

Alocação de Banco de Capacitores *Shunts* Visando o Aumento da Margem Estática de Tensão e a Redução de Perdas

G.B. Lima*, A. Bonini Neto**, D.A. Alves***

*Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, Brasil (e-mail: lima@gmail.br).

**Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Ciências e Engenharia, Tupã (e-mail: alfredo.bonini@unesp.br)

***Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira (e-mail: dilson.alves@unesp.br)

Abstract: This paper presents the results obtained with an alternative procedure to define the amount of shunt reactive power compensation to be allocated aiming a total power loss reduction and steady state voltage stability margin enhancement. The amount of shunt reactive power compensation to be allocated is determined based on the curves of active and reactive total power losses versus voltage magnitude of a chosen bus. Best places for shunt compensation are defined by the load bus participation factors of the critical mode provided by static modal analysis. Performance analyses were conducted for two basic configuration of the 118 IEEE test system, and for a particular line transmission contingency on this system that lead to a voltage instability problem with strong local characteristic.

Resumo: Este trabalho apresenta os resultados obtidos com um procedimento alternativo para definir a quantidade de compensação reativa *shunt* a ser alocada, visando à redução das perdas e a melhoria da margem de estabilidade estática de tensão. A quantidade de compensação reativa *shunt* a ser alocada é determinada com base nas curvas de perda total de potência ativa e reativa versus magnitude de tensão de um barramento escolhido. Os melhores locais para compensação de derivação são definidos pelos fatores de participação de barra do modo crítico fornecido pela análise modal estática. As análises de desempenho foram conduzidas para duas configurações básicas do sistema de teste do IEEE de 118 barras e para uma contingência de linha de transmissão específica nesse sistema, que leva a um problema de instabilidade de tensão com característica predominantemente local.

Keywords: Steady state modal analysis; V-Q curve; steady state voltage stability; power loss reduction.

Palavras-chaves: Análise modal; curva V-Q; estabilidade estática de tensão; redução de perdas.

1. INTRODUÇÃO

Dentre os diversos métodos empregados na avaliação da estabilidade estática de tensão, as metodologias P-V e Q-V são extensivamente utilizadas tanto na prática quanto na literatura, sendo o levantamento de ambas as curvas recomendadas para assegurar que a margem mínima requerida seja atendida (WECC 1998, ONS 2017, Mousavi 2014). Em Mousavi (2014) apresenta-se uma investigação das principais características das metodologias P-V e Q-V, bem como de duas otimizações usadas para o planejamento de recursos de tensão e potência reativa, a maximização do fator de carregamento e a maximização da reserva efetiva de potência reativa. Também são comentadas várias das abordagens utilizadas na definição dos recursos ótimos de potência reativa visando à melhoria da estabilidade da tensão, e que usam as curvas P-V e Q-V para testar sua eficácia. A metodologia P-V possibilita a determinação das margens de estabilidade, enquanto que as metodologias Q-V e análise modal mostraram-se importantes respectivamente para subsidiar a definição do montante de margem de potência reativa e os locais mais apropriados para se realizarem os reforços no sistema. Recomenda-se que no dimensionamento da compensação reativa se preveja suporte de potência reativa de características estática (banco de capacitores) e dinâmica (geradores e compensadores síncronos, SVC, STATCON) que permitam manter a qualidade do suprimento em diferentes situações (WECC 1998, ONS 2017). O suporte

de reativo necessário deve ser provido ou por meio da instalação de dispositivos de compensação, ou por implementação de procedimentos operacionais apropriados ou esquemas de ação corretiva (WECC, 1998).

Nas análises com contingência simples o WECC (1998) recomenda uma margem de estabilidade de tensão (MET) de 5%, enquanto para o ONS (2017) as metas são de 7% para rede completa e de 4% para rede incompleta e em tempo real. As análises Q-V empregadas para se determinar a MR possibilitam a determinação do montante de potência reativa necessários para o sistema operar numa condição considerada segura (estável). Em Moura et al. (2016) mostra-se que um gerador com MR inadequado pode causar instabilidade dinâmica e propõem um procedimento iterativo de redespacho de reativos baseado em regras de lógica *fuzzy* para deslocar a curva Q-V de modo a aumentar-se a margem, sendo os geradores participantes indicados pelo vetor tangente. O processo termina quando se atinge os limites de magnitude de tensão ou a margem da curva Q-V se torna negativa para os geradores selecionados. Em Rabiee et al. (2012) apresenta-se um algoritmo iterativo de otimização para o redespacho de potência reativa visando melhorar a MET do sistema e que faz uso de uma nova função objetiva, obtida usando um índice de estabilidade de tensão (DSY) que tem uma forte correlação com a MET, tornando-a eficaz para melhorar a MET. A função objetivo proposta maximiza o menor índice entre os barramentos de carga. As variáveis de

controle consideradas são as referências de tensões terminais dos geradores e condensadores síncronos, dos OLTCs e dos dispositivos de compensação shunt.

Em (Lima e Alves 2019) foi apresentada uma comparação de metodologias alternativas para a alocação de bancos de capacitores *shunt* visando à redução das perdas totais de potência ativa, reativa e aparente nas linhas de transmissão. Utilizando-se de um método da continuação, os montantes de compensação reativa *shunt* a serem alocados são determinados com base no traçado das curvas de perda total de potência ativa, reativa e aparente na transmissão versus magnitude de tensão da barra, para as barras indicadas pelos fatores de participação obtidos pela análise modal. O procedimento foi aplicado a dois sistemas testes do IEEE de 14 e 57 barras. O IEEE-14 apresenta uma topologia simples com característica aproximadamente radial, enquanto que o IEEE-57 apresenta topologia malhada com estrutura em anel.

Neste trabalho apresenta-se a aplicação da metodologia para três condições de operação do sistema IEEE de 118 barras, sendo uma delas a contingência de uma linha de transmissão. Este sistema, mais complexo do que os analisados em (Lima e Alves 2019), possui 12 bancos de capacitores *shunt* com potências entre 6 e 20 Mvar (sendo três de 20 Mvar) e 53 barras PV estrategicamente distribuídas, que proporcionam uma maior sustentação da magnitude da tensão do sistema como um todo, impondo também uma maior complexidade às análises a serem realizadas. O intuito das análises aqui apresentadas é o de evidenciar de forma didática a eficiência e a simplicidade do procedimento proposto para a definição do montante de compensação *shunt* de reativos necessário para a redução de perdas e a ampliação da margem, quando aplicada a uma mesma rede, porém em diferentes cenários.

