
CONTROLE DE FREQUÊNCIA HÍBRIDO EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM INCIDÊNCIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

César A. Portolann*

portolann@utfpr.edu.br

Jorge M. Campagnolo†

campagnolo@reitoria.ufsc.br

*UTFPR-Pato Branco – Caixa Postal 571, CEP 85502-970 – Pato Branco, Paraná, Brasil. Fone: (46) 3220 2584

†UFSC, Trindade, 88040-900, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil. Fone/fax: (48) 3331 9437

ABSTRACT

Hybrid Control of frequency in Power Systems with Distributed Generation

The structural changes that occurred in the market of electricity made the economy have the same importance as the safety in electric systems. Consequently, the investments are more pondered, usually not following the growth of the demand. As a result, the systems tend to operate at their maximum use. At the same time, there is an encouragement regarding the use of wind power, which on the one hand improves the generation capacity but on the other harms the frequency. To use the wind power, maintaining good frequency quality, some resources could be used, such as an increase in the spinning reserve, the limitation on the penetration level of the wind power, the use of turbines with blade pitch control, electronic interfaces and storage of active power, however they are onerous and partial solutions. Considering these issues, the evaluation of a hybrid solution is proposed, where a modified load shedding helps the conventional control in the frequency regulation. This load shedding is seen as an operational tool, which also operates in a steady state and not only as an emergency measure. This may allow obtaining the advantages of the wind power while its implications in the frequency stay soften, with compatible cost.

KEYWORDS: Load relieve, Frequency control, Wind power, Spinning reserve, Steady state.

RESUMO

As mudanças estruturais ocorridas nos mercados de eletricidade, fizeram a economia ser tão importante quanto à segurança em sistemas elétricos. Assim, os investimentos são mais seletivos, geralmente não acompanhando o crescimento da demanda. Como resultado, os sistemas tendem a operar com a sua máxima utilização. Ao mesmo tempo, há um incentivo para o uso da geração distribuída, particularmente a geração eólica, que se por um lado melhora a capacidade de geração, por outro dificulta o controle da frequência. Para utilizar a geração eólica, mantendo uma boa qualidade de frequência, alguns recursos podem ser utilizados, tais como o aumento da reserva operativa, limitação da taxa de penetração da geração eólica, utilização de turbinas com controle do ângulo de pás, interfaces eletrônicas e armazenagem de potência ativa, porém, são soluções geralmente onerosas ou pouco eficientes. Assim, propõe-se a avaliação de uma solução híbrida, onde um alívio de carga modificado ajuda o controle convencional na regulação de frequência. Este alívio de carga é visto como uma ferramenta operacional, que atua também em regime permanente e não somente como medida de emergência. Isto permite usufruir dos benefícios da geração eólica, contornando as suas implicações na frequência, e ainda com custo compatível.

PALAVRAS-CHAVE: Alívio de carga, Controle de frequência, Geração eólica, Reserva girante, Regime permanente.

1 INTRODUÇÃO

Nos novos modelos de mercado de eletricidade, pelo menos

Artigo submetido em 24/07/2009 (Id.: 01019)

Revisado em 26/08/2009, 12/03/2010, 05/05/2010

Aceito sob recomendação do Editor Associado Prof. Antonio Carlos Zamboni de Souza

um fato é comum a todos eles: a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica deixam o papel de simples prestadores de serviços, com arrecadação apenas suficiente para cobrir os custos e novos investimentos, para se consolidarem como serviços onde um dos maiores objetivos é o lucro. Isto determina que a segurança não seja a maior prioridade de um sistema elétrico (SE), e a economia passa a ter mais importância no planejamento e operação. Consequentemente, os investimentos no setor elétrico passaram a ser mais ponderados, onde na maioria das vezes, não acompanham a taxa de crescimento da demanda, resultando em geradores, linhas de transmissão e equipamentos em geral, carregados próximos dos limites das suas capacidades. Com os geradores mais carregados, é natural que as reservas girantes (RG), empregadas no controle de frequência também sejam relativamente menores.

Paralelamente à defasagem das ofertas de potência e reserva, com relação à demanda, esse mesmo tipo de mercado estimula a geração distribuída, que se por um lado disponibiliza mais potência para o sistema e melhora os níveis de tensão, por outro traz problemas para a regulação de frequência, conforme Cirio (2003) e Doherty, et al. (2005). Para solucionar ou amenizar a regulação pobre de frequência, em sistemas com grande incidência de geração distribuída, algumas alternativas são discutidas a seguir.

