

# UMA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DO CONTROLE DE TENSÃO E REATIVO CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

LUCAS BEORDO, LUÍS F. C. ALBERTO

*Laboratório de Análise Computacional em Sistemas Elétricos de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo*  
*Avenida Trabalhador São-carlense, 400, São Carlos, Brasil*  
*E-mails: lucas.beordo@gmail.com, lfcalberto@usp.br*

**Abstract**— This paper proposes a computational tool for the planning of reactive and voltage controls actions on Electric Power Systems that maintain, throughout the day, the system variables within the feasible region of operation and ensure voltage stability margin is enough to avoid the occurrence of voltage collapse. To develop this tool, the problem of voltage and reactive control planning was formulated as an optimization problem. The results obtained indicate that the proposed formulation is able to determine the state of controlled devices of the system along the day, in order to ensure no violations on the operational constraints of the system, taking into account the base case and a list of credible contingencies, and, in addition, maintaining voltage stability margins above the specified safety value.

**Keywords**— Electric Power System, Voltage Stability, Operation Planning, Reactive Control.

**Resumo**— Este artigo propõe uma ferramenta computacional para o planejamento das ações de controles de reativo e tensão em Sistemas Elétricos de Potência que mantenham, ao longo do dia, as variáveis do sistema dentro da região factível de operação e garantam margem de estabilidade de tensão, suficiente para que o colapso de tensão seja evitado. Para desenvolver esta ferramenta, o problema de planejamento de controles de tensão e reativo foi formulado como um problema de otimização. Os resultados obtidos através da resolução do problema indicaram que a formulação proposta é capaz de determinar os estados dos dispositivos controlados do sistema ao longo do dia, de modo a garantir que não ocorressem violações nas restrições operacionais do sistema, onde foi considerado o caso base e uma lista de contingências. Além disso, as margens de estabilidade de tensão do caso base e das contingências foram sempre mantidas acima do valor de segurança especificado.

**Palavras-chave**— Sistemas Elétricos de Potência, Estabilidade de Tensão, Planejamento da Operação, Controle de Reativos.

## 1 Introdução

Alguns dos recentes blecautes em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) ocorreram devido a problemas de estabilidade de tensão. Fatores econômicos e ambientais, juntamente com o crescimento, a complexidade e a interligação dos sistemas, bem como a manutenção de índices relativos à qualidade da energia elétrica (tensão, frequência e fornecimento contínuo) forçam o sistema a operar próximo aos seus limites. Quando estão em condições de alto carregamento, devido às limitações físicas dos elementos do SEP, o problema de instabilidade de tensão torna-se ainda mais evidente. Diante a esses fatos, os problemas relacionados à instabilidade de tensão vêm se tornando uma das maiores preocupações em SEP e motiva o desenvolvimento de muitos trabalhos, cujo objetivo é determinar as medidas de controle necessárias para que o SEP opere sempre respeitando os índices de segurança, as restrições operacionais e de forma mais econômica.

Em questão de planejamento, muitos trabalhos buscam a alocação ótima de novos dispositivos compensadores de potência reativa no SEP, a fim de reduzir o carregamento e as perdas nas linhas de transmissão, bem como aumentar a margem de estabilidade de tensão (MET) e as reservas de potência reativa do SEP.

Em (Sujin et al, 2010), por exemplo, foi utilizado o método *Particle Swarm Optimization* (PSO) para determinar o menor custo de operação do SEP, onde foram incluídos no método os custos de geração, os custos de instalação de novos dispositivos compensadores de potência reativa e o custo das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. Em (Rao & Rao, 2015), os autores realizam a alocação ótima de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), analisando a informação das funções de sensibilidade da função objetivo perdas em relação aos parâmetros dos dispositivos. Em (Amrane et al, 2015a) também foi proposta a alocação ótima de dispositivos compensadores de potência reativa, identificando as barras críticas do SEP, calculando a compensação reativa necessária para manter estabilidade de tensão e minimizando, em seguida, os custos de instalação dos dispositivos FACTS através do método dos pontos interiores (MPI) e PSO.

O correto gerenciamento das potências reativas geradas, dos ajustes das tensões de referência dos geradores, dos ajustes dos *Tap's* de transformadores e dos ajustes de compensação reativa pode ser realizado, tanto para manter as restrições do SEP dentro da região factível, quanto para minimizar as perdas nas linhas de transmissão, maximizar o ponto de máximo carregamento (PMC) e minimizar os desvios de tensão do SEP. Em (Amrane et al, 2015b) e (Basu, 2016) os autores utilizaram o Algoritmo

Diferencial Evolutivo (ADE) para resolver o problema de minimização de perdas nas linhas de transmissão e em (Amrane et al, 2015b) mostraram que os resultados obtidos através do ADE são melhores que os obtidos com os métodos MPI e PSO.

O controle secundário de tensão (CST) também pode ser realizado para gerenciar os fluxos de reativos e as tensões do SEP. A principal proposta de utilizar o CST é manter os níveis de tensão em determinadas barras piloto do SEP ((Ye et al, 2009) e (Conejo & Aguilar, 1998)). Em (Corsi et al, 2004) e (Canizares et al, 2005), por exemplo, foram comparados os resultados de custo/benefício sobre a instalação de novos dispositivos de compensação reativa e da realização do CST.