As curvas características de tensão versus potência reativa de dispositivos de compensação tais como banco de capacitores *shunt*, compensadores síncronos, SVC e STATCON podem ser plotadas diretamente sobre as curvas Q-V, sendo o ponto de operação dado pela interseção da característica do sistema Q-V e a característica de compensação reativa do compensador em consideração (Taylor 1994, Hingorani e Gyugyi 1999, Skliutas et al. 2013, Masood et al. 2010). Dessa forma, após a definição do montante de compensação reativa, a sua implementação poderá ser realizada por meio de banco de capacitores *shunt*, compensadores síncronos, SVC, STATCON ou outro dispositivo apropriado. No caso do estudo aqui apresentado, a exemplificação e a confirmação dos resultados das análises do procedimento proposto, i.e., a redução nas perdas e o ganho na margem de carregamento, serão efetuados por meio da inserção de banco de capacitores ou de geradores síncronos. Bancos de capacitores são usados efetivamente não só para estender os limites de estabilidade de tensão, corrigindo o fator de potência junto à carga, mas também para liberar "reserva reativa de ação rápida" nos geradores e compensadores estáticos e assim, ajudar a evitar o colapso da tensão em muitas situações (Taylor 1994). Portanto, para postergar ou evitar o colapso de tensão recomenda-se a colocação em serviço do maior número de bancos de capacitores, bem como a redução de perdas na transmissão, de forma a assegurar que os geradores,

compensadores síncronos, SVC e STATCON operem com uma maior margem de reativos (Cigre 1989). Também, quando comparados aos compensadores estáticos de var, os custos (8 US\$/Kvar) dos bancos de capacitores comutados mecanicamente são da ordem de cinco a seis vezes menores que os do SVC (40 US\$/Kvar) e do STATCON (50 US\$/Kvar) (Acharya et al. 2005, Igbintov et al. 2016).

2. PROPOSTA PARA COMPENSAÇÃO DE REATIVOS

No procedimento proposto, o montante de compensação *shunt* é determinado com base nos traçados das curvas de perdas totais de potência ativa (P_{perdas}), reativa (Q_{perdas}) e aparente (S_{perdas}) versus a magnitude de tensão, para cada uma das barras indicadas pelos fatores de participação obtidos pela análise modal. O traçado dessas curvas é semelhante ao da curva Q-V, ou seja, primeiramente a barra PQ é convertida para PV sem limites de reativo, a seguir, partindo-se do caso base, valores sucessivos de magnitude de tensão (V) são especificados e os respectivos valores de injeção de potência reativa (Q_{gerado}) são obtidos através da solução de um fluxo de potência continuado. Para cada ponto também são computados os correspondentes valores das perdas totais de potência ativa (1), reativa (2) e aparente ($S_{perdas} = \sqrt{P_{perdas}^2 + Q_{perdas}^2}$) do sistema:

$$P_{perdas} = \sum_{k,l \in \Omega} \left[g_{kl} \left(V_k^2 + V_l^2 - 2V_k V_l \cos \theta_{kl} \right) \right] \quad (1)$$

$$Q_{perdas} = \sum_{k,l \in \Omega} \left[-b_{kl}^{sh} \left(V_k^2 + V_l^2 \right) - b_{kl} \left(V_k^2 + V_l^2 - 2V_k V_l \cos \theta_{kl} \right) \right] \quad (2)$$

em que $\theta_{kl} = \theta_k - \theta_l$, e V_k , V_l , θ_k e θ_l são as respectivas magnitudes e ângulos de tensão nodal das barras k e l , Ω é o conjunto de todas as barras do sistema, b_{kl} e b_{kl}^{sh} são as respectivas susceptâncias série e *shunt* do ramo. Assim, as respectivas curvas, relacionando as perdas em função da tensão da barra e em função da injeção de potência reativa, seis curvas ao todo, são simultaneamente traçadas juntamente com o da traçado da própria curva Q-V. A partir destas curvas se determina para cada caso, o valor de Mvar, a ser adicionado à barra, que proporciona a menor perda, bem como a que tensão isso acontece. A redução de perdas é obtida por $Re = 100 \times (\text{Perda}_{CB} - \text{Perda}_B) / \text{Perda}_{CB}$, sendo Perda_{CB} e Perda_B as respectivas perdas no caso base e após a compensação. As Figs. 1(a) e 1(b) ilustram o procedimento usado na definição do montante de compensação reativa para redução da perda total de potência reativa. A perda total de potência reativa do caso base (ponto O) e a menor perda (ponto M), obtida por compensação nessa barra, são iguais a 9,28 e 7,12 Mvar, respectivamente. Vê-se também a margem de redução de perdas 2,16 Mvar, distância do ponto M à reta que passa pelo ponto O. Assim, com a instalação de um banco de capacitor *shunt* de 11,81 Mvar é possível obter uma redução de 23,28% do valor do caso base. Veja que a potência do banco (Q_{banco}) de 11,81 Mvar corresponde à magnitude de tensão de 0,949 p.u. Entretanto, não sendo esta uma quantidade fixa, mas que varia com o quadrado da tensão ($Q_{banco} = BV^2$), o valor a ser especificado para o banco de dados é de 13,11 Mvar para uma tensão de 1,0 p.u.

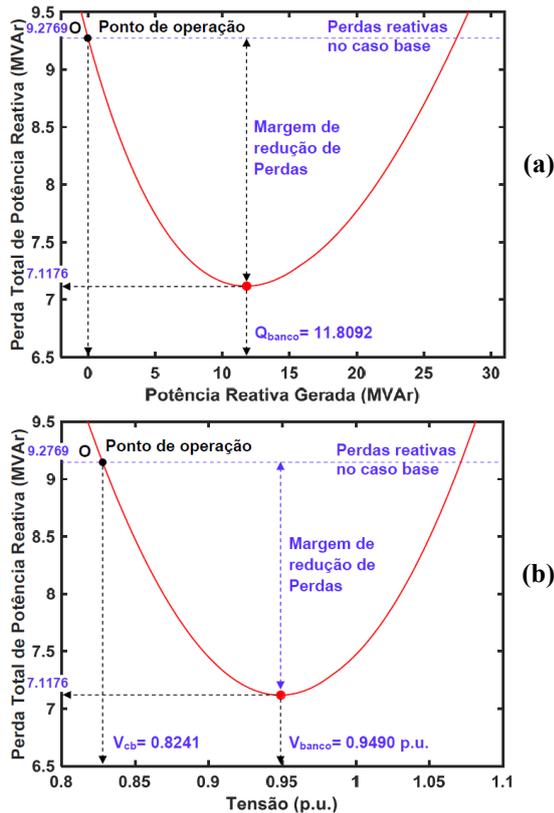


Fig. 1(a) Curva de Q_{perdas} em função da potência reativa injetada na barra e (b) Curva de Q_{perdas} em função da tensão, indicando a que tensão essa perda mínima ocorre.

