



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/25
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ALOCAÇÃO E DEFINIÇÃO DE RESPONSABILIDADE DE PERDAS ELÉTRICAS NO SISTEMA DA DISTRIBUIDORA

**ALBUQUERQUE, V.O.(1*); SOUZA, A.C.Z.D.(2); LOPES, B.I.D.L. | (2); PESOTI, P.M.(3);
CEMIG D (1) UNIFEI(2) U. Strathclyde(3)**

RESUMO

Este artigo contempla estudos de alocação e definição de responsabilidade de perdas elétricas em sistemas de potência. A operação do sistema de distribuição de alta tensão tem grande complexidade em termos conceituais relativos aos modelos e instrumentais de simulação requeridos, devido à relevância estratégica deste segmento. Estudos recentes apresentados na literatura têm como objetivo central a segurança sistêmica a partir da redução de perdas elétricas. Como consequência, além da melhoria operativa do sistema, a responsabilidade de cada agente na deterioração ou melhoria do ponto operativo pode ser claramente mensurada em estudos de planejamento. Desta forma, pretende-se:

- Determinar a responsabilidade de geração de potência reativa de cada agente envolvido no suprimento de potência ativa no sistema.
- Calcular o redespacho de potência reativa visando à redução de perdas e análise de estabilidade de tensão através da identificação das barras críticas.
- Calcular a margem de carga do sistema após a tomada das ações de controle.

Ressalta-se que as ferramentas de fluxo de potência convencional, usualmente adotadas no setor elétrico, não permitem a identificação do redespacho de potência reativa e a determinação da margem de carga a partir de um ponto operativo do sistema.

Com a determinação do despacho ótimo de potência reativa das gerações o setor elétrico ganhará maior eficiência no processo de distribuição de energia possibilitando redução das perdas técnica ao longo das linhas e equipamentos do sistema de distribuição melhor resultado de faturamento sobre a energia injetada no sistema.

Como resultado pretende-se avaliar com este método o sistema teste, incluindo algumas ações de controle das perdas elétricas do sistema. O efeito destas ações na determinação da área atuação dos geradores do sistema também será discutido, e os resultados de aplicação do procedimento em sistema IEEE – 14 barras têm como objetivo a validação dessa metodologia.

PALAVRAS-CHAVE

Perdas, Redespacho, Área de coerência, Margem de carga, Potência reativa

1.0 - INTRODUÇÃO

O problema da segurança do sistema tornou-se mais complexo nas últimas décadas. Em particular no Brasil devido aos últimos blackout ocorridos no Sistema Interligado Nacional - SIN, o caso de colapso de tensão como consequência de incrementos sucessivos da carga trouxe uma preocupação diferente para operação dos sistemas de potência, em que a instabilidade pode acontecer não só como uma consequência de contingências. Recentemente, os mercados de potência tornou-se um tema de relevância, basicamente devido ao fato de que as

medidas de segurança do sistema deve seguir cada transação no sistema. Neste contexto, a confiabilidade do sistema se torna preocupante [1]. Geralmente, a análise de mercado de potência se concentra em potência ativa, por causa de sua importância financeira. Quanto ao mercado de potência reativa, não é dada muita atenção, especialmente porque estas o reativo representa aproximadamente 1% do valor de mercado total de potência. Neste sentido, a potência reativa é ainda negligenciado na maioria dos estudos sobre mercado de potência ativa, apesar de um maior monitoramento dos dispositivos de compensação reativa pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Este artigo propõe uma nova formulação para lidar com o problema do mercado de potência reativa. A técnica proposta é utilizada para analisar o impacto de uma determinada transação só na área crítica do sistema, conforme apresentada em [2]. Área que compreende as barras críticas sob o ponto de vista colapso de tensão, identificadas pelo vetor tangente [3], e suas linhas de transmissão associadas. O resultado é a perda associada a cada gerador na área crítica. Esta informação é feita na segunda parte da abordagem proposta, que é executada através de inclusão no Jacobiano do sistema, a fim de incorporar a equação de perda de potência ativa. Logo, uma linha extra é incluída no Jacobiano referente a perda. A perda local significa a perda de potência ativa na área crítica. A redução de perdas é obtida de acordo com o redespacho da potência reativa dos geradores. O problema de identificação da parcela de perdas entre os geradores, de acordo a referência [4] que utiliza a teoria de Aumann-Shapley. Já em [5] considera os resultados obtidos através da resolução de um problema de fluxo de potência ótimo também são apresentados para fins de validação a inclusão dos internamentos equivalente à injeção de potência no barramento da matriz de entrada de barras. A abordagem aqui proposta, contudo, baseia-se na incorporação de alguns limites operacionais no Jacobiano para o fluxo de potência. O redespacho de geradores, a fim de eliminar violações dos limites, é introduzida em [6], principalmente com os limites das linhas de transmissão.