Em (Mansour et al, 2013) os autores propuseram um método rápido e eficiente para seleção de controles preventivos a fim de evitar o colapso de tensão. O método proposto calcula a sensibilidade no PMC, formulada através das equações do método Look-Ahead, em relação ao conjunto de controles disponíveis no SEP. Os controles foram classificados em ordem crescente de efetividade, indicando ao operador quais os controles são os mais efetivos para aumentar a MET e eliminar a criticidade das contingências. Utilizando as formulações de (Mansour et al, 2013), em (Mansour et al, 2016) os autores propuseram um novo método para seleção de controles preventivos, o qual determina um conjunto de ações de controle que eliminam simultaneamente a criticidade de múltiplas contingências.

Em (Huang et al, 2017) os autores propõem um método para identificar controles preventivos e emergenciais quando o SEP fica sujeito à desastres naturais. Desastres naturais podem causar blecautes e são responsáveis por 80% das interrupções no fornecimento de energia elétrica, causando prejuízos de milhões de dólares na economia dos Estados Unidos. Os autores definem o conceito de resiliência do SEP que, através de redes inteligentes, realizam mudanças topológicas no SEP e possuem habilidade em se adaptar diante os desastres naturais, ou eventos de alto impacto, e habilidade de recuperação após os desastres.

Podemos observar, na breve revisão literária apresentada, que o controle de tensão, o gerenciamento de reativos do SEP, a manutenção da MET acima de um valor mínimo especificado, bem como a seleção de controles preventivos e a minimização dos custos de operação do sistema são motivadores de diversas pesquisas e a utilização de métodos de otimização aparece como uma alternativa natural para resolver o problema. Porém, as metodologias e formulações propostas nestes trabalhos não resolvem o problema completamente. Isto é, os problemas são formulados de tal modo que as ações de controle determinadas, nas resoluções dos problemas, não garantem que os requisitos operacionais do SEP (restrições de tensão e de estabilidade de tensão) sejam simultaneamente satisfeitos para a condição topológica atual (caso

base) e as contingências do sistema e também não garantem que o SEP continue operando sem violações nas restrições diante a um pequeno aumento na demanda do sistema. Além disso, deve-se realizar um fluxo de carga continuado para o caso base e para cada contingência do sistema para verificar qual aumento na demanda conduz o sistema a operar fora dos limites e quais são os valores das MET.

A formulação proposta neste trabalho determina uma solução, para as ações de controle do SEP, que garante que os requisitos de segurança, de operação e de economia sejam satisfeitos simultaneamente para o caso base e as contingências do SEP. Os requisitos econômicos estão caracterizados na função objetivo do problema e, neste trabalho, está relacionado com a minimização das perdas de energia elétrica nas linhas de transmissão.

Este artigo está organizado como segue. A seção 2 apresenta o conceito de estabilidade de tensão; a seção 3 descreve a formulação proposta; a seção 4 apresenta os resultados das análises realizadas; a seção 5 apresenta as conclusões do trabalho.

## 2 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão está relacionada com a habilidade do SEP em manter, em regime permanente, tensões aceitáveis em todas as barras do sistema em condições normais de operação e em condições de contingências. O sistema entra num cenário de instabilidade de tensão quando um distúrbio provoca um progressivo e descontrolado declínio das tensões nas barras do sistema. O termo colapso de tensão também é utilizado, sendo caracterizado por uma sequência de eventos que conduz o sistema ao blecaute ou a tensões anormais em partes significativas do sistema, podendo iniciar-se de forma lenta, com pequenas variações na tensão, seguindo de um rápido e gradual declínio nas tensões ((Taylor, 1994), (Kundur et al, 2004), (Cutsem, 1998) e (Chakrabarti, 2010)).

### 2.1 Margem de estabilidade de tensão

A distância entre o ponto de operação atual e o máximo incremento de carga que conduz o SEP ao colapso de tensão, ponto de máximo carregamento (PMC), é denominada margem de estabilidade de tensão (MET). A MET é uma forma de avaliar a proximidade do SEP ao colapso de tensão. Considere, como exemplo, um SEP e que as potências ativas e reativas nas barras de carga são conhecidas e os despachos das potências ativas dos geradores foram especificados pelo operador. Seja  $S_j$  um vetor composto de todas as potências especificadas nas barras de carga do sistema. De acordo com a definição, MET é a distância em unidades de potência, MVA ou percentual, entre o ponto de operação atual  $S_j$  até o PMC. Normalmente, a MET é indicada como sendo o valor percentual de

acréscimo de carga entre o ponto de operação corrente até o PMC (1). A figura 1 ilustra a distância entre o ponto de operação atual e o PMC de um SEP arbitrário.