3. RESULTADOS

A tolerância adotada para os desbalanços de potência foi de 10^{-5} p.u. O ponto de operação inicial de cada curva é obtido com um fluxo de carga convencional. Os *taps* foram mantidos fixos e os limites de potência reativa nas barras PV's foram considerados. O banco de dados original (IEEE-118-N), disponibilizado em (PSTCA 2019), é constituído por uma barra de referência, 53 barras de geração (tipo PV), 63 barras de carga (tipo PQ), 186 linhas de transmissão, 2 bancos de reatores *shunt* (um de 25 e outro de 40 Mvar) e 12 bancos de capacitores *shunt* com potências entre 6 e 20 Mvar (sendo que três unidades são de 20 Mvar). Já na configuração IEEE-118-I, as barras 25, 59, 61, 66 e 80 foram consideradas como de carga (tipo PQ), o que causa diferenças sensíveis no fluxo de potência e nos resultados da análise modal e fatores de participação calculados. Para o IEEE-118-N, analisa-se também uma condição de contingência de linha de transmissão que resulta numa condição estabilidade de tensão com características predominantemente local (ZHAO; ZHANG, 2006).

3.1 Sistema IEEE-118-I

A barra 52 é a barra crítica desta configuração, sendo que os respectivos valores das perdas totais ativa, reativa e a média no caso base ($\lambda=1$) são 130,30 MW, -601,49 Mvar e -235,59. O carregamento é incrementado até atingir o ponto de máximo carregamento (PMC) em $\lambda = 1,8378$ p.u., ou seja,

neste sistema é possível um acréscimo de 83,8% (3.546,4 MW e 1.212,6 Mvar) do carregamento do caso base ($P_{\text{cCB}} = 4.233,0$ MW, $Q_{\text{cCB}} = 1.447,0$ Mvar). A Fig. 2(a) mostra as curvas P-V para todas as barras do sistema, com a barra crítica (barra 52) em destaque, e a Fig. 2(b) o perfil da magnitude de tensão do sistema operando no PMC, sendo as barras PQ apresentadas em azul, e as PV em vermelho. Os fatores de participação de barra, correspondentes ao menor autovalor ($4,95 \times 10^{-7}$) obtido para o PMC, são mostrados na Fig. 2(c), enquanto que na Fig. 3(a) estão destacados os dez maiores fatores de participação dentre as barras PQ apenas. Observe que nesse caso a análise modal indica uma área crítica, conforme ilustrado no detalhe do diagrama unifilar do sistema exibido na Fig. 2(d), formada por um conjunto de barras fisicamente interligadas (indicadas em vermelho), e que é propensa ao colapso de tensão. Do perfil de tensão apresentado na Fig. 2(b) também se vê que no PMC há uma redução sensível da magnitude de tensão das barras pertencentes à região da área crítica. As Tabelas 1(a), 1(b) e 1(c) e as Figs. 3(a)-(c) apresentam os resultados alcançados com a inclusão dos bancos *shunt* fornecido pelos três procedimentos de redução de perdas totais de potência ativa, reativa e média, respectivamente. Da coluna 7 das tabelas e da Fig. 3(b) se verifica que as barras apresentam praticamente a mesma eficiência por unidade do banco. No entanto, conforme coluna 6 das tabelas, os procedimentos de redução de perdas mostram que é possível obter ganhos de margem de carregamento (GMC) pouco maior que 13% com uma redução das perdas de potência ativa e reativa. Das tabelas pode-se constatar que as barras 59, 63, 61 e 60, nessa ordem, proporcionam os maiores ganhos na margem de carregamento (MC, Fig. 3(b)), bem como as maiores redução nas perdas (Fig. 3(c)). Da quinta coluna da Tabela 1(b) se verifica que a inclusão de um banco de 209,21 Mvar na barra 59 proporciona uma redução de apenas 1,512 MW nas perdas ativas e um aumento da injeção de reativo de 14,84 Mvar (2,5% em relação a do caso base). No entanto, com relação ao caso base, a inclusão do banco acarreta um aumento de 13,2% na margem de carregamento (Fig. 4(a)), além de uma sensível melhora no perfil de tensão na região da barra compensada (Fig. 4(b)). Observando a oitava coluna da Tabela 1(c) se verifica um indicativo de redução da ordem de 3,48% de redução da média entre as perdas ativa e reativa, com a inclusão de um banco de 201,78 Mvar na barra 59, valor este um pouco menor que o indicado na Tabela 1(b). Porém, com esta compensação, ter-se-ia um pequeno acréscimo (61 kW a menos do que o caso anterior) na redução das perdas ativas, enquanto que o aumento da injeção de reativo permaneceria praticamente no mesmo valor anterior (14,82 Mvar), porém as custa de uma redução de 22 MW na MC que passaria para 12,68%.

Na configuração em questão as barras de geração de números 25, 59, 61, 66 e 80 foram consideradas como PQ, e embora elas variem sua potência ativa gerada proporcionalmente ao seu valor do caso base conforme o sistema é carregado, a potência reativa gerada está com seu valor fixado. Observa-se que as barras 59 e 61, assim como as 60 e 63 pertencentes as suas vizinhanças, estão entre as que proporcionam os maiores GMC (Fig. 3(b)). Os respectivos limites máximos de potência reativa das barras 25, 59, 61, 66 e 80 são 140, 180, 300, 200 e

280 Mvar, assim, na área crítica se retirou um total de 680 Mvar levando todos os geradores de suas primeiras vizinhanças a atingirem os seus respectivos limites máximos de potência reativa (Q_{max}). Por outro lado, o mesmo não ocorre para o caso do gerador 25, visto que na barra 26 há um gerador cujo limite máximo é de 1000 Mvar. Apesar desse contexto, mesmo neste sistema com um grande número de barras PV foi possível obter simultaneamente uma redução de perdas, bem como um aumento de 13,2% da margem de carregamento do caso base, ou seja, a possibilidade de um acréscimo na potência de 591 MVA (559 MW de carga ativa e 191 Mvar de reativa), o que corresponde a aproximadamente três vezes o valor em Mvar proposto pelo procedimento para ser instalado na barra 59. Por outro lado, devido ao alto valor de compensação indicado (209,2 Mvar),

outra possibilidade seria a de reconsiderar a barra 59 como PV. Desse modo, como pode ser constatado na Fig. 4(a), obtém-se um GMC de 16,7% quando se considera a tensão especificada igual a do caso base com compensação *shunt* (1,046 p.u.) e o limite máximo de potência reativa gerada igual ao valor original do banco de dados ($Q_{max}=180\text{Mvar}$), e um GMC de 18,8% no caso do limite máximo ser igual a usada para o banco (209,21 Mvar).