Para validação dos resultados os testes executados anteriormente são repetidos, desta vez sob um fluxo de potência ótimo (FPO). Com o objetivo de comparar a solução obtida na abordagem proposta com os resultados gerados pelo FPO da ferramenta FLUPOT do CEPEL [7].

A formulação de otimização adotada neste artigo segue o método de pontos interiores discutido em [8, 9, 10]. A análise de segurança do sistema é realizada para explorar as condições de tensão de colapso. Neste caso é aplicado o método da continuação. A margem de carga do sistema é observada, porque devido a redução de perdas na área crítica, verifica-se um aumento da margem de carga do sistema. Portanto, a identificação da área crítica emula a análise de segurança onde o perfil de tensão, a reserva de potência reativa e a margem de carga podem ser abordadas simultaneamente. Os resultados obtidos são comparados com um FPO, de modo que os resultados da metodologia de sub-otimalidade proposta possam ser melhor discutidos. A metodologia proposta é inicialmente testada no sistema de IEEE - 14 barras.

2.0 - TRANSAÇÕES

Em geral, os estudos de atendimento de suprimento de energia elétrica estão associados com a consideração de contratos de transações bilaterais. O controle ideal de potência reativa deve maximizar a reserva de potência reativa nos equipamentos do sistema como: compensadores, banco de capacitores e geradores. Assim, se uma transação ocorre, as partes envolvidas devem ser responsáveis pelo desvio da margem observada com respeito ao ponto de operação imediatamente anterior. Os testes apresentados nesta seção, conforme referência [11], cujos resultados são descritos na tabela a seguir, mostram que as implicações de uma transação na margem de potência reativa de cada gerador e da margem de carga do sistema. Ressalta-se que foi calculado com a ajuda do algoritmo proposto em [3]. As transações propostas são:

Transação 1 - representa um acréscimo de carga de 0,2 pu na barra 14, que é fornecido pelo gerador de barra 6. Nota: originalmente é um compensador síncrono, mas assume-se como um gerador nos testes desta seção.

Transação 2 - assume uma carga acréscimo de 0,2 p.u. na barra 4, com o suprimento via o gerador da barra 6.

Transação 3 - aumento de carga de 0.2 p.u. na barra 14, o aumento de carga é compartilhado pelos geradores nas barras 6 e 8. Nota: o equipamento da barra 8 também é um compensador síncrono transformado num gerador nesta transação.

Tabela 1 – Margem de carga e geração de potência reativa para transações propostas

| | Caso Base | Transação 1 | Transação 2 | Transação 3 |
|---|-----------|-------------|-------------|-------------|
| Margem de carga (pu) | 1.83 | 1.61 | 1.89 | 1.63 |
| Margem de potência reativa dos geradores (pu) | | | | |
| Barra 1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 |
| Barra 2 | 4.5 | 4.3 | 4.55 | 4.25 |
| Barra 3 | 1.35 | 1.3 | 1.35 | 1.3 |
| Barra 6 | 0.05 | 0.04 | 0.05 | 0.04 |
| Barra 8 | 0.6 | 0.55 | 0.6 | 0.55 |

Os resultados representados na tabela mostram que, uma transação pode ter resultados diferentes no sistema de potência. Um aumento de carga na barra 14 (transações 1 e 3) deteriora segurança do sistema, pois é a barra crítica do sistema. Em contraste, a nova redistribuição do fluxo exigido pela transação 2 melhora a margem de carga do sistema. Um teste adicional foi também realizado, onde a carga no caso de base mantém-se constante, mas a geração de duas barras é reduzida em 0,2 pu, enquanto que a geração da barra 8 é aumentada na mesma proporção. Nesta nova condição, a margem de carga do sistema é 1,902 pu. O efeito de cada transação na margem de potência reativa dos geradores do sistema é também apresentado na tabela 1, que apresenta a margem de potência reativa em cada gerador.

Uma forma de facilitar a análise seria manter constante a margem reativa dos geradores que não estão envolvidos na transação de potência. No entanto, como resultado da não-linearidade do sistema, identificar a quantidade de potência reativa a ser garantida por esses geradores não é trivial. Assim, uma técnica para determinar a quantidade de redespacho de potência reativa para melhorar os resultados apresentados na tabela 1.

2.1 Suporte de potência reativa

A ideia proposta em [5] destina-se a atribuir a cada participante uma quantidade de variação associada as perdas com uma determinada transação. Neste sentido, a cada gerador pode ser atribuído à sua participação no aumento das perdas após a ocorrência de uma transação. Conforme a referência [5], a não-linearidade do sistema, demonstra que não é trivial a contribuição de cada participante na partilha das perdas. Um exemplo simples e claro também demonstra que o método proposto pode ser aplicado eficazmente para alocação de perdas de potência reativa, pois é com base nos fluxos atuais. O fator de ajuste de corrente - CAF surge para corrigir a não-linearidade do sistema, de modo que permite identificar o contribuição de cada gerador na transação em qualquer ramo do sistema. A formulação completa e compreensão do método é apresentada na referência [2]. Na referência [11], a ideia do CAF é aplicada para os ramos dentro do sistema área crítica. Além do CAF, o conceito de suporte de potência reativa desempenha um papel fundamental na análise realizada neste artigo. Ela se refere à quantidade de potência reativa atribuído a cada gerador como consequência de uma transação. Neste artigo, o conceito proposto em [11] é adotado e resumidos abaixo por conveniência.