Uma solução óbvia seria o incremento da reserva girante. Na falta de outro recurso, essa exigência se faz necessária porque o controle convencional de frequência percebe as variações randômicas das fontes distribuídas (de modo mais evidente a geração eólica), como variações de carga e, conforme aumenta o número destes geradores, a reserva operativa (RO) deve ser incrementada para fazer frente às variações imprevisíveis de geração (Dany, 2000). Porém, esse aumento de reserva seria inoportuno, porque haveria dois custos, um de implantação da geração eólica e outro decorrente do aumento da reserva. Então não seria mais econômico incrementar a capacidade de geração através de recursos convencionais, praticamente dispensando o aumento de reserva?

Uma alternativa cogitada por Garzulino, et al. (2003) é limitar o grau de penetração das fontes distribuídas. Porém, com essa ação, o sistema elétrico deixa de aumentar a sua capacidade de geração, bem como outras atratividades deste recurso.

Outra solução, específica para geração eólica, para controlar a frequência sem necessidade de aumentar a reserva, é adotar turbinas com controle do ângulo das pás; utilizar interfaces eletrônicas como os modernos sistemas de dupla excitação, ou armazenagem de potência ativa; porém isto torna complexo e onera o grupo gerador, reduzindo a sua atratividade. Também, com estas medidas, ao invés da geração eólica ope-

rar com máxima potência, operaria sob o conceito de máxima eficiência (com controle total), desperdiçando parte da energia primária disponível.

Um recurso cogitado para conciliar a difusão da geração distribuída, com uma boa qualidade da energia elétrica gerada, é o controle direto de carga. É um tipo de medida que vem sendo incorporada de forma mais comum no planejamento da operação de SE, aproveitando que os novos modelos de mercado permitem os consumidores disponibilizarem suas cargas para controle. Alguns exemplos são Short, et al. (2007), que trata de um controle dinâmico de demanda, visando a estabilidade da frequência. Uma proposta de Cirio (2003) visa fazer a regulação primária e secundária de frequência por meio do controle de carga. Um terceiro trabalho relevante é o de Faranda, et al. (2007) que propõe distribuir as cargas controladas o máximo possível para minimizar o impacto dos desligamentos de carga sobre os consumidores.

Estes trabalhos supracitados, que envolvem controle direto de carga, apresentam algumas deficiências potenciais. Primeiro, as propostas tratam exclusivamente da questão técnica, fazendo pouca ou nenhuma alusão ao critério econômico envolvido, o qual habilita ou não a implementação desse tipo de controle. Particularmente no trabalho de Cirio (2003), é questionável o uso da carga para controle secundário de frequência, visto ser óbvio que os custos para manter cargas desligadas por um tempo relativamente grande, dificilmente compensariam a implementação da técnica, além do que a energia que deixou de ser consumida seria inevitavelmente reavida pela carga posteriormente, produzindo um novo pico de demanda.

Tendo em vista estas questões, propõe-se um esquema de alívio de carga modificado (AC), onde se pretende contribuir para contornar parte das deficiências consideradas naqueles trabalhos. Os montantes de RG e AC são derivados de um despacho econômico, e o esquema limita o uso da carga para o controle primário, ficando o controle secundário por conta da geração, no papel dos reguladores de velocidade.

2 CONTRIBUIÇÃO DE ALÍVIO DE CARGA NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA

No controle de frequência, a ação da geração por meio dos reguladores de velocidade (RV) pode ser sintetizada com o auxílio da Figura 1 (a). O ponto de operação é o ponto 1, e ocorrendo uma sobrecarga de 5% no sistema elétrico, depois de ultrapassados os transitórios, o novo ponto de operação será o ponto 2, caracterizado por uma carga de 1,05 p.u. MW e uma frequência de 59,80 Hz. No caso, a reserva operativa consistiu somente de geração, que foi incrementada de 5%. Considerando que os reguladores de velocidade conduzem a um novo estado de equilíbrio, após um aumento de carga ΔP ,