Tabela 1 IEEE-118-I Valores obtidos pelo método:

(a) $P_{perdas} \times V$

Barra	Perda total			Pot. do Banco (Mvar)	GMC		Re P_{PERDAS}	
	MW	Mvar	Média		(%)	(%)/ Q_g	(%)	(%)/ Q_g
52	130.24	-601.94	-235.85	13.67	0.74	0.0541	0.05	0.0036
59	128.59	-615.33	-243.37	164.04	10.17	0.0620	1.31	0.0080
53	130.25	-601.83	-235.79	14.39	0.76	0.0531	0.04	0.0024
51	130.22	-602.03	-235.91	17.91	0.98	0.0547	0.06	0.0034
58	130.25	-601.88	-235.82	14.85	0.79	0.0538	0.04	0.0026
57	130.28	-601.66	-235.69	8.60	0.46	0.0528	0.02	0.0016
50	130.29	-601.58	-235.65	6.73	0.35	0.0514	0.01	0.0013
63	128.67	-611.95	-241.64	186.31	10.44	0.0561	1.26	0.0067
60	129.53	-610.99	-240.23	124.93	6.88	0.0550	0.59	0.0047
61	129.27	-612.78	-241.25	152.74	8.40	0.0550	0.79	0.0051

(b) $Q_{perdas} \times V$

Barra	Perda total			Pot. do Banco (Mvar)	GMC		Re P_{PERDAS}	
	Mvar	MW	Média		(%)	(%)/ Q_g	(%)	(%)/ Q_g
52	-602.01	130.26	-235.88	22.10	1.20	0.0546	0.09	0.0039
59	-616.33	128.79	-243.77	209.21	13.2	0.0630	2.47	0.0117
53	-601.86	130.26	-235.80	18.89	1.01	0.0531	0.06	0.0032
51	-602.13	130.24	-235.94	28.67	1.58	0.0554	0.11	0.0037
58	-601.95	130.27	-235.84	23.97	1.29	0.0538	0.08	0.0031
57	-601.71	130.30	-235.71	15.67	0.84	0.0541	0.04	0.0023
50	-601.61	130.30	-235.66	13.55	0.71	0.0528	0.02	0.0014
63	-611.98	128.67	-241.66	179.54	10.04	0.0559	1.74	0.0097
60	-610.61	129.63	-240.49	155.47	8.68	0.0558	1.52	0.0097
61	-612.08	129.31	-241.38	174.82	9.70	0.0554	1.76	0.0100

(c) Média $P_{perdas} \times V$

Barra	Perda total			Pot. do Banco (Mvar)	GMC		Re P_{PERDAS}	
	Média	MW	Mvar		(%)	(%)/ Q_g	(%)	(%)/ Q_g
52	-235.88	130.25	-602.01	20.00	1.08	0.0543	0.12	0.0060
59	-243.79	128.73	-616.31	201.78	12.70	0.0629	3.48	0.0172
53	-235.80	130.26	-601.85	17.76	0.95	0.0531	0.09	0.0048
51	-235.95	130.24	-602.13	27.14	1.50	0.0550	0.15	0.0054
58	-235.84	130.27	-601.95	22.46	1.21	0.0537	0.10	0.0046
57	-235.71	130.29	-601.71	14.26	0.77	0.0536	0.05	0.0046
50	-235.66	130.29	-601.61	11.85	0.62	0.0524	0.03	0.0022
63	-241.66	128.67	-611.98	179.54	10.04	0.0559	2.57	0.0143
60	-240.49	129.61	-610.59	151.70	8.45	0.0557	2.08	0.0137
61	-241.38	129.31	-612.07	172.63	9.57	0.0554	2.46	0.0142

3.2 Sistema IEEE-118-N

Conforme já comentado, nesta configuração, as barras 25, 59, 61, 66 e 80 encontram-se incluídas no conjunto de barras PV, sendo que os valores das perdas totais ativa, reativa e a média no caso base ($\lambda = 1$) são 131,15 MW, -600,38 Mvar e -234,61, respectivamente. Observe que devido a maior disponibilidade de reativo o PMC que era de 1,8378 p.u. aumenta para

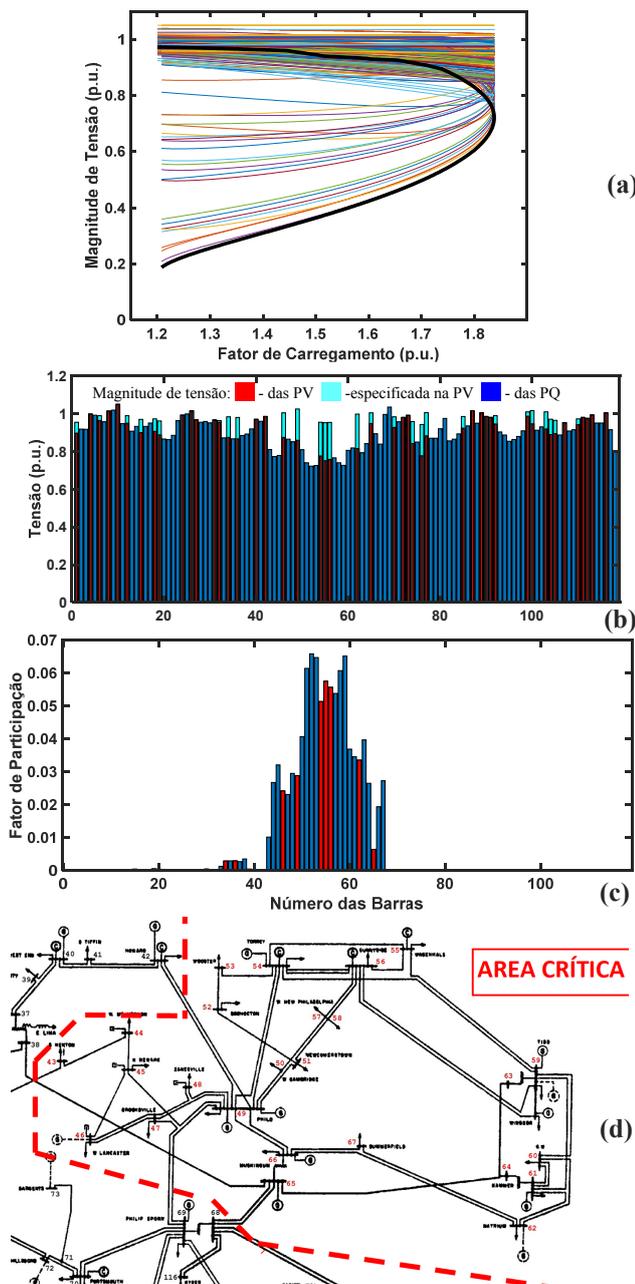


Fig. 2 IEEE-118-I: a) curvas P-V, b) perfil de tensão no PMC, c) fatores de participação de barra e d) área crítica.