Um suporte de transação da potência reativa é definida da seguinte forma,

$$Q_{suporte}^i = Q_{inj}^i - Q_{Alocação_perdas}^i - Q_{cont}^i \quad (1)$$

onde Q_{inj}^i é a potência reativa fornecida pelo gerador i para a rede, $Q_{Alocação_perda}^i$ é a perda alocados de gerador i usando Q_{cont}^i como potência reativa contratado. O gerador deve esperar pagamentos para seu suporte de potência reativa se o seu $Q_{suporte}^i$ é maior do que zero.

Em contraste, um operador de sistema deve carregar um gerador se o seu $Q_{suporte}^i$ é negativo. Ele assume aqui que o sistema está operando sob condições críticas de carregamento, isto é, o sistema necessita da produção de potência reativa para manter tensão da barra. É interessante notar aqui que qualquer equipamento dedicado ao suporte de potência reativa. Ressalta-se que como compensadores síncronos ou estáticos e banco de capacitores, sempre $Q_{suporte}^i$ positiva como eles são alocados de zero de perdas e não têm contratos de demanda de potência reativa, ou seja, sua potência reativa é exclusivamente para apoiar o suporte de potência reativa do sistema.

3.0 - REDUÇÃO DE PERDAS

O foco da proposta encontra-se na redução das perdas de uma área crítica, determinando que esta área desempenha um papel crucial. O barra crítico é determinada com a ajuda do vetor tangente. Uma das características mais importantes do vetor tangente é a identificação precoce da barra crítica, como mostrado a seguir.

$$VT = \left[\frac{\Delta\theta}{\Delta V} \right] \frac{1}{\Delta\lambda} = J^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Em (2), P_0 e Q_0 representam a potência ativa e reativa líquida em cada barras, V e θ são o nível de tensão e ângulo de fase, λ é o parâmetro do sistema e J é o Jacobiano do fluxo de potência, considerando as equações de potência reativa das barras PV, um por um, produzindo a perda de sensibilidade em relação ao redespacho de potência reativa em cada gerador.

A barra crítica determinada pelo vetor tangente é o núcleo da zona crítica. As barras diretamente ligados a este barramento formam vizinhança de nível 1. As linhas de transmissão no interior da área crítica é então definida por um conjunto C, que será mostrado em (6). O nível de vizinhança é definida como uma função das entradas vetor tangente, tal como discutido em algumas técnicas de particionamento da rede.

Uma vez que a área crítica é definida, os geradores atribuídos redespachar devem ser identificados. A análise de sensibilidade pode ser empregue para investigar a influência da potência reativa nas perdas no sistema. A seguir, a sensibilidade a análise é proposto:

$$S_{ki} = \frac{\Delta P_k}{\Delta G_{Gi}} [MW/Mvar] \quad (3)$$

onde,

ΔP_k = variação da perda de potência ativa no circuito k_{th} ;

ΔQ_{gi} = redespacho de potência reativa no gerador.

Ao fazê-lo, pode captar a variação das perdas de potência nos circuitos da rede, com respeito ao redespacho de gerações de potência reativa, produzindo um índice de sensibilidade.

A abordagem redespacho de potência, proposto em [11], é usado com foco em potência reativa. Isto é feito através da inserção de uma nova restrição na equação do Jacobiano do sistema. Essa restrição diz respeito às perdas de potência ativa nos circuitos de interesse. As equações de potência reativa das barras PV atribuídas para controlar as perdas são dadas por:

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i + \Delta R$$

onde Q_i^{esp} e Q_i são a potência reativa especificada e computada, respectivamente, na barras i . ΔR representa o redespacho obtido a partir da modificação do Jacobiano descrito na próxima seção.

3.1 Redespacho de Potência Reativa

A redução de perdas é avaliada por meio de um aumentado do Jacobiano do fluxo de potência. O método de Newton-Raphson comum é usado, por isso não FPO é adotado nesta fase, tornando uma solução sub-ótima. Isto pode ser feito pela inclusão de uma restrição nas equações de fluxo de potência comuns. Essa restrição é a perda de potência ativa na área crítica. Além disso, as equações de potência reativa das barras PV foi configurado para controlar a perda na área crítica e são dados pela equação:

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i + \alpha_i R \quad (4)$$

onde Q_i^{esp} e Q_i são a potência reativa especificada e computada na barras i , R é o redespacho obtido a partir de (5) e α_i é um valor escalar. O Jacobiano do fluxo de potência é alterado em duas etapas. Em primeiro lugar, uma nova linha (PD) e uma nova coluna (gen) são adicionados. Em segundo lugar, os geradores definidos para participar redespacho devem ter seus desvios de potência reativa incluídos no Jacobiano. Como consequência, os níveis de tensão estão agora calculados. O Jacobiano modificado é mostrado em (5).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta_{Perdas} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N & | & gen \\ M & L & | & \\ \hline PD & & | & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ R \end{bmatrix} \quad (5)$$

As matrizes H , N , M e L representam o Jacobiano modificado, isto é, eles estão associados com as derivadas das equações de potência ativa e reativa no que diz respeito ao ângulo de fase e nível de tensão. É chamado de "modificado", porque leva em conta a potência reativa das barras PV atribuídos para redespacho de potência reativa. O vetor linha PD é formado pelas derivadas parciais das equações de perdas de potência ativa (em relação à área crítica) com relação às variáveis de estado do sistema, que podem ser obtidas derivando (6).

$$P_{Perdas}^C = \sum_{k \in C} \{V_{ik} V_{jk} [G_k (\cos \theta_{(ij)k} + \cos \theta_{(ji)k})] - G_k (V_{ik}^2 + V_{jk}^2)\} \quad (6)$$

Em (6) são as linhas de transmissão da área crítica C , V_{ik} e V_{jk} são o nível de tensão nas extremidades i e j da linha de transmissão K , G_k é a linha de transmissão de condutância $\theta_{(i,j)k}$ e $\theta_{(j,i)k}$ representam as diferenças entre os ângulos de fase de tensão nas barras terminais i e j .

O objetivo da equação (5), para calcular o valor das perdas na área crítica observado antes da transação. Em seguida, Δ_{Perdas} é dada pela diferença entre as perdas antes da transação e o valor final correspondente. Como na coluna do gen , contém apenas os geradores aptos ao redespacho. Os valores dos elementos associados com estes geradores são ajustados para os valores normalizados de sensibilidade (α_i a partir de (4)), obtidas a partir do vetor tangente (geradores designadas para aumentar a geração), enquanto o restante do vetor gen de entradas são iguais a zero. Definir as colunas entradas geração diferente de zero para os valores de sensibilidade normalizados garante que os geradores mais próximos da área crítica contribuir com uma parcela maior de redespacho de potência reativa. Como consequência, o valor único de R multiplicado por a sensibilidade de cada gerador na coluna gen fornece o redespacho de cada máquina. No entanto, os limites de potência reativa são monitorados continuamente, de modo

que quando um gerador atinge o seu limite, que não é considerado para a redespacho adiante. Por conseguinte, o resultado de (5) é o ângulo de fase e de nível de tensão e o valor de R redespacho a ser considerado pelos geradores atribuídos na coluna *gen*.

4.0 - ÁREA DE COERÊNCIA

Área de coerência é uma ferramenta baseada em função energia. Utilizando a parcela relativa ao conjunto de equações do ponto de equilíbrio instável do fluxo de carga, esta ferramenta gera um índice indicando o nível de robustez de cada barra. Para tanto é preciso conhecer a barra crítica no ponto de colapso, e as soluções estável e instável do fluxo de potência no ponto de operação desejado.

A grande vantagem desta metodologia sobre a função energia clássica é a necessidade de se conhecer apenas um ponto de equilíbrio instável (o da barra crítica), enquanto na metodologia clássica é necessário calcular para todas as barras do sistema. Além da diminuição do esforço computacional, esta ferramenta permite conhecer o nível de robustez de todas as barras, enquanto na versão clássica problemas de convergência afetam o resultado.

Geralmente, o nível de robustez das barras não se distribui uniformemente, mas sim em clusters. A esses é dado o nome de região de coerência. É comum que essas regiões sejam locais, ou seja, uma determinada vizinhança ge-elétrica pode apresentar níveis de robustez (ou vulnerabilidade) semelhantes.

5.0 - FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O principal objetivo de um FPO é ajustar os controles do sistema e determinar a condição operativa do sistema de potência que está de acordo com uma determinada função objetivo. Ao longo do processo iterativo, as variáveis de controle mais sensíveis com relação à função objetivo são calculados automaticamente para a minimização (maximização) da função objetivo. Existe uma vasta gama de aplicações de FPO em sistemas de potência. Por exemplo, [12] descreve a determinação da carga mínima de um barramento para restabelecer uma condição operativa. A fim de obter bons resultados para sistemas de potência, o próprio método tem merecido uma atenção especial por parte dos pesquisadores. Neste sentido, [12] apresentou um método de pontos interiores para definir a potência reativa ideal, enquanto [13] propôs várias correções de centralidade para FPO, visando um processo de resolução mais rápida.

