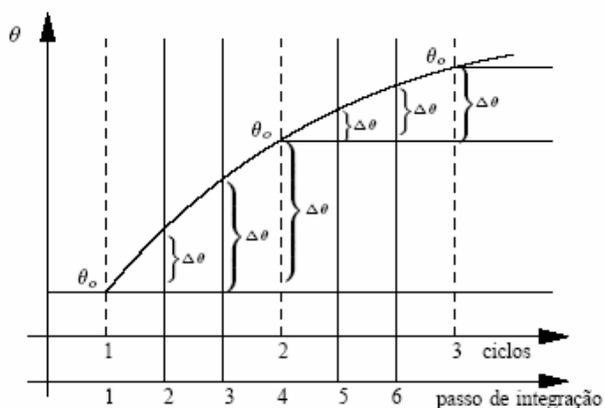


Figura 11 - Algoritmo implementado para representar relés deslocamento de fase.

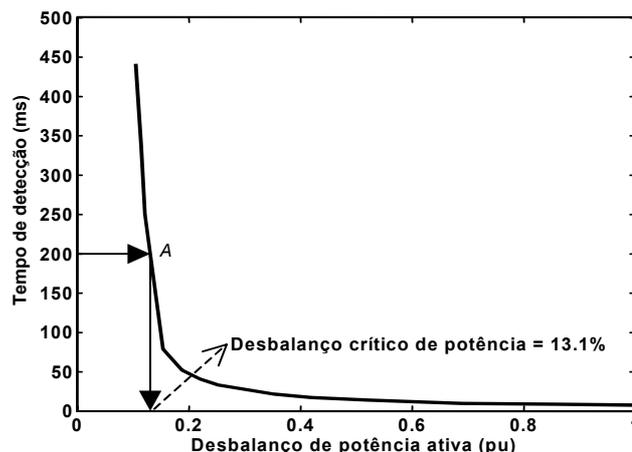


Figura 12 - Típica curva de desempenho do relé de taxa de variação de frequência ( $\beta = 1,20$  Hz/s).

sistema constante (fixada em 30 MW e 11 MVar) e variando-se a potência ativa injetada pelo gerador de 0 a 30 MW. Esse caso, portanto, caracteriza uma situação de déficit de potência ativa no sistema ilhado. O ajuste do relé foi admitido como 1,20 Hz/s, o comportamento ativo das cargas do sistema foi representado por um modelo de corrente constante e o comportamento reativo por um modelo de impedância constante, como recomendado em (IEEE Task Force, 1993) para estudos dinâmicos.

Os resultados mostram que o tempo de detecção de ilhamento aumenta à medida que o desbalanço de potência ativa no sistema ilhado diminui. De fato, isso era esperado pois a frequência varia mais lentamente quando o desbalanço de potência ativa é pequeno, culminando com o retardo do relé na detecção de ilhamentos com essa característica. Observa-se que o tempo de detecção aumenta abruptamente quando o desbalanço de potência aproxima-se de zero, visto ser difícil detectar uma variação da

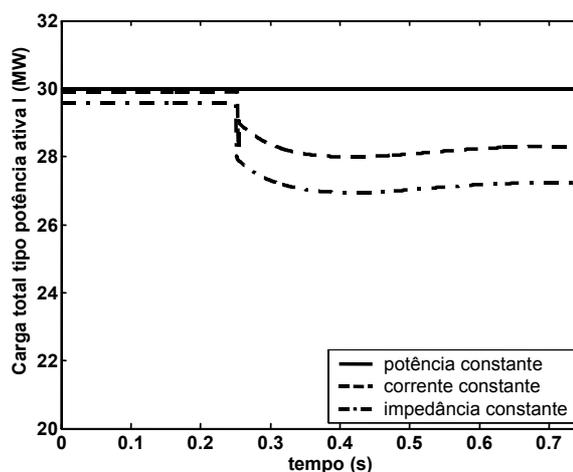


Figura 13 - Comportamento da carga ativa no sistema ilhado - déficit de potência ativa e reativa.

frequência nessa situação.