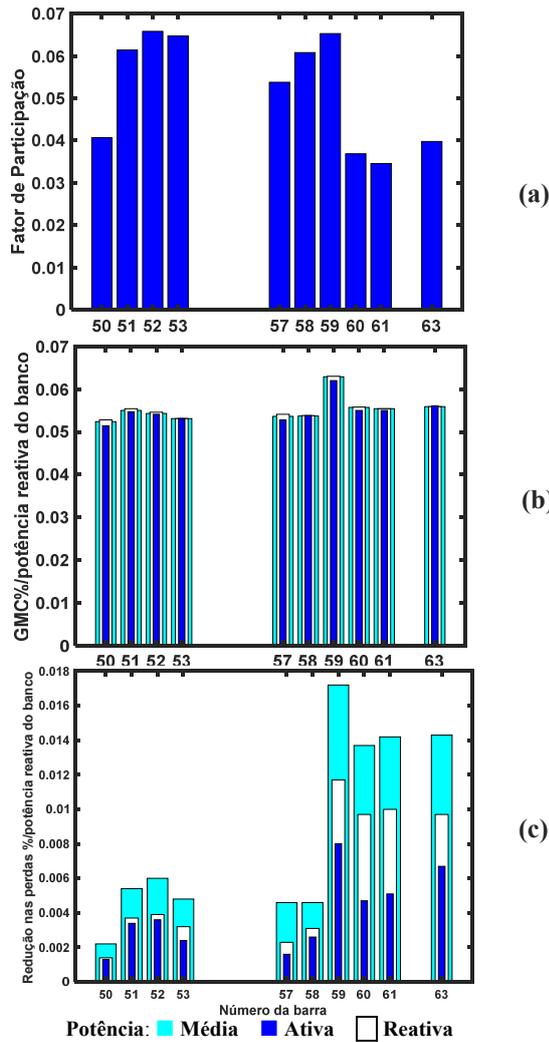


Fig. 3 IEEE-118-I: a) fatores de participação das 10 primeiras barras indicadas pelo modo crítico, (b) GMC e (c) Redução nas perdas totais em relação à potência do banco *shunt*.

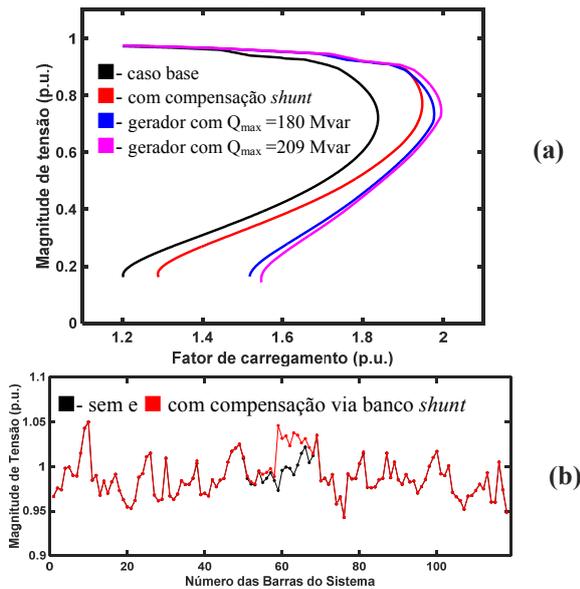


Fig. 4 IEEE-118-I: a) curvas P-V da barra crítica: caso base, com banco de 209,2Mvar na barra 59, considerando a barra 59 como PV com $Q_{max}=180$ Mvar e PV com $Q_{max}=209$ Mvar, (b) perfis de tensão antes e após a compensação *shunt*.

2,0835 p.u., ou seja, agora é possível um acréscimo de 108,35% do carregamento do caso base ($P_{CB} = 4.233,0$ MW, $Q_{CB} = 1.447,0$ Mvar). A Fig. 5(a) mostra as curvas P-V para todas as barras, com destaque da barra crítica (barra 117), e a Fig. 5(b) apresenta o perfil da magnitude de tensão do sistema operando no PMC. O espectro dos fatores de participação de barra, correspondente ao menor autovalor (0,5303) obtido para o PMC, é apresentado na Fig. 5(c), da qual se observa que houve uma mudança da área crítica para as vizinhanças da barra 117, conforme ilustrado no detalhe do diagrama unifilar apresentado na Fig. 6. Nas Figs. 7(a)-(c) são apresentados os resultados alcançados com a inclusão do banco *shunt* fornecidos pelos três procedimentos de redução de perdas. Da Fig. 7(b) se verifica que as barras analisadas, exceto a 14 e 20, apresentam praticamente a mesma eficiência por unidade do banco, sendo as barras PQ's 3, 5, 11, 2, 117, 7 e 13 as mais eficientes. Observe que inclusão de banco *shunt* nestas barras, as quais proporcionam os maiores GMC, pertencem às vizinhanças das barras PV's da área crítica que atingiram os seus limites máximos de injeção de potência reativa, em particular as barras 4, 6, 8 e 12, cujos respectivos limites máximos de potência reativa são 300, 50, 300 e 120 Mvar. De acordo com os procedimentos de redução de perdas mostra-se que é possível obter um GMC de até 5,2% com a inclusão de um banco de 97,92 Mvar na barra 5, mas nesse caso, há um ligeiro aumento nas perdas ativas de 2 kW. Conforme se pode ver no detalhe da área crítica mostrado na Fig. 6, a barra 5 faz parte das vizinhanças das barras 4 e 8, que possuem os maiores limites de potência reativa, 300 Mvar cada uma. É importante ressaltar que, de