O FPO é formulado como um problema de programação não linear de acordo com o genérico

$$\begin{aligned} &\text{Minimise } f(x) \\ &\text{Se} \\ &g_i(x) = 0 \\ &h_i(x) \geq 0 \end{aligned} \quad (7)$$

onde $f(x)$ é a função objetivo, $g_i(x) = 0$ e $h_i(x) \geq 0$ estão associados com a igualdade e restrições de desigualdade, respectivamente. As restrições de igualdade são geralmente fornecidas pelas equações de potência ativa e reativa da rede, enquanto as desigualdades vêm do sistema de limites operacionais. Os algoritmos para resolver (7), são formulados de modo a encontrar um mínimo local viável de $f(x)$. Se a região viável é convexa e a função de objetivo estritamente convexa, haverá apenas um mínimo. Como consequência, este mínimo local é também o global.

6.0 - ABORDAGEM PROPOSTA

Uma metodologia simples e eficaz é proposta neste artigo para calcular redespacho de potência reativa que reduzem as perdas na área crítica, sob o ponto de vista de colapso de tensão e com visualização pelo gráfico de área de coerência, após uma transação bilateral.

As principais etapas da estratégia adotada consistem em cálculo do fator de ajuste de corrente, identificação das barras críticas, visualização gráfica pela área de coerência e determinação do redespacho de potência reativa. É importante notar que a atual abordagem fator de ajuste proporciona diretamente a contribuição da transação nas perdas dos ramos. Em contraste, os geradores mais susceptíveis para reduzir as perdas locais podem não ser aqueles envolvidos na operação.

A metodologia utilizada neste artigo é ilustrada pelo fluxograma da fig. 1, e pretende calcular redespacho seguindo uma determinada transação bilateral e assumindo que as condições operacionais para o cenário de pré-operação são conhecidas.

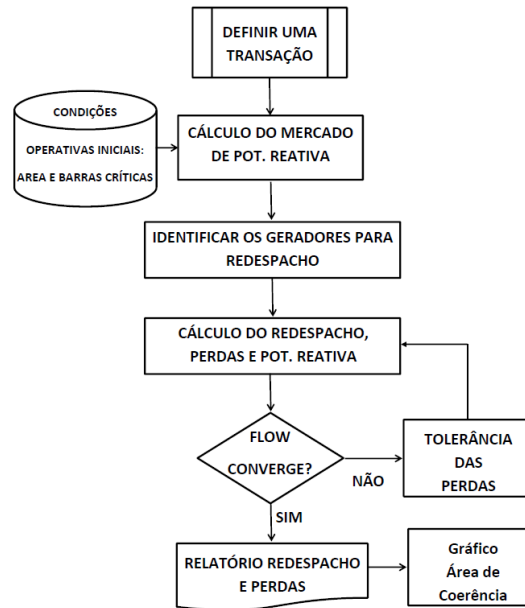


Figura 1 – Fluxograma - Método Proposto

Como consequência, o vetor tangente, a área crítica e as perdas da área, são também conhecidos para tal condição. Os resultados anteriores relatados na literatura mostram que a redução das perdas na área crítica permite aumentar a margem de carga do sistema. Assim, neste artigo, o redespacho de potência reativa é realizado de modo que as perdas da área, para crítica, é reduzida. Esta estratégia tem por objetivo levar as perdas da área crítica perto do nível observado com a redespacho anterior, isto é, na situação de pré-operação. O objetivo desta estratégia é que a margem de carga do sistema, não altera muito como consequência da operação.

Quanto ao fluxograma, deve-se prestar especial atenção à caixa de decisão, onde a convergência está estritamente relacionada com a redução das perdas obtida. Note-se que as perdas da área local agora faz parte do processo iterativo, por isso está sujeito à incompatibilidade do sistema. Se a redução de perdas for satisfatória, o processo é encerrado. Em caso de divergência, a metodologia aqui proposta busca uma redução do erro Δ_{Perdas} em (5), até atingir a convergência. A estratégia adotada é reduzir os desvios de perda (em relação aos valores pré-transação), em passos de 5%. Neste caso, no entanto, este artigo apresenta as possibilidades técnicas para melhorar o novo ponto operacional e não propõe qualquer meio de compensação financeira para os agentes envolvidos na transação.

A fim de avaliar a eficácia da abordagem proposta, a metodologia do FPO é adotada. De modo ao realizar esta comparação, os únicos controles considerados para FPO são a redespacho nos geradores, ou seja, as outras características de controle de tensão, como comutadores, por exemplo, não são considerados. Isto é feito para tornar a comparação justa, já que o redespacho é o único controle adotado na abordagem proposta neste artigo. Nota-se que este permite avaliar a robustez do método proposto. Isto é porque os geradores para atuar no processo FPO não são previamente identificados, diferentemente executados pela técnica sensível na abordagem proposta.

7.0 - OS RESULTADOS DOS TESTES

A fim de resolver os pontos propostos nas seções anteriores, o sistema IEEE-14 barras é usado pela primeira vez e sem limites considerados, de modo que as possibilidades de que o método pode ser explorado. Neste artigo, um FPO é usado como referência para avaliar a técnica proposta. Por esta causa, a função do objetivo do FPO é considerada crítica a minimização de perdas da área. Da mesma forma, as variáveis de controle são as mesmas consideradas na análise de redespacho proposto no presente artigo, ou seja, a potência reativa em cada gerador.