Como a curva de desempenho permite analisar diferentes níveis de desbalanço de potência ativa para diferentes ajustes do relé, ela pode ser empregada para avaliar relés baseados em medidas de frequência de forma sistemática. Para um determinado ajuste do relé e tempo de detecção requerido, é possível estabelecer o conceito de *desbalanço crítico de potência ativa*. Por exemplo, caso o tempo requerido para detecção de ilhamento seja 200 ms, o ponto *A* sobre a curva de performance do relé pode ser determinado, conforme ilustra a Figura 12. O desbalanço de potência ativa nesse ponto é o valor mínimo necessário para o relé operar dentro de 200 ms. Caso o valor de desbalanço de potência ativa seja menor que esse valor crítico, o relé levará mais de 200 ms para detectar a situação de ilhamento. Neste trabalho, tal valor de desbalanço de potência ativa é denominado *desbalanço crítico de potência ativa* ou simplesmente *desbalanço crítico de potência*.

### 3.4.1 Influência das Cargas Dependentes da Tensão nas Curvas de Desempenho

Cargas típicas em um sistema elétrico podem ser representadas como uma combinação dos modelos de potência constante, impedância constante e corrente constante (IEEE Task Force, 1993), sendo os dois últimos fortemente influenciados pelo perfil de tensão do sistema. Como as tensões nodais variam dinamicamente após o ilhamento, o consumo de potência ativa das cargas também é afetado e conseqüentemente o desbalanço de potência ativa no sistema ilhado sofre variações. Portanto, o desbalanço de potência ativa apresenta um comportamento dinâmico e pode aumentar ou diminuir dependendo se há excesso ou déficit de potência reativa no sistema ilhado. Logo, os desempenhos dos relés baseados em medida de frequência são afetados pelas características das cargas do sistema.

Nas Figuras 13 e 14, mostra-se o comportamento dinâmico das cargas tipo potência ativa do sistema da Figura 8 durante ilhamento, considerando cargas com características de potência, corrente e impedância constante para duas situações distintas de desbalanço de potência ativa e reativa no sistema ilhado. Em ambos os casos, o ilhamento ocorre em  $t = 250$  ms.

Na Figura 13, a carga ativa do sistema, **antes do ilhamento**, é 30 MW e o gerador fornece 20 MW. Nesse caso, o sistema de excitação do gerador síncrono é operado de forma a manter tensão terminal constante em 1 pu, assim, o gerador fornece 7,9 MVar ao sistema e o restante da potência reativa (3,9 MVar) é fornecida pela subestação. Nessa situação, **após o ilhamento**, os valores das tensões nodais diminuem devido ao déficit de potência

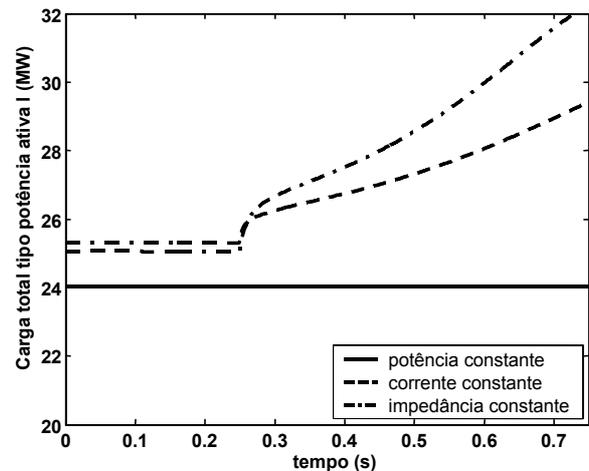


Figura 14 - Comportamento da carga ativa no sistema ilhado - excesso de potência ativa e reativa.