$$MET = \left(\frac{S_2}{S_1} - 1\right) * 100\% \quad (1)$$

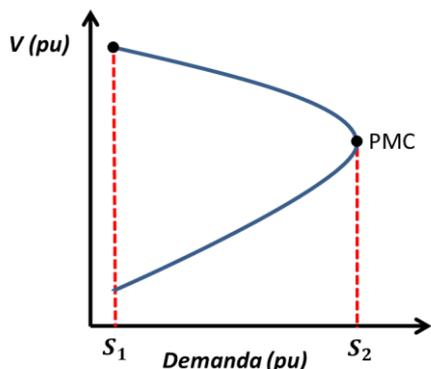


Figura 1. Distância entre o ponto de operação atual e o PMC

## 2.2 Critérios de segurança e qualidade de energia elétrica em SEP

Cada país possui um órgão responsável por definir, supervisionar e caracterizar os limites aceitáveis para uma operação segura, contínua e de qualidade do SEP. Durante a operação do SEP, além de atender as cargas do sistema (restrições de demanda), diversas restrições operacionais devem ser respeitadas, tais como: limite inferior e superior para os valores das tensões, as limitações físicas dos componentes do sistema, entre outras. O operador do SEP também deve incluir as contingências em suas análises, a fim de garantir que o fornecimento de energia elétrica seja contínuo e de qualidade mesmo em casos de contingências. Além disso, o operador deve assegurar que exista MET suficiente para todos os casos, a fim de evitar o colapso de tensão no SEP.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável por definir e caracterizar os critérios de segurança do SEP, o ONS diz que os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa corrente, a análise de contingências de linhas, transformadores e outros elementos do sistema elétrico, de forma a garantir que o SIN (Sistema Interligado Nacional) opere sem violações inadmissíveis nos limites de tensão e de carregamento dos elementos do SEP, onde o valor da margem de estabilidade de tensão deve permanecer igual ou superior a 4% para análises em tempo real (ONS, 2010). Outros critérios de segurança podem ser encontrados em (Canizares, 2002) e (Abed, 1998).

## 3 Formulação do problema de otimização

A relação entre economia e desempenho sempre foi um dos principais fatores a ser considerado, seja na produção ou operação, em qualquer processo.

Otimizar um sistema consiste em encontrar a melhor solução para as variáveis do problema sob determinadas circunstâncias. Na operação do SEP é desejável manter todas as restrições operacionais e de demanda satisfeitas, os critérios de segurança atendidos e o custo operacional deve ser o menor possível. Idealmente, a cada instante de tempo do dia, o operador do SEP deveria determinar e aplicar ações de controle, a fim de atender aos objetivos e requisitos da operação. Entretanto, não é possível realizar chaveamentos nos dispositivos controlados em intervalos de tempo pequenos e também não é desejável, pois quanto maior o número de chaveamentos maiores são os desgastes nos equipamentos, implicando em maior custo de manutenção. Além do mais, em sistemas de grande porte, o tempo de simulação para determinar os estados da rede utilizando algum método de otimização é elevado e pode inviabilizar o processo. Em face ao exposto, neste trabalho, o período da análise foi dividido em intervalos de tempo e de potência, de modo, que dentro do intervalo especificado, as ações de controle aplicadas em um dado instante de tempo  $t_p$  e potências especificadas  $S(t_p)$ , satisfaçam as restrições operacionais e de demanda do SEP até o próximo instante de tempo  $t_{p+1}$  e potências especificadas  $S(t_{p+1})$  e ainda garantam que as MET sejam, no mínimo, iguais ao valor especificado comparado às potências das barras no instante de tempo  $t_{p+1}$ , onde devem ser analisados o caso base e as  $n_{NC}$  contingências do SEP. Portanto, para cada intervalo de tempo, o SEP será avaliado em três níveis de carregamento, cujas potências especificadas são  $S_0(t_p)$ ,  $S_1(t_{p+1})$  e  $S_2 = S_1(t_{p+1}) * (1 + MET_{\%}^{esp} / 100)$ , onde  $MET_{\%}^{esp}$  é o valor mínimo da margem de carregamento especificado pelo operador.

Para garantir que não exista violação das restrições operacionais, supõe-se que as potências tenham comportamento monotônico (incrementos ou decrementos) dentro do intervalo  $t_p$  a  $t_{p+1}$ . A formulação proposta, neste trabalho, a ser utilizada no método de otimização é dada pelas equações (2) a (10). A função objetivo (2) mede as perdas nas linhas de transmissão no caso base no instante de tempo  $t_p$ . As variáveis relacionadas aos dispositivos controlados são as variáveis independentes do problema, cujos valores são determinados na resolução do problema, de modo a minimizar a função objetivo e satisfazer as restrições do problema, cujos valores permanecem constantes durante todo o intervalo de tempo. As demais variáveis são variáveis dependentes, as quais são determinadas na resolução do problema de forma a fechar o balanço de potência do SEP. As variáveis de controle consideradas na formulação proposta são as tensões terminais dos geradores, os Tap's dos transformadores e a compensação reativa dos dispositivos *shunt* do SEP.

$$\min \text{ Perdas} = \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^n [g_{km} (t_{km} V_k^{i,j})^2 + (t_{km} V_m^{i,j})^2 - \dots] \quad (2)$$

$$-2t_{km} V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad \forall m > k, i=0, j=0$$

Sujeito à

$$V_g^{\min} \leq V_g \leq V_g^{\max} \quad \forall g \in \{\Omega_{PV}, \Omega_{PQ}, \Omega_{\theta V}\} \quad (3)$$

$$V_m^{\min} \leq V_m^{i,j} \leq V_m^{\max} \quad \forall m \in \Omega_{PQ}, i=0, \dots, n_{NC}, j=0,1 \quad (4)$$

$$t_{km}^{\min} \leq t_{km} \leq t_{km}^{\max} \quad \forall k, m \in \mathbf{T} \quad (5)$$

$$Bsh_k^{\min} \leq Bsh_k \leq Bsh_k^{\max} \quad \forall k \in \mathbf{B} \quad (6)$$

$$Q_{G_k}^{\min} \leq Q_G^{k,i,j}(V, \Theta, t_{km}) \leq Q_{G_k}^{\max} \quad (7)$$

$$\forall k \in \{\Omega_{PV}, \Omega_{\theta V}\}, i=0, \dots, n_{NC}, j=0,1,2$$