Para o sistema IEEE-14, a barra crítica do caso base é de 14 barras. A área crítica é obtida quando a vizinhança de nível-1 a partir de barramento 14 é alcançado. Para este caso, a área crítica é composta por barramentos 9, 13 e 14. O redespacho de potência reativa e fator de ajuste atual estão baseados em uma única transação que considera a análise sem limites. Tal operação é avaliada para dois níveis de carga do sistema, e consiste em aumentar a carga na barra 14 de 0,2 pu, com despacho do gerador de barramento 2. Seguindo o sistema de barra de referência IEEE-14, as barra 6 e 8 são compensadores síncronos só (nesta simulação foram consideradas como capazes de gerar potência ativa também). Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 2. As perdas do sistema (perdas totais) são calculadas nos ramos pertencentes à área crítica (perdas da área local) também são apresentados, assim como o redespacho calculado (isto é, o redespacho aplicado, não o novo valor geração). O $Q_{suporte}$ também é

calculado e apresentado na última linha para cada condição de interesse. A partir da Tabela 2 pode-se ver que a operação não altera a barra crítica. Pode-se também observar que para este pequeno sistema, aumentando o número de geradores aptos ao redespacho, ressalta-se que não altera muito o resultado obtido. Note, no entanto, que os resultados obtidos estão muito próximos da fornecida pelo FPO. Neste ponto, uma importante característica sobre esse valor deve ser abordado, no que refere-se a responsabilidade do gerador 2 em uma transação de potência reativa. Pode ser encarada como o valor que este gerador deve pagar ou produzir para sustentar este novo ponto de operação. Como resultado conforme a referência [2] propõe que, dependendo da saída de fluxo de potência, os geradores envolvidos na transação devem pagar ou ser creditado para a quantidade de potência reativa gerada. Se ele gera mais do que o necessário, merece um crédito. Caso contrário, deverá ser responsável pela diferença. Tal metodologia não pretende minimizar as perdas no novo ponto de operação. Ressalta-se que uma transação pode levar o sistema para mais próximo do ponto de bifurcação. Neste sentido, reduzindo as perdas na área crítica pode levar o sistema ainda mais perto do ponto de bifurcação. A ideia é determinar a quantidade de potência reativa necessária para reduzir as perdas na área crítica. Por esta causa, a quantidade de potência reativa, que deve ser gerada de forma eficaz, agora é obtida com a ajuda de (5). Ao avaliar a sensibilidade (3), gerador 2 é classificado como o mais eficaz para gerar potência reativa no redespacho.

Tabela 2 - Resultado das simulações

| | Antes da Transação | Após Transação | Redespacho Barra 2 | Redespacho Barras 2 e 3 | Resultado FLUPOT |
|---------------------------|--------------------|----------------|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Barras Críticas | - | - | 9, 13, 14 | 9, 13, 14 | |
| Perdas totais (MW) | 9,72 | 12,15 | 13,21 | 12,25 | 12,55 |
| Perdas Local (MW) | 0,5 | 1,61 | 1,57 | 1,54 | 1,55 |
| Redespacho (Mvar) | - | - | 168,5 | 64,16 - Barra 2 49,71 - Barra 3 | 97,44 - Barra 2 22,28 - Barra 3 |

Quanto às perdas, os seguintes pontos devem ser observados:

- Gerador 2, embora o mais sensível, não é capaz de resolver o problema.
- Ambos os redespachos mostrados na quarta coluna são incapazes para levar o sistema para os valores anteriores das perdas na área local e totais. Isto é evidente, tal como uma carga mais pesada, tem de ser fornecida, como uma função da transação. Assim, o valor obtido para os geradores 2 e 3 é a melhor redução possível das perdas por meio de redespacho de potência reativa. Se uma nova redução ainda é necessária, apenas a compensação local ou redespacho de potência ativa pode ser eficaz.

Aplicando a análise das áreas de coerência sobre o sistema teste IEEE-14 obtém-se o resultado mostrado na fig. 2, onde o nível de robustez é indicado conforme uma escala de cores. Barramentos com fundo mais próximos ao azul, estão mais robustos, enquanto barramentos com fundo vermelho, mais vulneráveis. Sendo assim, nota-se claramente que a barra 14 (barra crítica) e sua vizinhança são uma área de coerência vulnerável, enquanto a região compreendida pelas barras 1,2,4,5 compreendem uma região robusta.

Nota-se também um grande gradiente do nível de robustez entre os terminais dos transformadores. Este fato indica a dificuldade em transmitir potência reativa através de equipamentos de alta reatância indutiva.