reativa. Conseqüentemente, no caso de cargas tipo corrente e impedância constante, a potência ativa total consumida no sistema ilhado também diminui. Observa-se que a maior variação do nível de potência ativa consumida ocorre para as cargas do tipo impedância constante, por depender do quadrado da tensão. Na Figura 14, a carga ativa do sistema, **antes do ilhamento**, é 24 MW e o gerador fornece 30 MW. Nesse caso, o sistema de excitação do gerador síncrono é controlado de forma a manter operação com fator de potência constante em 0,90 capacitivo. Assim, antes do ilhamento, o gerador está injetando 14,5 MVar no sistema e a subestação está consumindo 3,4 MVar. Nessa situação, **após o ilhamento**, os valores das tensões nodais aumentam devido ao excesso de potência reativa. Conseqüentemente, no caso de cargas tipo corrente e impedância constante, a potência ativa total consumida no sistema ilhado também aumenta. Novamente, observa-se que a maior variação de potência ativa ocorre para cargas do tipo impedância constante.

A variação do consumo de potência ativa afeta o desbalanço de potência ativa no sistema ilhado. Portanto, o impacto de cargas dependentes da tensão no desempenho de relés baseados em medidas de frequência dependerá se há excesso ou déficit de potência ativa e reativa no sistema. Com base nesses fatos, é necessário diferenciar as seguintes quatro situações possíveis:

- **Caso (a):** há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado.
- **Caso (b):** há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa no sistema ilhado.
- **Caso (c):** há excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado

- **Caso (d):** há déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado.

Verificou-se nas Figuras 13 e 14 que o consumo de potência ativa diminui se há déficit de potência reativa no sistema e aumenta se há excesso de potência reativa. Assim, as seguintes análises podem ser feitas.

Em relação ao Caso (a), a diminuição da carga ativa devido ao déficit de potência reativa no sistema ilhado provoca uma diminuição do desbalanço de potência ativa após o ilhamento. Conseqüentemente, relés baseados em medidas de frequência terão mais dificuldade para detectar ilhamento nessa situação. No Caso (b), a diminuição da carga consumida levará a um aumento do desbalanço de potência ativa na rede ilhada, pois há excesso de potência ativa. Conseqüentemente relés baseados em medidas de frequência detectarão ilhamento mais rapidamente. A situação no Caso (c) é muito similar ao que ocorre no Caso (a): se há excesso de potência ativa e reativa, há também um aumento da carga na rede ilhada devido à elevação da tensão. O resultado disso é uma diminuição no desbalanço de potência ativa na rede ilhada, tornando mais difícil detectar a situação de ilhamento. Finalmente, no Caso (d) a carga aumenta após o ilhamento devido ao excesso de potência reativa e, por conseguinte, o desbalanço de potência ativa também aumenta, facilitando a detecção do ilhamento. Evidentemente, no caso de cargas tipo potência constante, as cargas não variam dinamicamente após o ilhamento e não ocorrem as situações discutidas acima.

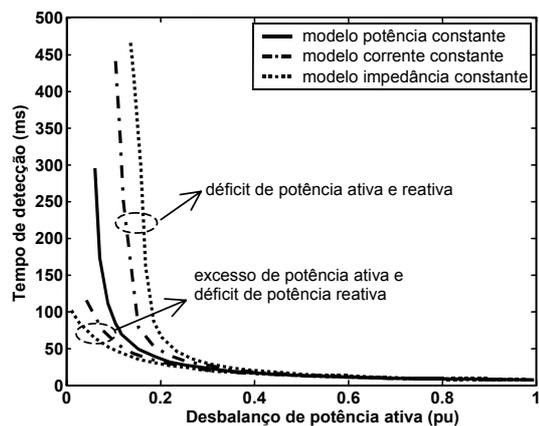
Nas Figuras 15(a) e 15(b), ainda utilizando o relé de taxa de variação de frequência como exemplo, são mostradas as curvas de desempenho relativas a diferentes tipos de cargas. São considerados os quatro casos definidos anteriormente. Os casos com déficit de potência ativa foram simulados mantendo-se as cargas constantes e variando-se a potência ativa do gerador de 0 até 30 MW. Ao passo que nos casos com excesso de potência ativa, a geração da máquina síncrona foi fixada em 30 MW e a carga ativa total do sistema foi variada de 0 até 30 MW. Nos casos com déficit de potência reativa, o sistema de excitação do gerador síncrono foi controlado de forma a manter operação com tensão terminal constante em 1 pu. Já para considerar o excesso de potência reativa, o sistema de excitação do gerador foi controlado de forma a manter o fator de potência em 0,9 capacitivo.