$$P_k^j - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}^{i,j}(V_k^{i,j}, \Theta_k^{i,j}, V_m^{i,j}, \Theta_m^{i,j}, t_{km}) - \dots - \sum_{g \in \Omega_k} P_{kg}^{i,j}(V_k^{i,j}, \Theta_k^{i,j}, V_g^{i,j}, \Theta_g^{i,j}, t_{kg}) = 0 \quad (8)$$

$$\forall k, m \in \{\Omega_{PQ}\}, \forall g \in \{\Omega_{PV}, \Omega_{\theta V}\}, i=0, \dots, n_{NC}, j=0,1,2$$

$$P_G^j - \sum_{m \in \Omega_G} P_{Gm}^{i,j}(V_G^{i,j}, \Theta_G^{i,j}, V_m^{i,j}, \Theta_m^{i,j}, t_{Gm}) - \dots - \sum_{g \in \Omega_G} P_{Gg}^{i,j}(V_G^{i,j}, \Theta_G^{i,j}, V_g^{i,j}, \Theta_g^{i,j}, t_{Gg}) = 0 \quad (9)$$

$$\forall m \in \{\Omega_{PQ}\}, \forall G, g \in \{\Omega_{PV}\}, i=0, \dots, n_{NC}, j=0,1,2$$

$$Q_k^j + Q_k^{sh}(V_k^{i,j}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}^{i,j}(V_k^{i,j}, \Theta_k^{i,j}, V_m^{i,j}, \Theta_m^{i,j}, t_{km}) - \dots - \sum_{g \in \Omega_k} Q_{kg}^{i,j}(V_k^{i,j}, \Theta_k^{i,j}, V_g^{i,j}, \Theta_g^{i,j}, t_{kg}) = 0 \quad (10)$$

$$\forall m, k \in \{\Omega_{PQ}\}, \forall g \in \{\Omega_{PV}, \Omega_{\theta V}\}, i=0, \dots, n_{NC}, j=0,1,2$$

onde, o índice  $j=0, 1$  e  $2$  representa os três níveis de carregamento em que o sistema será avaliado, cujas potências especificadas são  $S_0(t_p)$ ,  $S_1(t_{p+1})$  e  $S_2(S_1)$ , respectivamente. O índice  $i$  representa o caso base ( $i=0$ ) e as  $n_{NC}$  contingências do SEP ( $i=1, \dots, n_{NC}$ ).  $V_g$  é a tensão de referência na barra de geração  $g$ .  $V_g^{\min}$  e  $V_g^{\max}$  são os limites inferior e superior de tensão, respectivamente, da barra de geração  $g$ .  $V_m^{i,j}$  é a tensão da barra de carga  $m$  para o caso  $i$  e potência especificada  $S^j$ .  $V_k^{\min}$  e  $V_k^{\max}$  são os limites inferior e superior de tensão, respectivamente, da barra de carga  $k$ .  $Q_G^{k,i,j}$  é o valor calculado da potência reativa na barra de geração  $k$  para o caso  $i$  e potência especificada  $S^j$ .  $Q_{G_k}^{\min}$  e  $Q_{G_k}^{\max}$  são os limites inferior e superior, respectivamente, de potência reativa do gerador conectado a barra  $k$ .  $P_k^j$  e  $Q_k^j$  são os valores especificados das potências ativa e reativa, respectivamente, na barra de carga  $k$  e potência especificada  $S^j$ .  $P_G^j$  é o valor especificado da potência ativa do gerador conectado a barra de geração  $G$ .  $P_{km}^{i,j}$  e  $Q_{km}^{i,j}$  são os valores calculados dos fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, no ramo que liga a barra de carga  $k$  à barra de carga  $m$  para o caso  $i$ , cuja potência especificada é  $S^j$ .  $P_{kg}^{i,j}$  e  $Q_{kg}^{i,j}$  são os valores calculados dos fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, no ramo que liga a barra de carga  $k$  à barra de geração  $g$  para o caso  $i$ , cuja potência especificada é  $S^j$ .  $P_{Gg}^{i,j}$  é o

valor calculado do fluxo de potência ativa no ramo que liga a barra de geração  $G$  à barra de geração  $g$  para o caso  $i$  e potência especificada  $S^j$ .  $P_{Gm}^{i,j}$  é o valor calculado do fluxo de potência ativa no ramo que liga a barra de geração  $G$  à barra de carga  $m$  para o caso  $i$  e potência especificada  $S^j$ .  $\Omega_{PV}$ ,  $\Omega_{PQ}$  e  $\Omega_{\theta V}$  são os conjuntos de barras do tipo PV, PQ e  $\theta V$ , respectivamente.  $\mathbf{B}$  e  $\mathbf{T}$  são os conjuntos de ramos que possuem transformadores e de barras que possuem elemento shunt conectado, respectivamente.

As equações (3-7) são as restrições operacionais do SEP, as equações (8-10) são restrições de igualdade do SEP, originadas nos balanços de potência das barras de carga e de geração.

Cabe salientar que outras restrições podem ser adicionadas ao problema proposto neste trabalho, tais como: restrições de fluxo de potência nas linhas, restrições de reserva de reativos, entre outras.