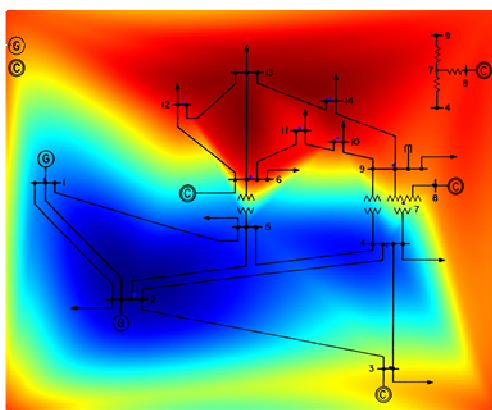


Figura 2 – Área de coerência – caso base

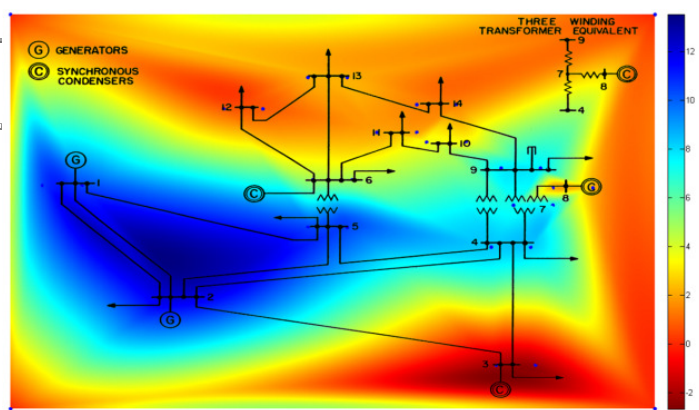


Figura 3 - Área de coerência – caso com redespacho de potencia reativa - Inserção de geração na barra 14

Alterando-se o despacho do sistema e inserindo-se geração de potência reativa na barra 14 tem-se a fig. 3. Nota-se claramente que a região vulnerável moveu-se para uma situação relativamente mais robusta, em relação ao caso anterior. Como consequência o sistema foi levado a uma condição melhor de operação. Este exemplo mostra a

capacidade que a ferramenta tem em identificar as áreas mais vulneráveis e promover melhorias, com baixo esforço computacional e excelente precisão.

8.0 - CONCLUSÃO

Uma metodologia para reduzir colapso de tensão através dos meios de redespacho de potência reativa é proposta com o objetivo de reduzir as perdas do sistema. A abordagem proposta baseia-se num Jacobiano do fluxo de potência aumentado, então a solução é obtida pelo método de Newton-Raphson. Esta solução sub-ótima é validada por um programa de FPO, permitindo avaliar a precisão da proposta método. Empregando um FPO para essa finalidade requer a consideração das mesmas restrições como as adotadas na metodologia proposta. Os resultados obtidos mostram que ambas as abordagens fornecem resultados similares, tornando a proposta pela técnica tão eficaz como uma função da sua simplicidade.

A abordagem proposta é aplicada para um cenário de funcionamento após ocorrer uma transação, então a responsabilidade sobre a potência reativa é identificado e verificada através do gráfico de áreas de coerência. Isto permite que se atribua muito provavelmente os geradores aptos ao redespacho, a fim de trazer o sistema a uma região de funcionamento mais segura.

A metodologia proposta pode ser facilmente incorporada em qualquer programa de fluxo de potência, pelo que a sua aplicabilidade para sistemas de potência reais parece atraente. Os testes com os sistemas acadêmicos mostram a robustez e precisão do método. A validação da metodologia com casos reais esta em fase final de conclusão e serão apresentados oportunamente.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Schilling, M.T., Souza, J.C.S., Do Coutto, F., Milton, B.: 'Power system probabilistic reliability assessment: current procedures in Brazil', IEEE Trans. Power Syst., 2008, 23, (3), pp. 868–876
- (2) Lo, K.L., Alturki, Y.A.: 'Towards reactive power markets. Part1: reactive power allocation', IET Proc. Gener. Transm. Distrib., 2006, 153, (1), pp. 59–70
- (3) Mohn, F.W., Zambroni de Souza, A.C.: 'Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC continuation method', IEEE Trans. Power Syst., 2006, 21, pp. 1104–1114
- (4) Molina, Y.P., Mendez, O.S., Prada, R.B.: 'On the partition of transmission losses among generators', IEEE Trans. Power Syst., 2008, 25, pp. 1883–1885
- (5) Salgado, R.S., Irving, M.R., Daniels, J.: 'Transmission loss allocation through a modified Y_{bus}', IEE Proc. Gener. Trans. Distrib., 2005, 152, (2), pp. 208–214
- (6) Zambroni de Souza, A.C., Glavic, M., Alvarado, F.: 'Continuation power flow with overload and redispatch'. 32nd NAPS, Waterloo, Canada, October 2000, pp. 1–26
- (7) CEPEL: Optimal Power Flow Program – FLUPOT, V07.4.3 – User Manual, June 2014
- (8) Assis, T.M.L., Falcão, D.M., Taranto, G.N.: 'Dynamic transmission capability calculation using integrated analysis tools and intelligent systems', IEEE Trans. Power Syst., 2007, 22, p. 4
- (9) Torres, G.L., Quintana, V.H.: 'On a nonlinear multiple-centrality-corrections interior-point method for optimal power flow', IEEE Trans. Power Syst., 2002, 16, (2), pp. 222–228
- (10) Sousa, A.A., Torres, G.L., Canizares, C.A.: 'Robust optimal power flow solution using trust region and interior-point methods', IEEE Trans. Power Syst., 2010, 26, (2), pp. 1–13
- (11) Sousa, A.A., Leme, R., Lo, K.L., Stacchini, J.C.S., Almeida, A.B.: 'Reactive power redispatch for loss reduction using a modified power flow Jacobian', IET Gener. Transm. Distrib., 2012, Vol. 6, Iss. 7, pp. 657–664
- (12) Granville, S., Mello, J.C., Melo, A.C.G.: 'Application of interior-point methods to power flow unsolvability', IEEE Trans. Power Syst., 1996, 11, (2), pp. 1096–1103
- (13) Torres, G.L., Quintana, V.H.: 'An interior-point method for non-linear optimal power flow using voltage rectangular coordinates', IEEE Trans. Power Syst., 1998, 13, (4), pp. 1211–1218