Como esperado, pode-se verificar que o tipo de carga tem bastante influência sobre a atuação do relé. Nas situações apresentadas na Figura 15, os casos mais conservadores, *i.e.* casos em que o desbalanço crítico de potência é maior, ocorre quando as cargas do sistema são do tipo impedância constante e há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado (Figura 15(a)) e quando as cargas são do tipo impedância constante e há excesso de potência ativa e

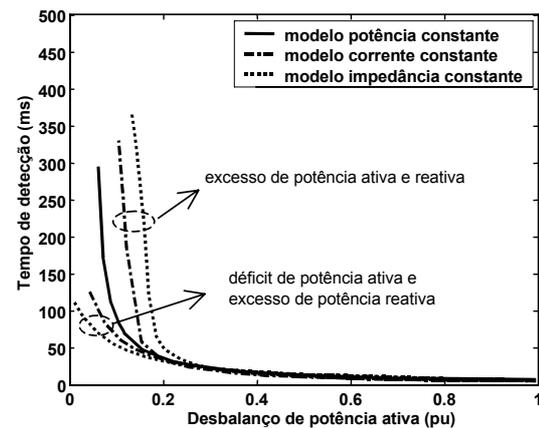
reativa (Figura 15(b)). A Figura 15 mostra ainda que, se o tempo requerido de detecção de ilhamento é 200 ms e o ajuste do relé é 1,20 Hz/s, o desbalanço crítico de potência varia de 1,1%, para o caso mais otimista, a 16,7%, para o caso mais conservador.

De acordo com os resultados, conclui-se que os engenheiros de proteção devem analisar o caso mais conservador quando investigarem um esquema de proteção contra ilhamento empregando relés baseados em medidas de frequência, visto que não é possível prever se haverá excesso ou déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado, assim como que tipo de carga estará conectada no sistema neste instante. Os casos mais conservadores são caracterizados da seguinte maneira:

- há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado e a carga do sistema é tipo impedância constante.



(a) Déficit de potência reativa.



(b) Excesso de potência reativa.

Figura 15 - Impacto de cargas dependentes da tensão no desempenho de relés de detecção de ilhamento (relé de taxa de variação de frequência -  $\beta = 1,20$  Hz/s).

- há excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado e a carga do sistema é tipo impedância constante.

Nas próximas seções, os diferentes tipos de relés são comparados considerando uma das situações que implicam em uma resposta mais conservadora (menos segura) dos relés. A situação escolhida caracteriza-se por haver déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado e a carga do sistema ser tipo impedância constante. Porém, ressalta-se que resultados similares são obtidos para a outra situação descrita acima.

#### 4 ANÁLISE COMPARATIVA DO DESEMPENHO DOS RELÉS BASEADOS EM MEDIDAS DE FREQUÊNCIA

Os ajustes dos relés baseados em medidas de frequência abordados neste trabalho utilizam diferentes unidades de medidas. O ajuste do relé de frequência é em Hz, o ajuste do relé de deslocamento de fase é em graus elétricos, enquanto que o ajuste do relé de taxa de variação de frequência é em Hz/s. Em um sistema com 60 Hz de frequência nominal, 1 Hz equivale a 6 graus elétricos. Assim, existe uma relação direta entre os ajustes dos relés de frequência e os ajustes dos relés de deslocamento de fase. No entanto, no caso de relés de taxa de variação de frequência não existe uma relação direta com as unidades de medidas empregadas pelos outros relés. Por esse motivo, optou-se por comparar os valores de ajustes coerentes, ou seja, os ajustes mais sensíveis (menos sensíveis) do relé de taxa de variação de frequência são comparados com os ajustes mais sensíveis (menos sensíveis) dos demais relés. As relações utilizadas neste trabalho são apresentadas na