Considerando que o período de interesse para análise do SEP compreenda o intervalo de tempo de  $t_0$  a  $t_f$ , o fluxograma apresentado na figura 2, mostra a sequência de passos que devem ser realizados, a fim de determinar a sequência de ações de controle que mantêm o SEP dentro da região factível de operação e as MET, no mínimo, iguais ao valor especificado em todo o intervalo  $t_0$  a  $t_f$ .

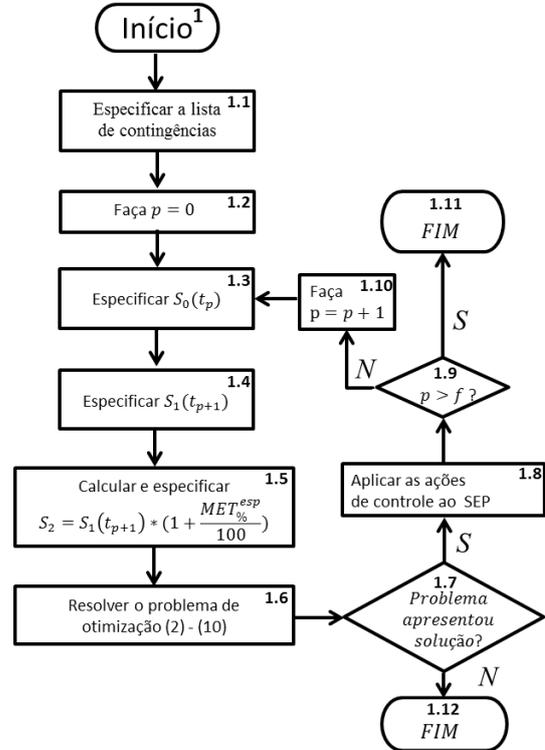


Figura 2. Fluxograma

O algoritmo abaixo descreve a sequência de passos para determinar a sequência das ações de controle.

Passo 1.1 – Especificar a lista de contingências.

Passo 1.2 – Especificar o primeiro ponto de avaliação do SEP ( $p=0$ ).

Passo 1.3 – Especificar as potências ativas e reativas ( $S_0$ ) nas barras do SEP no instante de tempo  $t_p$ .

Passo 1.4 – Especificar as potências ativas e reativas ( $S_1$ ) nas barras do SEP no instante de tempo  $t_{p+1}$ .

Passo 1.5 – Calcular e especificar as potências ativa e reativas ( $S_2$ ) nas barras do SEP, de modo a garantir  $MET$  igual ou superior a margem de estabilidade de tensão mínima de segurança especificada pelo operador.

Passo 1.6 – Resolver o problema de otimização (2-10).

Passo 1.7 – Verificar se o problema apresentou solução. Se o problema foi resolvido, siga para o Passo 1.8, senão siga para o Passo 1.12.

Passo 1.8 – Aplicar ações de controle no tempo  $t_p$  definidas através da resolução das equações (2-10).

Passo 1.9 – Verificar se todo período de tempo considerado foi analisado. Se todo período de tempo foi analisado, siga para o Passo 1.11, senão siga para o Passo 1.10.

Passo 1.10 – Fazer  $p=p+1$  e retornar ao Passo 1.3, para analisar o próximo intervalo de tempo.

Passo 1.11 – O SEP pode operar de forma segura durante todo intervalo de tempo considerado com as ações de controle previamente determinadas.

Passo 1.12 – O SEP pode operar de forma segura até o instante de tempo  $t_p$  com as ações de controle previamente determinadas. Podem não existir ações de controle que garantam a operação segura a partir do instante de tempo  $t_p$ . Neste caso, o operador do sistema pode manter todos os requisitos operacionais do SEP satisfeitos, simultaneamente para o caso base e a lista de contingências, realizando o corte de carga no sistema, ou pode identificar as contingências críticas no intervalo de tempo e manter os requisitos operacionais satisfeitos para o caso base e a maioria das contingências, indicando ações de controle emergenciais para as contingências críticas.

## 4 Resultados

A formulação do problema proposto foi aplicada ao sistema *IEEE* de 14 barras modificado. Para resolver o problema de otimização foi utilizada a função *fmincon* do software *MATLAB*, onde foi escolhido o *MPI* para determinar a solução do problema. No sistema original, a carga presente na barra 4 apresenta características do tipo capacitiva, seu valor foi mantido em magnitude, porém sua característica foi modificada para tipo indutiva. O intervalo de valores que os *Tap's* dos transformadores podem assumir é 0,9 a 1,11, e o intervalo de valores para o dispositivo *shunt* é -0,2 a 0,4 *pu*.

A tabela 1 mostra os intervalos de valores que as potências reativas geradas podem assumir.

Tabela 1. Limite inferior e superior para a geração de reativos.

Barra	Gerador (ID)	$Q_g^{min}(pu)$	$Q_g^{max}(pu)$
1	1	-1,00	1,00
2	2	-0,40	0,50
3	3	0,00	0,40
6	4	-0,06	0,24
8	5	-0,06	0,24

O sistema de 14 barras analisado possui 9 barras de carga, cujas tensões podem assumir os valores de 0,94 a 1,06 *pu*, 4 barras de geração e uma barra de referência. Por simplicidade, foram analisadas 11 ( $n_{NC}$ ) contingências (tabela 2), onde a coluna ID da tabela mostra o número dado para identificação da contingência.

Tabela 2. Lista de contingências.