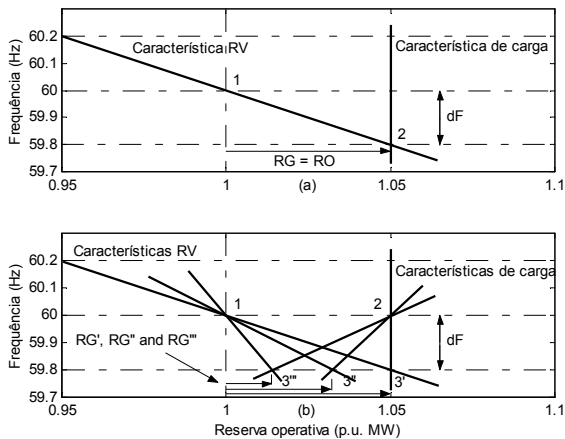


Figura 1: Características de reguladores de velocidade e alívio de carga.

o desvio de frequência será:

$$\Delta f = \frac{RO}{1/R} \quad (1)$$

Onde: R é o estatismo das máquinas.

A introdução de cargas destinadas a serem aliviadas (que seu conjunto será chamado de alívio de carga – AC) dá origem a uma característica de carga (Cirio, 2003; Subramanian, et al., 1992), significando redução na potência consumida proporcional ao desvio de frequência, como pode ser visto na Figura 1(b). Agora, para a mesma sobrecarga de 5%, inúmeros pontos de operação em regime permanente podem ser determinados sobre a reta relacionada com a frequência de 59,80 Hz, de acordo com a distribuição da reserva operativa entre reserva girante e alívio de carga. Estes pontos são definidos pela intersecção das características dos RV e AC. Para qualquer combinação de RG e AC, o desvio de frequência “dF” fica restrito em 200 mHz.

3 A DISTRIBUIÇÃO DA RESERVA OPERATIVA

3.1 Coordenação entre reserva girante e alívio de carga

No caso, a reserva operativa necessária é estabelecida de forma determinística, e depois se faz necessário dividi-la economicamente entre reserva girante e alívio de carga, tomando por base os custos de cada uma destas fontes de potência, e também reconhecendo as suas restrições. Serão feitas as suposições de que os custos e os montantes de RG e AC resul-

tantes do despacho são médios e valem para o longo prazo. Isto não permite operar com custo ótimo, porém viável. Essa suposição é feita, considerando que o sistema elétrico tem um fator de carga aproximadamente constante e, assim, a RG e AC serão pouco variáveis durante o decorrer de um período considerado.

Neste trabalho, o alívio de carga tem características de recurso despachável, disponível sempre que necessário. Ele está organizado em oito grupos, onde cada um desliga as suas cargas em um nível de frequência diferente dos outros. Dentro do seu grupo, cada carga é seletivamente controlada, podendo o esquema ser do tipo centralizado ou não. Cada grupo tem uma quantidade específica de carga controlada. A RG e o AC entram como candidatos em cada despacho de RO, que baseado em critérios bem definidos, determina os seus montantes para o período de controle considerado. Com isso podem ser estabelecidas as características dos reguladores de velocidade e do alívio de carga.

A coordenação entre os recursos é entendida como o estabelecimento da sua operação conjunta, de forma complementar, maximizando os benefícios do sistema elétrico, e consiste em uma das etapas do planejamento da operação do controle de frequência, basicamente seguindo aos seguintes passos:

- É determinado o montante de reserva operativa demandada para o período considerado - RO_{dem} ;
- Verifica-se o estado das unidades geradoras e das cargas controladas candidatas a alocar reserva;
- Executa-se em “off line” o programa de despacho econômico, estabelecendo a porção da RO_{dem} que estará sob responsabilidade, respectivamente, da geração e da carga;
- Determinadas as unidades geradoras e suas reservas, pode-se estabelecer o estatismo de cada uma;
- Determinado o montante de carga a ser aliviada, pode-se estabelecer o fator de redução de carga (FRC), que vem a ser a taxa com que a carga sob controle vai ser aliviada/religada, equivalendo ao estatismo dos geradores.

3.2 O Modelo de Controle da Reserva Operativa

A implementação da metodologia proposta consiste basicamente, em pré-determinar uma solução de compromisso entre minimizar simultaneamente o erro de frequência, a reserva girante e o alívio de carga. Assim sendo, existem certas decisões que devem ser levadas em conta para se obter

o melhor resultado possível. A seguir são discutidos os elementos essenciais do modelo de controle do alívio de carga modificado.