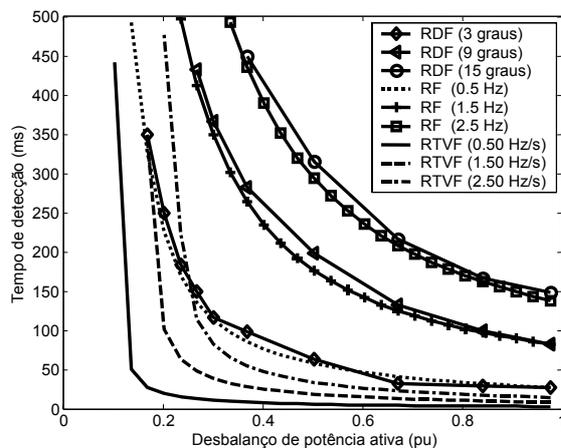


Figura 16 - Curvas de desempenho para diferentes tipos de relés baseados em medidas de frequência.

**Tabela 1. Valores correspondentes entre os ajustes de diferentes relés.**

Relé de Frequência (Hz)	Relé de Deslocamento de Fase (graus)	Relé de Taxa de Variação de Frequência (Hz/s)
0,5	3	0,5
1,0	6	1,0
1,5	9	1,5
2,0	12	2,0
2,5	15	2,5

Tabela 1. Por simplicidade, considerou-se para o relé de sub/sobrefrequência, um ajuste incremental de frequência igual para os casos de sub e sobrefrequência, ou seja, o ajuste de 0,5 Hz representa 60,5 Hz para análise de sobrefrequência e 59,5 Hz para subfrequência.

Na Figura 16 as curvas de desempenho dos três relés são comparadas para três ajustes diferentes. Na legenda, os relés são identificados pelas siglas RDF (relé de deslocamento de fase), RF (relé de frequência) e RTVF (relé de taxa de variação da frequência). Verifica-se que as curvas do relé de sub/sobrefrequência e do relé de deslocamento de fase são bastante próximas. Isso, de fato, era esperado pois ambos os relés empregam o tempo de duração de um ciclo para detectar ilhamento. Porém, na prática, relés de sub/sobrefrequência não podem empregar ajustes mais sensíveis com atuação instantânea. Por exemplo, alguns guias técnicos de concessionárias de energia recomendam que geradores operem de forma contínua para uma variação de  $\pm 0,5$  Hz. Já os relés de deslocamento de fase podem empregar ajustes baixos, da ordem de 3 a 5 graus elétricos, apesar de estarem sujeitos à falsa operação em determinadas condições de operação do sistema elétrico (Freitas e Xu, 2004). Tal diferença é devido ao conceito empregado no princípio de funcionamento desses relés. Em suma, os relés de sub/sobrefrequência empregam um valor fixo de referência (60 Hz) para efeito de comparação e, conseqüentemente, disparo do relé. Por outro lado, os relés de deslocamento de fase empregam um valor variável de referência para efeito de comparação, usualmente, o valor do último ciclo (ou uma média dos últimos ciclos). Assim, no caso de relés de deslocamento de fase, a variação de frequência tem que ocorrer dentro de 1 ciclo, permitindo que valores mais sensíveis (menores) sejam empregados e tornando-os adequados para a detecção de eventos muito rápidos. Os relés de sub/sobrefrequência, apesar de também detectarem eventos rápidos, são usualmente empregados para detectar eventos mais lentos, como por exemplo, a queda lenta da frequência da rede da concessionária causada por perturbações no sistema de transmissão ou subtransmissão.