ID	De	Para	ID	De	Para
1	2	4	7	9	10
2	2	5	8	9	14
3	6	11	9	10	11
4	6	12	10	12	13
5	6	13	11	13	14
6	7	9			

Sem perda de generalidade, o período de tempo foi discretizado em 10 intervalos de tempo. Nesse período, as potências ativas e reativas nas barras de carga e potências ativas nas barras *PV* foram incrementadas linearmente e proporcionalmente às suas potências iniciais.

Utilizando como referência as potências iniciais nas barras do sistema ( $S_k(t_0)$ ) e o valor especificado de 5% para  $MET^{esp}$ , a tabela 3 apresenta o fator de multiplicação para obter os valores especificados das potências nos três níveis de carregamento em que o SEP foi avaliado para cada intervalo de tempo, onde,

$$S_k^0 = S(t_0) = P_k^0 + jQ_k^0 \quad \forall k \in \Omega_{PQ} \quad (11)$$

$$S_k^0 = S(t_0) = P_k^0 \quad \forall k \in \Omega_{PV} \quad (12)$$

Tabela 3. Valores das potências em cada intervalo de tempo.

$p$	$S_0 = S_k(t_p)$	$S_1 = S_k(t_{p+1})$	$S_2 = S_k(t_{p+1}) * 1,05$
0	1	1,035	1,086
1	1,035	1,069	1,123
2	1,069	1,104	1,159
3	1,104	1,139	1,196
4	1,139	1,174	1,232
5	1,174	1,208	1,269
6	1,208	1,243	1,305
7	1,243	1,278	1,342
8	1,278	1,313	1,378
9	1,313	1,347	1,415
10	1,347	1,382	1,451

O problema foi resolvido de acordo com os passos apresentados no fluxograma da figura 2, onde para cada instante de tempo foram determinados os estados dos dispositivos controlados e após determinar os estados dos dispositivos controlados, foi utilizado o fluxo de carga continuado para realizar o traçado das curvas  $PV$  e  $QV$ , a fim de conferir se todas as restrições operacionais consideradas foram satisfeitas. As figuras 3-5 mostram os valores que foram determinados, através da resolução da formulação proposta pelo MPI, para os  $Tap$ 's dos transformadores, as tensões dos geradores e a compensação reativa do dispositivo  $shunt$ , respectivamente, em cada intervalo de tempo.

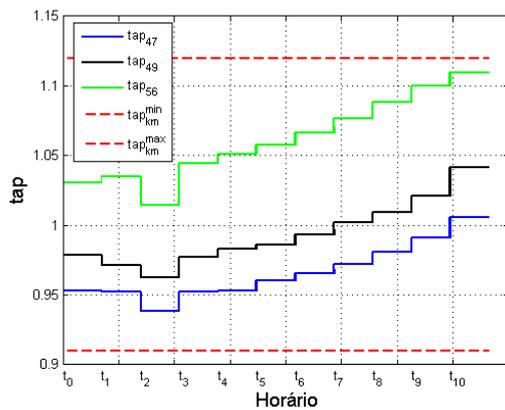


Figura 3. Valores dos  $Tap$ 's para cada intervalo de tempo

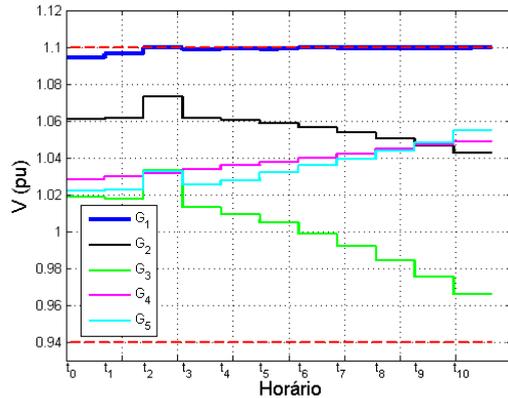


Figura 4. Valores das tensões de referência dos geradores para cada intervalo de tempo

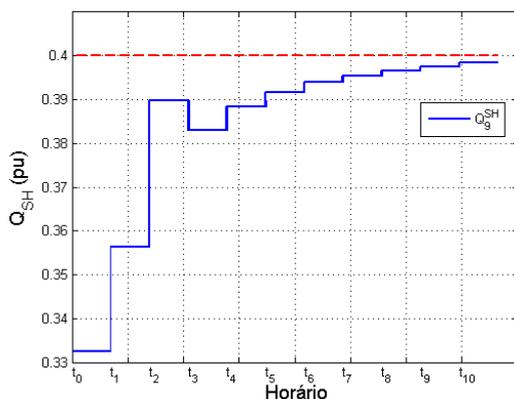


Figura 5. Valores da compensação reativa do elemento  $shunt$  para cada intervalo de tempo

A figura 6 mostra as tensões nas barras de carga do SEP no caso base. A figura 7 mostra as tensões nas barras de carga para as quatro primeiras contingências da lista, nessas figuras as legendas dos eixos das abcissas foram suprimidas, a fim de tornar mais fácil a visualização.