3.2.1 Determinação da carga média a ser aliviada (AC)

Esta é uma decisão das mais importantes a ser feita, visto que além da carga a ser aliviada, ela ajuda determinar o nível de frequência a ser regulado. O ponto de partida desta tarefa é conhecer a magnitude da sobrecarga que se quer suportar, cuja decisão é determinística. Depois de estabelecido o degrau de carga que se quer compensar, utiliza-se um procedimento que determina as quantidades de RG e AC que deverão ser usadas no controle primário de frequência. Para isto, pode-se usar, dentre outras, a conhecida técnica de custos incrementais iguais.

A distribuição pré-determinada de um degrau de carga entre AC e RG deve minimizar os custos operacionais, conforme resumido a seguir. Seja ΔP o degrau de carga a ser absorvido, parte pela RG e parte pelo AC.

$$AC + RG = \Delta P \quad (2)$$

Seja F o custo total para atender ΔP , expresso em função de AC e RG:

$$F = F_1(AC) + F_2(RG) \quad (3)$$

Para um degrau fixo ΔP , a equação (2) determina que qualquer variação em AC deva ser igual e oposta à variação em RG:

$$\Delta AC = -\Delta RG \quad (4)$$

A condição necessária para custos mínimos pode ser obtida pela diferenciação de (3) com relação à AC, e igualando a expressão a zero (Le, at al., 1983; Tuan, and Bhattacharya, 2003; Hood, and Wollenberg, 1996):

$$\frac{dF}{dAC} = -\frac{dF_1(AC)}{dAC} + \frac{dF_2(RG)}{dAC} = 0 \quad (5)$$

$$\frac{dF_1(AC)}{dAC} = -\frac{dF_2(RG)}{dAC} = \frac{dF_2(RG)}{dRG} \quad (6)$$

Considerando que $dAC = -dRG$, pela equação (4), a equação seguinte especifica o critério para determinar o alívio de

carga e a reserva girante, e modo a minimizar os custos de produção referentes ao degrau de carga.

$$\frac{dF_1(AC)}{dAC} = \frac{dF_2(RG)}{dRG} = \lambda \quad (7)$$

O custo mínimo é obtido quando o custo incremental de cada gerador (ou carga) é o mesmo para todas as máquinas/cargas. Os custos são estabelecidos com base em vários fatores tais como, custo inicial, incentivo ao consumidor, etc., que serão comentados mais adiante. Quando se define o montante de alívio de carga e o desvio de frequência admissível, automaticamente fica estabelecida a característica de carga, como ilustrado na Figura 2.

3.2.2 Determinação do número de passos de alívio de carga

Uma decisão seguinte mais importante é a escolha do número de passos de redução de carga. Sabe-se que quanto maior o número de passos, menor será o montante de potência de carga alocado em cada um e, isso evita reduções muito maiores do que o necessário, ou muito menores, minimizando o montante de carga a ser aliviada. Dessa forma, são escolhidos 8 passos para fazerem parte do esquema.

O esquema prevê, que para os primeiros 200 mHz de desvio, não haja ação de controle, sendo estabelecida uma faixa de 1,6 Hz para o controle atuar. Dessa forma, a ação de controle inicia em 59,80 Hz, indo até 58,60 Hz, resultando um passo para cada 200 mHz. Poderá haver uma imprecisão no total de carga designada para controle, e conseqüentemente haverá erro no montante determinado para cada um dos 8 grupos de carga. Porém a existência deste erro não compromete o controle, porque se em um passo for reduzido menos carga que o necessário, automaticamente será solicitado o desligamento do próximo grupo de cargas, cujo dispositivo é sensibilizado por um nível menor de frequência. Por outro lado, se o montante desligado for um pouco maior do que o necessário, isso não será indesejável, visto que o desvio de frequência será ainda menor do que o programado.

Conhecido o montante total de carga a ser reduzida e, o número de passos arbitrado, fica determinada a carga a ser reduzida em cada passo, pela divisão do total de carga controlada pelo número de passos. Admite-se que cada passo tenha aproximadamente o mesmo valor de carga.

3.2.3 O ajuste dos dispositivos atuadores

A determinação dos ajustes dos controladores depende basicamente da frequência admissível e, do número de passos de redução de carga. O primeiro ajuste de desligamento é 59,80 Hz, sendo deixado 200 mHz a partir da frequência no-

minal 60 Hz, como tolerância para excursões muito rápidas de frequência. Os ajustes seguintes são estabelecidos também a cada 200 mHz. Pressupõe-se que a exatidão dos controladores seja grande, e que esse Δf entre ajustes caracteriza uma tolerância suficiente para não haver sobreposição na atuação dos dispositivos.