**Tabela 2. Análise comparativa dos valores de desbalanço crítico de potência ativa ( $\Delta P_C$ ).**

Relé de Frequência		Relé de Deslocamento de Fase		Relé de Taxa de Variação de Frequência	
Ajuste (Hz)	$\Delta P_C$ (%)	Ajuste (graus)	$\Delta P_C$ (%)	Ajuste (Hz/s)	$\Delta P_C$ (%)
0,5	21,8	3	22,7	0,5	12,4
1,0	33,6	6	35,2	1,0	15,7
1,5	45,6	9	50,0	1,5	18,9
2,0	57,5	12	62,6	2,0	21,8
2,5	69,6	15	72,6	2,5	24,3

Outra conclusão importante, obtida pela análise da Figura 16, é que o relé de taxa de variação de frequência é o mais rápido para detectar uma situação de ilhamento entre os três relés analisados, além de ser o mais eficaz, demandando um menor valor de desbalanço crítico de potência. Isso pode ser confirmado através de uma análise mais detalhada envolvendo o desbalanço crítico de potência ativa ( $\Delta P_C$ ) considerando que o tempo requerido para detecção de ilhamento seja 200 ms. Os resultados são resumidos na Tabela 2.

Na Tabela 2, observa-se a maior sensibilidade do relé de taxa de variação da frequência quando comparado com o relé de frequência e de deslocamento de fase, ou seja, para ajustes equivalentes e um tempo de detecção do ilhamento de 200 ms, o relé de taxa de variação de frequência necessita de um montante de desbalanço de potência ativa bem inferior aos demais para atuar.

#### 4.1 Atuação Temporizada dos Relés de Sub/sobrefrequência

Conforme já mencionado, alguns guias técnicos de concessionárias que tratam da ligação de geradores síncronos nas redes de subtransmissão ou distribuição de energia recomendam que ajustes sensíveis dos relés de sub/sobrefrequência sejam temporizados ou, em algumas condições, até mesmo não haja a atuação desses relés. Quanto menor o ajuste, maior é a temporização que deve ser aplicada. Para mostrar o efeito da temporização nas curvas de desempenho do relé de sub/sobrefrequência, considerou-se como exemplo os mesmos ajustes de frequência da Figura 16, porém temporizados em 160 ms, como recomendado em IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2003. Os resultados são mostrados na Figura 17, a qual também inclui as curvas obtidas sem temporização para efeito de comparação. Verifica-se que o uso de elementos temporizados nesses relés aumenta consideravelmente o desbalanço crítico de potência,

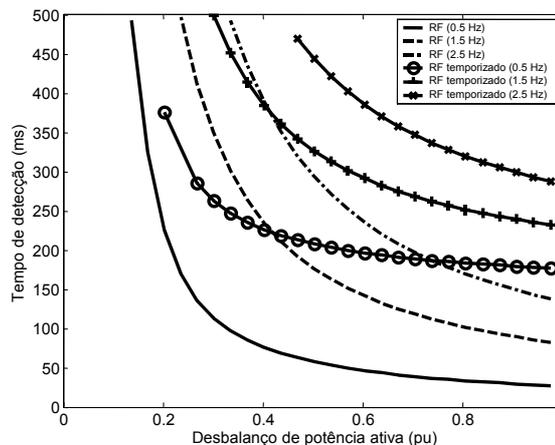


Figura 17 - Curvas de desempenho para relés de sub/sobrefrequência com e sem temporização de 160ms.

tornando o relé praticamente ineficaz para o uso em esquemas de proteção anti-ilhamento quando o tempo requerido para detecção é baixo (menor que 300 ms).

## 5 CONCLUSÕES

Nesta seção, apresentam-se as principais conclusões obtidas com o desenvolvimento deste trabalho. Destaca-se que, embora os resultados apresentados referem-se a apenas um sistema simples, outros sistemas elétricos foram analisados e os resultados foram completamente similares. Tais sistemas consideraram geradores com constantes de inércia e potências diferentes do utilizado neste trabalho, alimentadores com diferentes relações X/R, valores distintos de tensão, diferentes distribuições de cargas ao longo do alimentador e a presença de banco de capacitores na rede elétrica. Contudo, os resultados não foram apresentados neste artigo a fim de evitar a redundância dos mesmos. Os comportamentos das curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência são similares, independente do sistema elétrico sob análise, uma vez que os principais fatores que ditam seus comportamentos são o desbalanço de potência ativa, a constante de inércia do gerador síncrono e os ajustes dos relés.