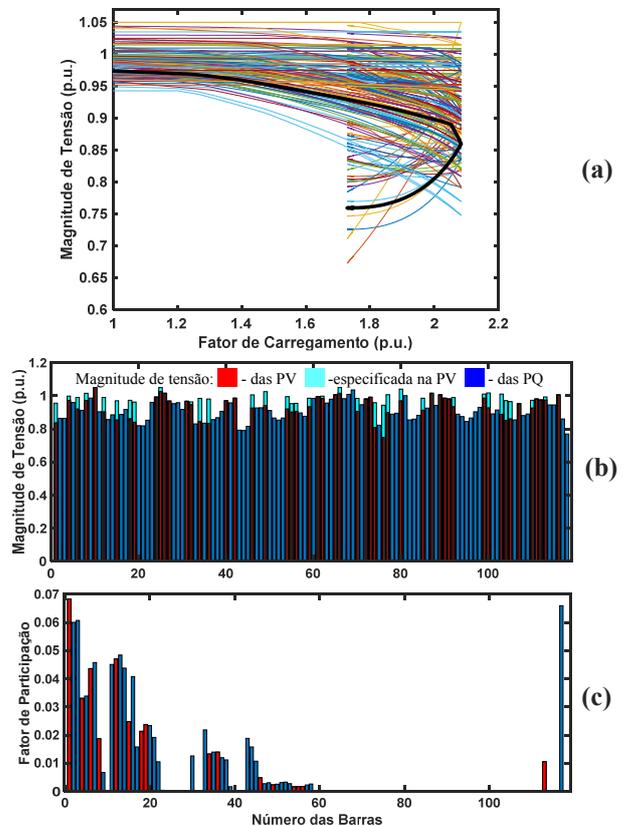


Fig. 5 IEEE-118-N: a) curvas P-V, b) perfil de tensão no PMC, e c) fatores de participação de barra.

acordo com o banco de dados do IEEE-118-N, existe um reator de 40 Mvar na barra 5. Assim, no caso dessa contingência, a manobra operacional correta seria o desligamento do banco de reatores e o fechamento do banco de capacitores de 58 Mvar, ao invés do acréscimo de 98 Mvar. Observa-se também, que o GMC de 5,2% em relação à do caso base corresponde à possibilidade de um acréscimo na potência de 232,4 MVA (220 MW de carga ativa e 75 Mvar de reativa), o que corresponde a aproximadamente quatro vezes o valor em Mvar instalado na barra 5.

3.3 Sistema IEEE-118-N Considerando a contingência da linha de transmissão entre as barras 11 e 13 (LT₁₁₋₁₃)

Nesta seção se analisa o sistema IEEE-118-N na condição de contingência da linha de transmissão entre as barras 11 e 13, que resulta numa condição particular de estabilidade de tensão com características predominantemente local (Zhao e Zhang, 2006), i.e., o perfil de tensão de uma pequena área do sistema, ou magnitude de tensão de algumas poucas barras, fica fora da faixa normal de operação. A curva P-V da maioria das barras deste tipo de sistemas apresentam um "nariz agudo", conforme apresentado na Fig. 8(a), onde as partes superior e inferior da curva apresentam praticamente a mesma inclinação, ao invés de um sinal oposto como no caso da barra crítica (Zhao e Zhang 2006), e com isso, tanto o fator de carregamento quanto a magnitude de tensão apresentam uma inversão simultânea na sua tendência de variação.

Observa-se que o WSCC (1998) sugere o atendimento de uma margem mínima de 5% considerando contingências simples (N-1). Nas Figs. 8(b) e (c) pode se ver o perfil de tensão do sistema operando no PMC e o espectro dos fatores de participação de barra, correspondente ao menor autovalor ($2,143 \times 10^{-6}$) obtido para o PMC. No detalhe do diagrama unifilar apresentado na Fig. 8(d) se constata que agora a área crítica se localiza nas vizinhanças da barra 13. Após a contingência os respectivos valores das perdas totais ativa, reativa e a média no caso base ($\lambda=1$) são 132,91 MW, -590,71 Mvar e -228,90. Observe que o PMC reduziu de 2,0835 p.u. para 2,0145 p.u., ou seja, não se trata de uma contingência com abrangência sistêmica ou de área, mas sim de abrangência estritamente local. A barra 13 (barra PQ) conecta-se com as barras de número 11 (barra PQ) e 15 (barra PV com $Q_{max}=30$ Mvar). Observa-se que a retirada da LT isola a barra 13 possibilitando o atendimento da carga apenas

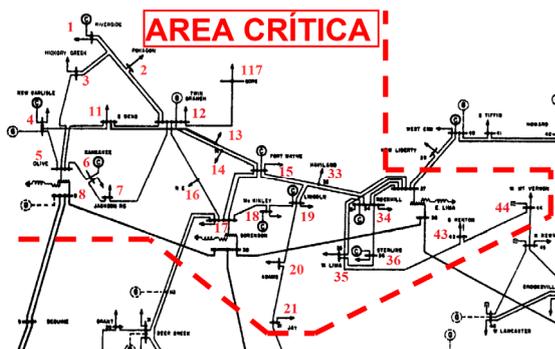


Fig. 6 IEEE-118-N: Área crítica.

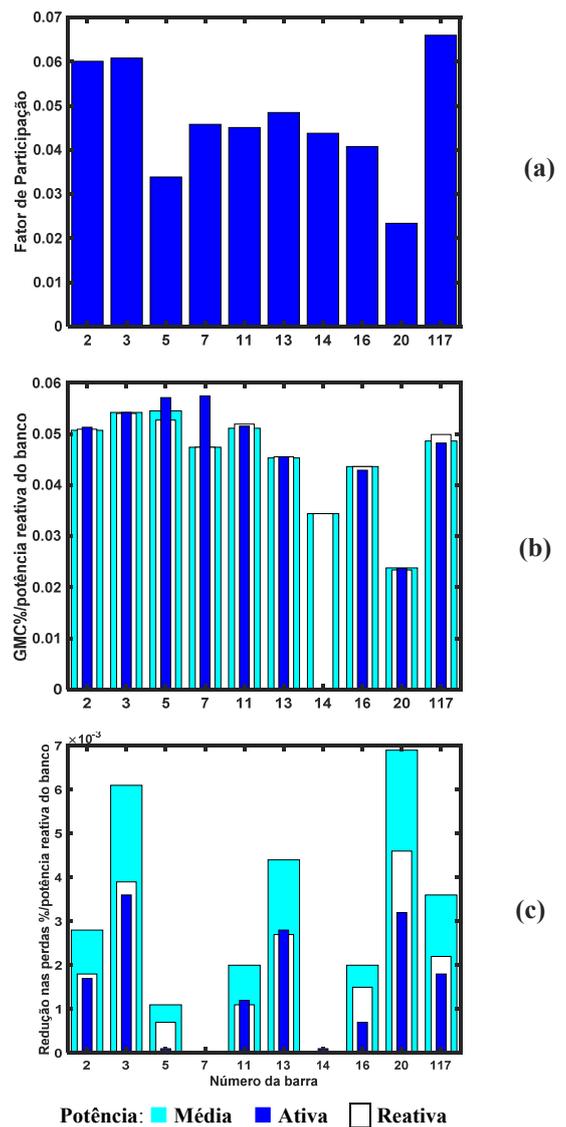


Fig. 7 IEEE-118-N: a) fatores de participação das 10 primeiras barras indicadas no modo crítico, (b) GMC e (c) Redução nas perdas totais pela potência do banco *shunt*.