Conforme visto, o papel do alívio de carga modificado é substituir em parte a reserva girante primária e, supondo que em determinada situação estes dois recursos foram totalmente utilizados, então distúrbios que conduzam a desvios maiores do que 1,6 Hz deverão ser contornados com meios convencionais. Lembra-se aqui que os desligamentos de alimentadores por subfrequência continuam servindo de retaguarda nas ações em casos de grandes perturbações.

3.3 A formação de custos

Foi dito que a avaliação econômica usa um despacho de reserva girante e alívio de carga com base em custos incrementais iguais. O objetivo aqui é mostrar os elementos básicos de formação dos custos envolvidos para RG e AC.

3.3.1 Custos de manutenção da reserva girante

Estes custos são verificados porque a manutenção de reserva exige que unidades geradoras sejam despachadas com carga parcial, e assim, tem-se que programar mais unidades do que as estritamente necessárias para cobrir a demanda, o que além disso, tem em geral maiores custos de operação (Colomé, 1997).

O coeficiente fixo dos custos de RG depende predominantemente da remuneração do investimento realizado para a implementação de uma capacidade, bem como da vida útil da unidade geradora. Os custos variáveis estão associados à utilização da capacidade, englobando operação, manutenção, perdas adicionais, aumento da carga própria e custos de oportunidade (não realização de receitas).

3.3.2 Custos de Alívio de carga

Para a formação dos custos de AC, os coeficientes fixos são função principalmente do investimento, ou custo de capital para a implantação do esquema e do ciclo de vida do equipamento controlador.

Para os coeficientes lineares do custo são levados em consideração os fatos, se o esquema proposto conduz à redução ou manutenção dos custos de eletricidade e, a um aumento da receita sem aumento no custo da eletricidade.

Para a obtenção dos coeficientes quadráticos, as seguintes questões devem ser respondidas: Como é o impacto dos in-

centivos tarifários e financiamentos? Qual é o tempo médio em que as cargas permanecem desligadas e, com que frequência elas são reduzidas?

3.4 O esquema de alívio de carga modificado

3.4.1 O desligamento de cargas

Esquemas de alívio de carga baseados no declínio da frequência são efetivos para prevenir desligamentos desnecessários, usando atrasos de tempo longos e limiares baixos de frequência. Porém, são mais conservativos, pela falta de informação para estimar a magnitude do distúrbio e, tendem a desligar menos carga do que o necessário, retardando a recuperação da frequência. Por isso, os esquemas de AC procuram usar a taxa de declínio da frequência.

Todos os esquemas desligam cargas de maior prioridade por último, mas muitas vezes perdem eficiência por não ter um religamento bem definido, restabelecendo cargas prioritárias depois das outras. Tendo em mente estas questões e considerando os trabalhos de Stein, et al. (1992), Portolann, et al. (1996) e Portolann, et al. (2008), é que foi elaborado este esquema de AC. Ele tendo por base o declínio da frequência e válido tanto para R. P. e transitórios, não necessita distinguir entre pequenos e grandes distúrbios, deduzir a magnitude do distúrbio e nem estimar a taxa de queda da frequência, conforme resumido a seguir.

Estabelecida a RG, pode-se ajustar o estatismo dos geradores, e com o alívio de carga determinado, seu montante deve ser distribuído entre os ajustes. Para facilitar isso, usa-se o que chamamos de fator de redução de carga (FRC), que é a taxa com que a carga controlada é aliviada. Com o desvio de frequência total estabelecido (no caso para a perda de geradores eólicos), o FRC resulta como:

$$FRC = \frac{AC}{\Delta f} \quad (8)$$

Com o fator de redução de carga determinado, a carga a ser aliviada em cada ajuste de frequência, fica também definida. Na prática, esse valor pode variar mas não inviabiliza o esquema, se uma tolerância no desvio final é permitida. O importante é que o montante final de alívio de carga se mantenha aproximadamente constante, o que pode ser verdadeiro para a maioria dos sistemas elétricos.