As principais contribuições deste trabalho são relacionadas abaixo:

- Verificou-se que a metodologia desenvolvida, a qual emprega um conjunto de curvas relacionando tempo de detecção e desbalanço de potência ativa e o conceito de desbalanço crítico de potência, mostrou-se bastante útil para analisar relés baseados em medidas de frequência usados em esquemas de detecção de ilhamento de forma sistemática.

- Essa metodologia de análise permitiu identificar quais são os casos mais críticos e que realmente devem ser analisados pelo engenheiro de proteção. De forma simplificada, esses casos são:
    - há **déficit** de potência ativa e reativa no sistema ilhado e a carga do sistema é tipo impedância constante.
    - há **excesso** de potência ativa e reativa no sistema ilhado e a carga do sistema é tipo impedância constante.
  - Verificou-se que os comportamentos dos relés de frequência e de deslocamento de fase são bastante parecidos, sendo que este último, de fato, caracteriza-se como um caso particular do primeiro. Dessa forma, sugere-se que um relé de frequência pode desempenhar a mesma função de um relé de deslocamento de fase, de forma satisfatória. Essa característica do relé de frequência torna-se uma opção atrativa tanto do ponto de vista econômico quanto técnico, sobretudo para pequenos geradores síncronos distribuídos, uma vez que o sistema de proteção pode ser simplificado (o relé de frequência desempenhando mais de uma função) dispensando a aquisição de um relé exclusivamente dedicado à detecção de ilhamentos.
  - Dentre os relés analisados, concluiu-se que o relé de taxa de variação de frequência é o mais eficaz, pois necessita um menor valor de desbalanço de potência ativa para detectar uma condição de ilhamento de forma apropriada. Entretanto, nenhum dos relés mostrou ser completamente confiável, quando o desbalanço de potência ativa no sistema ilhado é pequeno (menor que 10% para o caso em que o tempo requerido de detecção de ilhamento é 200 ms, conforme Tabela 2). Portanto, o desenvolvimento de novos relés capazes de detectar ilhamentos na presença de reduzidos desbalanços de potência ativa é necessário para o setor de energia elétrica à medida que o número de instalações de geração distribuída for crescendo.
  - Finalmente, os relés de sub/sobrefrequência temporizados (uma solução atrativa pela simplicidade e baixo custo) mostraram-se ineficazes para uso em sistemas de detecção de ilhamento caso o tempo exigido para detecção seja baixo (em torno de 200 ms).
- CIREC Working Group 4 (1999). Dispersed Generation, *Technical Report*, CIREC.
- Electricity Association (1991). G59/1: Recommendations for the connection of embedded generating plant to the regional electricity companies distribution systems. *Electricity Association Std.*
- Freitas, W. and Xu, W. (2004). False Operation of Vector Surge Relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, **19**(1), pp. 436-438.
- Freitas, W., Xu, W., Affonso, C. M. and Huang, Z. (2005). Comparative Analysis Between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, **20**(2), pp. 1315-1324
- IEEE Standards Coordinating Committee 21 (2003). IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Std 1547-2003*.
- IEEE Task Force (1993). Load representation for dynamic performance analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 1, pp. 472-482.
- Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kischen, D. and Strbac, G. (2000). *Embedded Generation*. London: The Institute of Electrical Engineers.
- Kundur, P (1994). *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill Inc.
- Reis Filho, F. A. *Uma Proposta de Algoritmo Digital para Proteção da Interligação Concessionária e Indústria Operando em Sistemas de Cogeração*. 2002. 135 f.. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- Walling, R. A. and Miller, N. W. (2002). Distributed generation islanding – implications on power systems dynamic performance. *IEEE/PES Summer Meeting*, Chicago, USA, pp. 92-96.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CIGRÉ Working Group 37.23 (1999). Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. *Technical Report*, CIGRÉ.