via barra 15 e levando todos os geradores de da vizinhança (15, 18, 19, 34, 36 e 113, ver Fig. 6) a atingirem os seus respectivos limites máximos de potência reativa. Dos resultados mostrados nas Figs. 9(b) e 9(c) se constata que a barra 13 é a que apresenta a maior eficiência por unidade do banco, tanto para o GMC quanto para a redução das perdas. Observa-se que inclusão nesta barra, de um banco *shunt* de 20,43 Mvar, ou seja, de potência igual aos apresentados no banco de dados, proporciona GMC de 3,73% (Fig. 10(a)), com uma redução de 342 kW e um aumento de injeção de potência reativa de 1,81 Mvar, além de melhora na magnitude de tensão da barra (Fig. 10(b)). O aumento de 3,73% na margem de carregamento do caso base corresponde à possibilidade de um acréscimo de 167 MVA (158 MW de carga ativa e 54 Mvar de reativa), o que corresponde a aproximadamente oito vezes o valor em Mvar instalado na barra 13.

Das análises também se observa que a inclusão de banco *shunt* em barras pertencentes às vizinhanças das barras PV's

da área crítica que atingiram os seus limites Q_{max} (barras 37, 35 e 17) proporcionam GMC da mesma ordem ou até maiores, como no caso da barra 37, porém com um aumento das perdas ativas. Conforme indicação do procedimento, a inclusão de um banco *shunt* de 164,8 Mvar na barra 37, oito vezes maior que o usado na barra 13, proporcionaria um GMC de 5,2%, porém com um aumento de 333,7 kW nas perdas ativas.

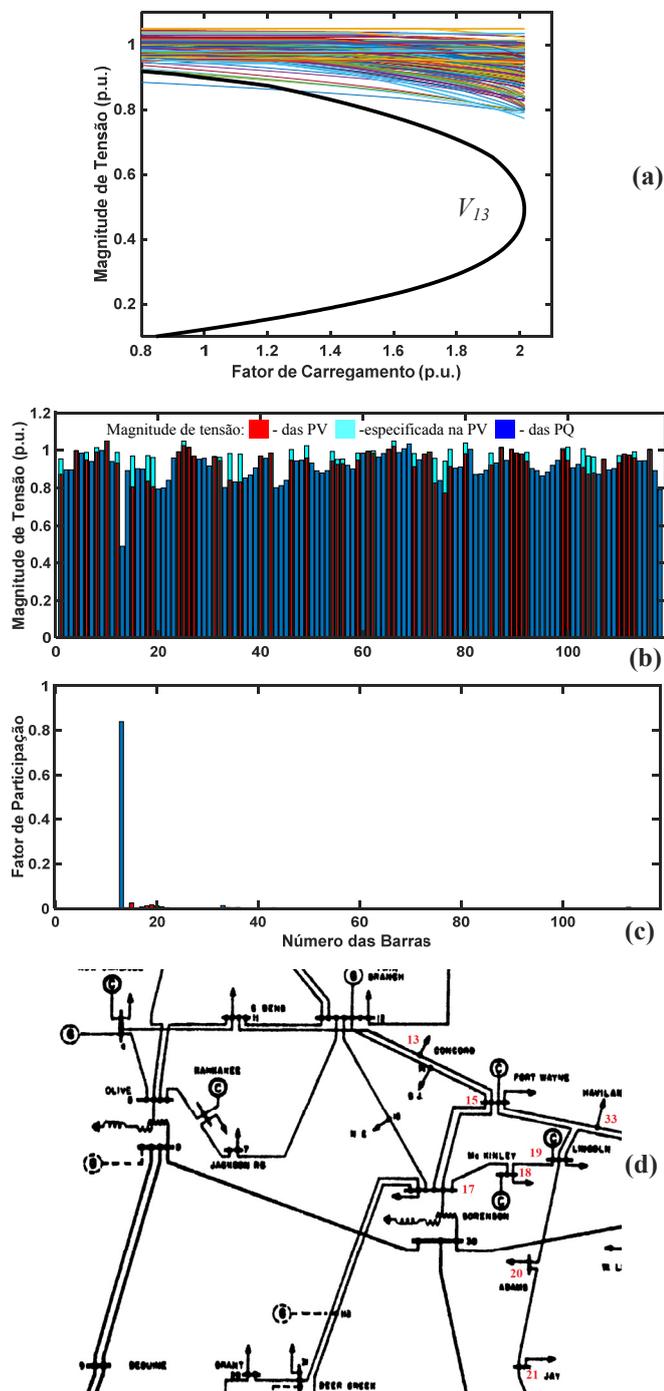


Fig. 8 IEEE-118-N c/ cont. da LT_{11-13} : Curvas P-V caracterizando uma condição particular de estabilidade de tensão com características predominantemente local, b) perfil de tensão no PMC, c) fatores de participação e d) área crítica.

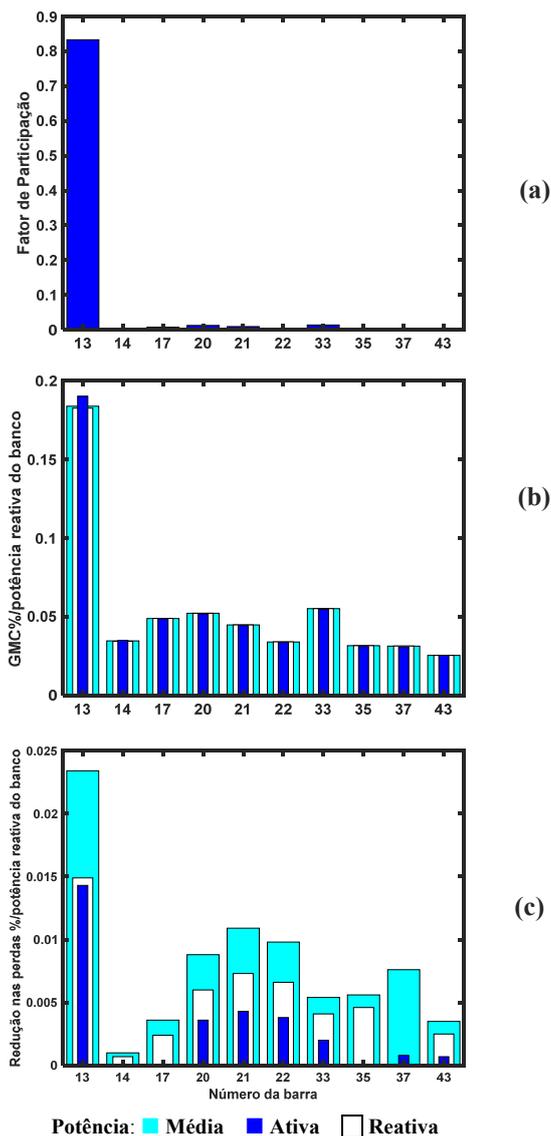


Fig. 9 IEEE-118-N c/ contingência da LT_{11-13} : a) fatores de participação das 10 primeiras barras de carga indicadas pelo modo crítico, (b) GMC e (c) Redução nas perdas totais em relação à potência do banco de capacitor *shunt*.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho se apresentou a aplicação de uma metodologia usada para a escolha do montante de compensação reativa *shunt* visando à redução das perdas e a melhoria da margem de estabilidade estática de tensão. A metodologia foi aplicada a duas configurações do sistema teste do IEEE de 118 barras, e a outra que considerou uma contingência de linha de transmissão que conduz a uma condição particular de estabilidade de tensão com características predominantemente local.