3.4.2 O religamento de cargas

O religamento das cargas em cada ajuste ocorre depois de uma tendência de recuperação da frequência. Evita-se que o

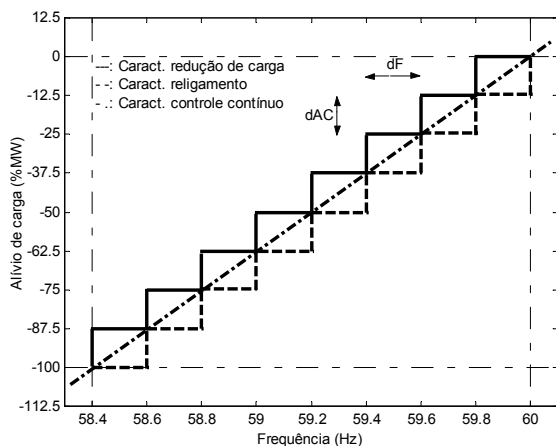


Figura 2: Representação do esquema de alívio e religamento de carga

religamento seja feito em poucos passos, para não caracterizar nova sobrecarga. Para atender essas restrições, a característica de religamento é equivalente àquela do desligamento, porém sofrendo uma translação, para que as cargas sejam religadas em uma frequência superior àquela de desligamento. Garante-se que as cargas prioritárias serão as primeiras a serem religadas e, finalmente, cada carga é religada assim que possível para minimizar o efeito “payback”, onde muitas delas reaveriam a energia não suprida durante o desligamento. A Figura 2 ilustra a ação de alívio e religamento das cargas controladas. O ajuste de religamento de um grupo de cargas, é igual ao ajuste de desligamento do grupo imediatamente superior.

4 RESULTADOS

4.1 Generalidades

Sistemas equivalentes podem ser usados com boa confiança na análise do comportamento da frequência para grandes redes. Assim, são extraídos resultados de um SE teste simples, ilustrado na Figura abaixo (Bretas & Alberto, 2000), onde é mostrado o fluxo ativo. São avaliadas a redução da RG, o montante de alívio de carga necessário e as características dos reguladores de velocidade e de carga controlada.

Tabela 1: Dados de Geração.

Máquina	1	2	3
MW máximo	375,70	635,80	1237,60

A Figura 4 mostra novamente o diagrama do SE, onde houve um degrau de carga na área 1. Fica evidente a contribuição

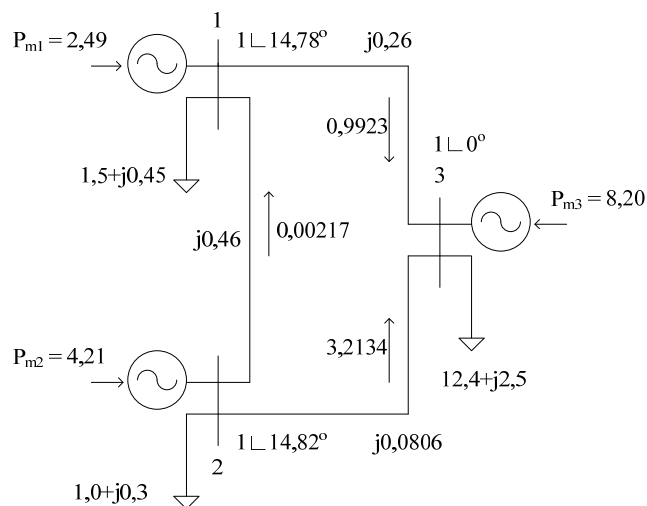


Figura 3: Sistema de Energia Elétrica com três áreas de controle – estado inicial.

Tabela 2: Dados de Carga.

Área	1	2	3
MW máximo	226,40	150,93	1871,54

das áreas 2 e 3 para compensar a sobrecarga. O equilíbrio geração-carga foi restabelecido, porém, à custa somente de RG, evidenciada pelo aumento da geração nas três áreas.

Será visto a seguir, como o restabelecimento desse equilíbrio poderia ser efetuado, com a ajuda de alívio de carga, que conseqüentemente pode reduzir os custos totais de geração, principalmente aqueles decorrentes da manutenção de reserva girante. Para isto faz-se uso da coordenação entre reserva girante e alívio de carga, vista na seção 3. Os dados mais relevantes são:

Todas as máquinas têm fator de potência de 0,85;

Geração ativa máxima: 2249 MW; Base = 100 MW; Carregamento = 1490 MW; Sobrecarga = 10% carregamento = 224,9 MW.