- (14) Castronuovo, E.D., Campagnolo, J.M., Salgado, R.: 'On the application of high performance computation techniques to non-linear interior-point methods', IEEE Trans. Power Syst., 2001, 16, (3), pp. 325–331
- (15) Almeida, K.C., Galliana, F.D., Soares, S.L.: 'A general parametric optimal power flow', IEEE Trans. Power Syst., 1994, 9, (1), pp. 540–547

10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Valério Oscar de Albuquerque. Nascido em 1963 em Urucânia, MG, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC - MG) em 1989, especialização no Curso de Especialização de Sistema Elétricos - CESE pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 1996 e mestrado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI em 2002. Atualmente é Engenheiro de Planejamento Elétrico da Distribuição de Alta Tensão da CEMIG Distribuição S.A. e aluno de doutorado em Engenharia Elétrica na Unifei.



Antonio Carlos Zambroni de Souza. Nascido em 1963 em Volta Redonda, RJ. Engenheiro eletricitista pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1987), mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1990) e doutorado em Engenharia Elétrica - University Of Waterloo Canadá (1995). Atualmente é professor associado da Universidade Federal de Itajubá, tendo sido professor visitante (bolsista CAPES) junto à University of Wisconsin - Madison em 2000. Em 2008 esteve junto à University of Strathclyde, Escócia, financiado pelo CNPq. Atua na área de estabilidade de sistemas elétricos, com ênfase especial no tema de estabilidade de tensão em sistemas de transmissão e distribuição. Como sub-temas, trabalha em controle de tensão e potência reativa e análise de perdas elétricas. Atua também na área de mercados de energia elétrica.



Benedito Isaias Lima Lopes. Nascido em 1974 em Pouso Alegre, MG. Engenheiro eletricitista pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 1998 e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI em 2004. Professor Associado na Universidade Federal de Itajubá. Membro dos Grupos de Pesquisas: GESIS e GEEA. Professor dos cursos de pós-graduação em Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação. Coordenador de projetos de pesquisa e desenvolvimento e de parcerias com Instituições e Empresas Nacionais e Internacionais. Pesquisador nas áreas de estabilidade e controle de sistemas dinâmicos e em Sistemas Elétricos de Potência, desenvolvimento e aplicações de técnicas de Inteligência Artificial em Sistemas de Controle e Automação. Professor do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos de Potência (CESE/UNIFEI). Membro do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energia Elétrica (INERGE). Membro do Comitê Técnico da International Conference on Environment and Electrical Engineering IEEEIC. Membro efetivo da Red Iberoamericana de generación distribuida y microrredes eléctricas inteligentes (CYTED) pertencente à instituição Universidad Politécnica de Cataluña. Revisor técnico e tradutor da Pearson Education do Brasil Ltda. Consultor dos cursos de graduação em Engenharias da Revista Guia do Estudante. Consultor e perito técnico contra pirataria de software da Microsoft Corporation. Elaborador/Revisor Engenharias (ENADE).



Paulo Murinelli Pesoti. Nascido em 1989 na cidade de Tupã, SP. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) onde também concluiu seu curso de Mestrado em Engenharia Elétrica. Durante sua graduação participou de projetos especiais relacionados à robótica. Também foi bolsista FAPEMIG por seu projeto de iniciação científica. Durante seu curso de mestrado lecionou no Colégio de Itajubá para os cursos técnicos de Eletrotécnica e Segurança no Trabalho. Atualmente é aluno de doutorado na *University of Strathclyde* no Reino Unido, onde trabalha na área de recomposição de sistemas elétrico de potência.