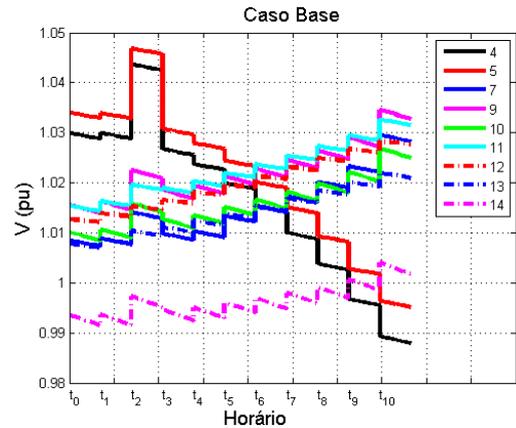


Figura 6. Valores das tensões nas barras de carga durante o período analisado (caso base)

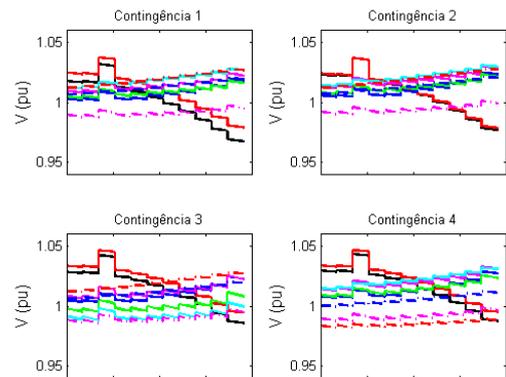


Figura 7. Valores das tensões nas barras de carga durante o período analisado (contingência 1 a 4)

Os gráficos das figuras 8-10 mostram as potências reativas geradas, dos geradores 1, 3 e 5, para todos os casos analisados.

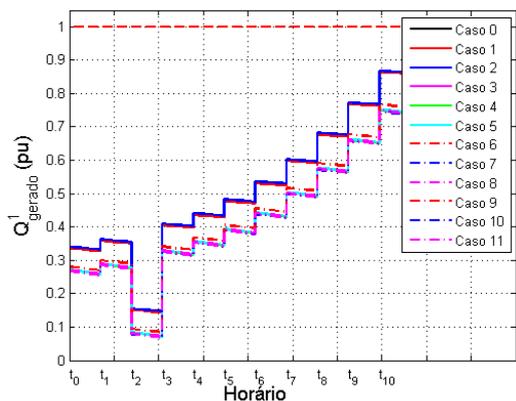


Figura 8. Valores das potências reativas geradas no gerador 1

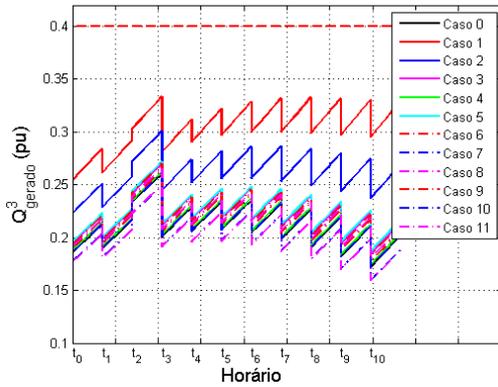


Figura 9. Valores das potências reativas geradas no gerador 3

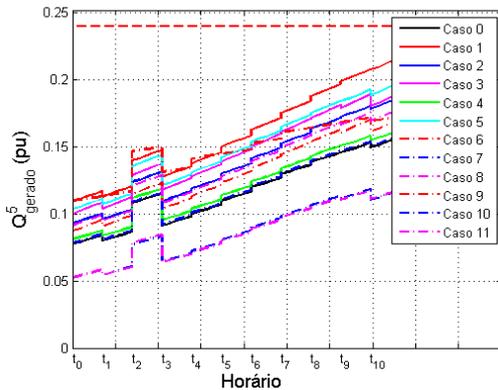


Figura 10. Valores das potências reativas geradas no gerador 5

O gráfico da figura 11 mostra os valores calculados para as perdas nas linhas de transmissão durante o período de tempo da análise.

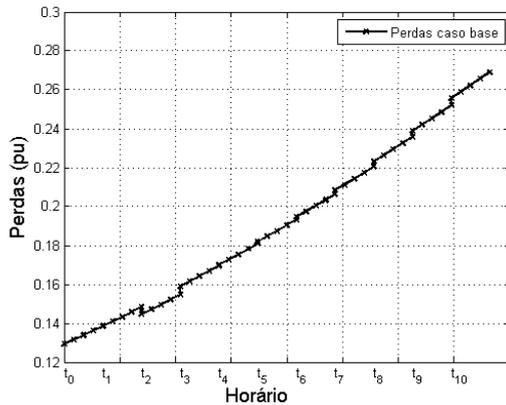


Figura 11. Valores das perdas nas linhas de transmissão durante o período de tempo analisado.

Verifica-se através dos resultados obtidos que o problema de otimização pode ser resolvido até o final do tempo  $t_{10}$ , cuja potência é 38,2% maior que a potência inicial do sistema. Neste intervalo todas as restrições operacionais foram atendidas e a MET ficou acima do nível de 5% conforme especificado. Como exemplo, a figura 12 mostra a curva  $PV$ , do caso base e do caso mais crítico (contingência 1), da barra de carga 11. A curva  $PV$  foi construída até o momento em que o crescimento de carga fizesse com

que algum gerador atingisse o seu limite de geração de reativos ou ocorresse uma bifurcação sela-nó. Nesta figura,  $\lambda$  representa o fator de multiplicação sobre a potência inicial da barra, o traçado na cor preta refere-se aos pontos de operação do SEP durante o período especificado, o final do traçado na cor azul refere-se ao ponto de operação, cujas potências são 5% maiores comparadas às potências finais do intervalo, correspondente a MET mínima, e o traçado na cor vermelha é a continuação do traçado da curva  $PV$  em azul, a qual mostra o quanto as cargas podem ainda aumentar além do valor da MET mínima especificada.