Tabela 3: Parâmetros de Custos de Geração e Carga

Recurso	Custos fixos	Lineares	Quadráticos
Máquina 1	500	5,7	0,007
Máquina 2	400	5,5	0,006
Máquina 3	200	5,3	0,005
AC	100	5,1	0,015

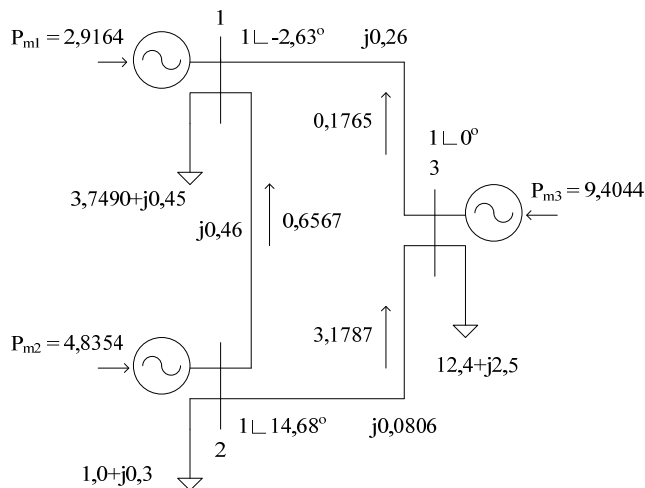


Figura 4: Sistema de Energia Elétrica com três áreas de controle – estado pós-falta, sem alívio de carga.

4.2 Determinação das características de RV e AC

Foi estabelecido que a carga máxima de cada barra fosse proporcional ao seu carregamento atual, e devem somar a potência ativa máxima gerada. O comportamento do esquema proposto é avaliado com a aplicação de um degrau de carga na barra 1.

A sobrecarga líquida resultou dividida da seguinte forma entre a reserva girante e o alívio de carga, para o caso de um degrau de carga de 10% (224,9 MW), ou uma equivalente perda súbita de geração:

$RG_1 = 38,7134$ MW; $RG_2 = 59,9193$ MW; $RG_3 = 87,9485$ MW e AC = 39,0392 MW.

As perdas na rede foram de 720 kW e o custo foi de 2509,0 unidades monetárias.

A técnica proposta faz uso da tolerância do desvio de $\Delta f = -1,6$ Hz, para efetuar o controle primário. Esse desvio máximo é sustentado até que se verifique a ação do controle suplementar, que tipicamente é feito em torno de 1 minuto. Com esse desvio de frequência e com o montante de AC determinado, verifica-se que o fator de redução de carga (FRC) será igual a 24,3995 MW/Hz. Por sua vez, os fatores de redução de carga em cada área são determinados com base no seu máximo carregamento, da seguinte forma:

$$\frac{AC}{CargaSistema} = \frac{AC_i}{Cargaareai} \quad (9)$$

Resultando nos seguintes fatores de redução de carga (MW/Hz) para cada área:

$FRC_1 = 2,4563$; $FRC_2 = 1,6376$ e $FRC_3 = 20,3056$.

Mostrando todas as características no mesmo gráfico, resulta na seguinte Figura:

As potências ativas geradas, bem como os fluxos ativos, para o caso de controle de frequência usando alívio de carga, podem ser visto na Figura 6.

5 CONCLUSÕES

É estabelecido um caminho para avaliação do uso de um esquema de alívio de carga modificado, no controle de frequência. Do ponto de vista técnico, pode-se dizer que esse controle híbrido é viável na maioria dos casos. Economicamente, pode ser viável, porém, deve ser avaliado cada caso de aplicação. Os resultados mostram que uma boa parte de reserva girante é evitada e que os desvios de frequência ficam restringidos com a aplicação do controlador proposto.

Tabela 4: Parâmetros de perdas

Recurso	Parâmetros de perdas
Máquina 1	3e-5
Máquina 2	5e-5
Máquina 3	7e-5
AC	-3e-5

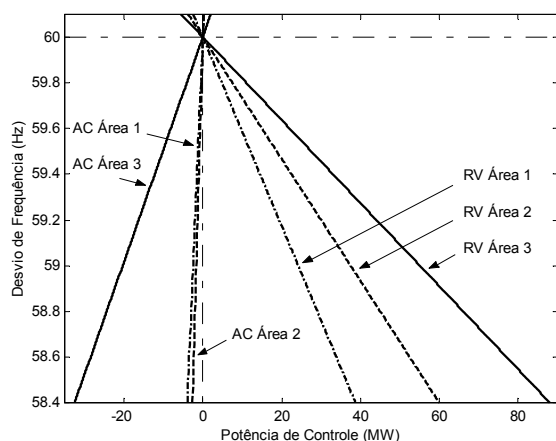


Figura 5: Características diversas de geração e carga do sistema - estado pós-falta, com alívio de carga.