Em todas as análises considerou-se um aumento de carga feito com fator de potência constante e proporcional ao carregamento do caso base com modelo de carga de potência constante, visto que este fornece a condição operacional mais segura para o sistema (WECC 1998).

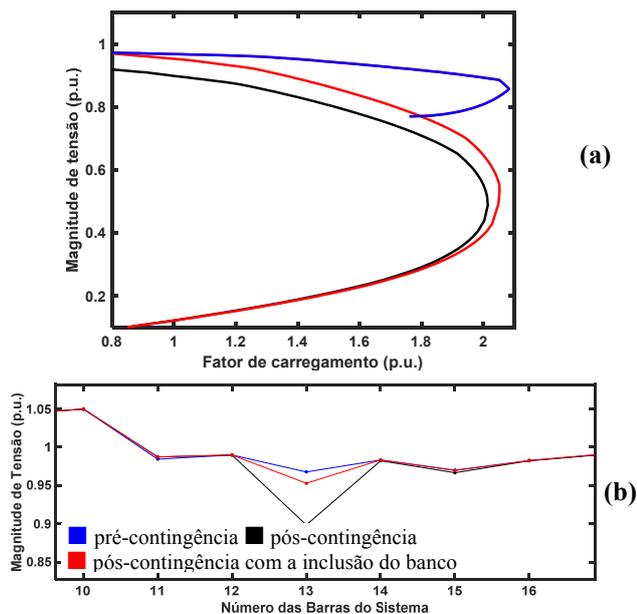


Fig. 10 IEEE-118-N c/ cont. da LT₁₁₋₁₃: a) curva P-V da barra crítica (barra 117) antes e após a inserção do banco *shunt* de 20,43 Mvar na barra 13, e (b) perfis de tensão.

O sistema IEEE-118 possui muitas barras PV estrategicamente distribuídas de forma a proporcionar uma boa sustentação da magnitude da tensão das barras, bem como a uma margem de carregamento que chega a 108,35%. Esta margem reduz para 83,8% na configuração (IEEE-118-I) em que as barras de geração de números 25, 59, 61, 66 e 80 foram consideradas como PQ. Em ambas configurações, as análises mostram claramente a importância dos limites máximos de potência reativa das barras PV's no estabelecimento da margem e da região crítica indicada pela análise modal. Mostram também que a inclusão de compensação reativa *shunt* nas barras indicadas pelos fatores de participação de barra, e que pertencem às vizinhanças das barras PV's da área crítica que atingiram os seus limites máximos de injeção de potência reativa, proporcionam ganhos maiores na margem de carregamento do que o proporcionado pela barra crítica. Já no caso particular da contingência da LT localizada entre as barras 11 e 13, a qual leva a uma condição de estabilidade de tensão com características predominantemente local, se constata que a barra crítica (barra 13), que apresenta o maior fator de participação de barra indicado pela análise modal, é a que proporciona a maior eficiência por unidade do banco, tanto para o GMC, quanto para a redução das perdas. É importante salientar que os acréscimos alcançados na margem de carregamento foram da ordem de 3 a 8 vezes o valor do montante proposto pelo procedimento.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001. Os autores também agradecem ao CNPq pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Acharya, N., Sode-Yome, A., and Mithulanathan, N. (2005). Facts about flexible AC transmission systems (FACTS) controllers: practical installations and benefits. *Proc. Australasian Universities Power Engineering Conf.*, p.533–538.
- Cigre Study Committee 38 Working Group 01 Task Force 03, (1989), Reactive power compensation analyses and planning procedure, *CIGRE Publication*.
- Hingorani, N. and Gyugyi, L. (1999), *Understanding FACTS, Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, New York: Wiley, pp. 197-199.
- Igbinovia, F.O., Fandi, G., Müller, Z., Švec, J. and Tlustý, J. (2016). Cost implication and reactive power generating potential of the synchronous condenser, *2nd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid*, Prague, pp. 1-6.
- Lima, G.B. and Alves, D.A. (2019), Alternative methodology for shunt capacitor bank allocation for power loss reduction and voltage stability margin, In: *Proceedings of CLAGTEE 2019 – XIII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, p. 1-7, Santiago, Chile.
- Masood, T., Aggarwal, R.K., Qureshi, S.A., and Khan, R.A.J. (2010). STATCOM model against SVC control model performance analyses technique by Matlab, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*.
- Moura, R.S., Zambroni de Souza, A.C., Lopes, B.I.L. and Mohn, F.W. (2016). Effects of QV curves in the dynamic behaviour of power systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10(12),pp. 2861–2870.
- Mousavi, O.A., Cherkaoui, R. (2014). Investigation of P–V and V–Q based optimization methods for voltage and reactive power analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 769–778.
- ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico (2017). Diretrizes e critérios para estudos elétricos, procedimentos de rede: módulo 23, submódulo 23.3. RJ. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: jan. 2019
- PSTCA, Power systems test case archive (2019), [Online] Available:<http://www2.ee.washington.edu/research/pstca>.
- Rabiee, A., Vanouni, M., Parniani, M. (2012), Optimal reactive power dispatch for improving voltage stability margin using a local voltage stability index. *Energy Conversion and Management*, vol. 59, pp. 66–73.
- Skliutas, J.P. et al. (2013), Planning the Future Grid with Synchronous Condensers", CIGRE US National Committee, *Grid of the Future Symposium*.
- Taylor, C.W. (1994). *Power System Voltage Stability*, McGraw Hill, New York.
- Zhao, J. and Zhang, B. (2006), Reasons and countermeasures for computation failures of continuation power flow, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 6 pp.
- WECC-Western Electricity Coordinating Council (1998), Final report, voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology, *Reactive Power Reserve Work Group*, Salt Lake City.