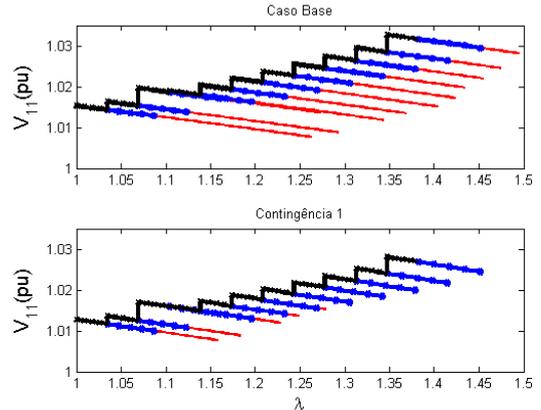


Figura 12. Manutenção da MET igual ou superior ao valor especificado.

## 4 Conclusão

Neste artigo, uma ferramenta computacional foi proposta para resolver o problema de determinação/planejamento do controle de tensão e reativos em um SEP. A ferramenta resolve um problema de otimização, com o objetivo de encontrar os estados dos dispositivos controlados do SEP, de modo a garantir que o SEP esteja sempre operando sem risco à instabilidade de tensão e satisfazendo todas as restrições operacionais e de demanda ao longo de todo o dia, incluindo os casos de contingências. Concluímos, através dos resultados obtidos, que a formulação proposta é eficaz fornecendo segurança e confiabilidade na operação do SEP. O SEP de 14 barras foi utilizado como exemplo para testar a ferramenta. Pode-se observar que a aplicação do controle proporcionou, durante toda a operação do SEP, a não ocorrência de violações nas restrições de tensão nas barras de carga e de geração de potência reativa nos geradores, para o caso base e para todas as contingências analisadas. Ainda, garantiu-se que as MET fossem, no mínimo, iguais ao valor mínimo especificado.

Cabe salientar que os tempos computacionais, para a resolução do problema proposto neste trabalho, não foram considerados, visto que a resolução foi realizada utilizando a função *fmincon* do software *MatLab*, a qual utiliza variáveis simbólicas e que eleva o tempo gasto para a resolução do problema. Os resultados do método

proposto foram satisfatórios e como perspectiva futura, deste trabalho, pretende-se verificar a aplicabilidade do método para SEP de grande porte, utilizando softwares comerciais de otimização, utilizando variáveis discretas e contínuas.

### Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES, a FAPESP e o CNPq (Processo 305486/2013-6, 2014/50851-0 e 455299/2014-5) pelo apoio financeiro.

### Referências Bibliográficas

- Abed, A. M. (1998). Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology. Western States Coordinating Council (WSCC), Final Report, May 1998.
- Amrane, Y., Boudour, M. & Belazzoug, M. (2015a). A new hybrid technique for power systems multi-facts optimization design. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 25(11), 2961-2981.
- Amrane, Y., Boudour, M., Ladjici, A. A. & Elmaouhab, A. (2015b). Optimal VAR control for real power loss minimization using differential evolution algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 66, 262-271.
- Basu, M. (2016). Multi-objective optimal reactive power dispatch using multi-objective differential evolution. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 82, 213-224.
- Canizares, C. (2002). Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools. IEEE/PES, Power System Stability Subcommittee Special Publication.
- Canizares, C. A., Cavallo, C., Pozzi, M. & Corsi, S. (2005). Comparing secondary voltage regulation and shunt compensation for improving voltage stability and transfer capability in the Italian power system. *Electric Power Systems Research*, 73(1), 67-76.
- Chakrabarti, A. (2010). An introduction to reactive power control and voltage stability in power transmission systems. Translated from eng by. New Delhi: New Delhi PHI Learning Private Ltd.
- Conejo, A. & Aguilar, M. J. (1998). Secondary voltage control: Nonlinear selection of pilot buses, design of an optimal control law, and simulation results. *IEE Proceedings-Generation Transmission and Distribution*, 145(1), 77-81.
- Corsi, S., Pozzi, M., Sabelli, C. & Serrani, A. (2004). The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid - Part I: Reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4), 1723-1732.
- Cutsem, T. V. (1998). Voltage stability of electric power systems. Boston: Boston Kluwer Academic Publishers.
- Huang, G., Wang, J., Chen, C., Qi, J. & Guo, C. (2017). Integration of Preventive and Emergency Responses for Power Grid Resilience Enhancement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6), 4451-4463.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T. & Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401.
- Mansour, M. R., Alberto, L. F. C. & Ramos, R. A. (2013). Método rápido para análise de contingências e seleção de controles preventivos no contexto de estabilidade de tensão.
- Mansour, M. R., Alberto, L. F. C. & Ramos, R. A. (2016). Preventive Control Design for Voltage Stability Considering Multiple Critical Contingencies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), 1517-1525.
- ONS (2010). Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos.
- Rao, R. S. & Rao, V. S. (2015). A generalized approach for determination of optimal location and performance analysis of FACTS devices. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 711-724.
- Sujin, P. R., Prakash, T. R. D. & Linda, M. M. (2010). Particle Swarm Optimization Based Reactive Power Optimization. *Journal of Computing*.
- Taylor, C. W. (1994). Power System Voltage Stability. New York.
- Ye, P., Sun, B., Yang, B., Huang, X., Sun, F. & Ieee (2009). An Optimal Power Flow based Algorithm for Coordinated Secondary Voltage Control, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Wuhan, PEOPLES R CHINA, Mar 28-31.