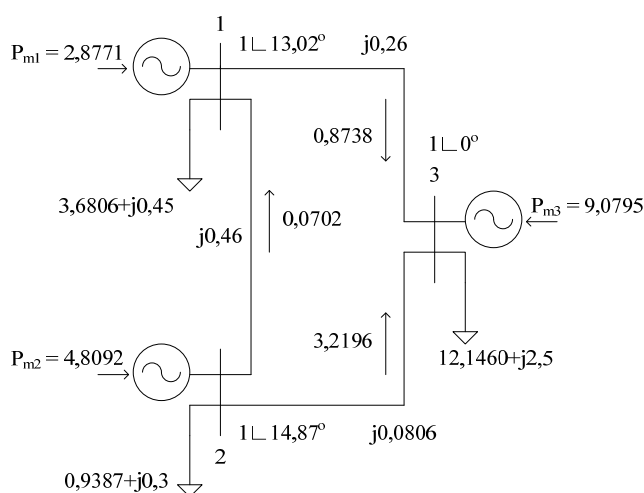


Figura 6: Sistema de Energia Elétrica com três áreas de controle – estado pós-falta, com alívio de carga.

O esquema pode tomar parte no planejamento de controle de frequência, onde o uso de recursos costuma ser ponderado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bretas, N. G., Alberto, L. F. C., Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos, Livro, Ed. USP, EESC, São Carlos, SP, 2000.

Chen, J., Lee, F. N., Breipohl, A. M. and Adapa, R. (1995). Scheduling Direct load Control to Minimize System Operational Cost, IEEE Trans. Power Systems, v.10, n. 4.

Cirio, D., Demartini, G., Massucco, S., Morini, A., Scalera, P., Silvestro, F., Vimercati, G. (2003). Load Control for Improving System Security and Economics, 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23 th – 26 th, Bologna, Italy.

Colomé, D. G., Mercado, P. E., Greco, G. D. (1997), Respuesta de la Regulación de Frecuencia ante Perturbaciones en el Sistema Interconectado Argentino, Revista Eletro-evolução, p. 40-45, São Paulo.

Dany, G. (2000). Kraftwerksreserve in Elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Band 71, Klinkenberg Verlag, Aache.

Doherty, R., Lalor, G. and O'Malley, M. (2005). Frequency Control in Competitive Electricity Market Dispatch, IEEE Trans. Power Systems, v. 20, n. 3.

Faranda, R., Pievatolo, A., and Tironi, E. (2007). Load Shedding: A New Proposal, IEEE Trans. Power Systems, v. 22, n. 4.

Garzulino, I., Juston, P., Fesquet, F., Impact of Wind Farm Generation into Island Systems, CIRED, 2003, Barcelona, Spain, May 2003.

Le, K. D., Boyle, R. F., Hunter, M. D and Jones, K. D. (1983). A Procedure for Coordinating Direct load Control Strategies to Minimize System Production Costs, IEEE Trans. Power App. Systems, v. 102, n. 6.

Portolann, C.A., Farret, F. A. Machado, R. Q. (1996). Electronic Regulation by the Load of the Electrical Variables and Speed of Asynchronous Micro Turbogenerators, V IEEE International Power Electronics Congress – CIEP'96, Anais p. 125-130, Cuernavaca, Mex.

Portolann, C.A., Campagnolo, J.M. (2008). Uma Contribuição ao Planejamento do Controle de Frequência em Sistemas Elétricos Industriais, VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais (VIII INDUSCON), Poços de Caldas, MG.

Short, J. A., Infield, D. G. and Freris, L. L. (2007). Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control, *IEEE Trans. Power Systems*, v. 22, n. 3.

Stein, W. M., Manwell, J. F. and McGowan, J. G. (1992). A Power Electronics Based Power Shedding Control for Wind/Diesel Systems, *International Journal of Ambient Energy*, v. 13, n. 2.

Subramanian, P. V., Viswanathan, M. and Kairamkonda, V. T. (1992). Frequency Trend and Discrete Underfrequency Relaying Practices in India for Utility and Captive Power Applications, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 7, n. 4.

Tuan, L. A., Bhattacharya, K. (2003). Competitive Framework for Procurement of Interruptible Load Services, *IEEE Trans. Power Systems*, v. 18, n. 2.

Wood, A. J. and Wollenberg, B. F. (1996). *Power Generation, Operation and Control*, Wiley New York.