

Análise de estabilidade de tensão em sistemas de potência considerando distorções harmônicas e contingências^{*}

Rai N. Medina^{*} Igor D. Melo^{*} Mariana O. N. Teixeira^{*}

^{*} Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: rai.medina@engenharia.ufjf.br, igor.delgado2008@engenharia.ufjf.br, mariana.novais@engenharia.ufjf.br.).

Abstract: This paper presents a novel approach for voltage stability assessment considering harmonic distortion on power systems. The proposed method is based on an optimization problem model with non linear constraints in which the objective function is determined by the maximization of the loadability factor of the system, considering inequality constraints with upper and lower bounds for voltage magnitude, total and individual harmonic distortion, active and reactive powers. Tests are conducted using the IEEE 14 bus modified by the inclusion of harmonic sources in order to verify the maximum loadability calculated by the proposed method. Additionally, contingency analysis are also evaluated in this paper such as line and transformers outages, showing the impact of the constraints considered by the proposed formulation and contingencies on the calculated value of the maximum loadability.

Resumo: Este trabalho apresenta uma nova abordagem para a análise de estabilidade de tensão considerando distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência. O método proposto se baseia na modelagem de um problema de otimização com restrições não lineares, em que a função objetivo é determinada pela maximização do fator de carregamento do sistema, considerando restrições de desigualdade com limites mínimos e máximos de magnitude de tensão, distorção harmônica individual e total, potência ativa e reativa. Os testes são conduzidos utilizando o sistema IEEE 14 barras modificado a partir da inclusão de fontes harmônicas, a fim de verificar o máximo carregamento através do método proposto. Além disso, serão incluídas neste artigo análises de contingências simples de linhas e transformadores mostrando o impacto das restrições consideradas na formulação proposta e contingências no valor calculado do fator de máximo carregamento.

Keywords: Voltage stability; Power systems; Harmonic distortions; Contingency analysis; Power flow.

Palavras-chaves: Estabilidade de tensão; Sistemas de potência; Distorções harmônicas; Análise de contingências; Fluxo de potência.

1. INTRODUÇÃO

Os diferentes aspectos da evolução demográfica, e seus efeitos sociais e econômicos possuem grande importância para explicar o consumo de energia segundo (EPE, 2019). Para que se consiga obter um sistema operando sob condições confiáveis e seguras, uma série de restrições devem ser respeitadas como discutido em (Kundur et al., 1994). A estabilidade de tensão se tornou um desafio para os operadores dos sistemas de potência, dentro deste contexto. Devido ao aumento de consumo de energia, os sistemas operam próximos aos seus limites técnicos e operacionais podendo resultar em perdas parciais ou totais no fornecimento de energia, o que prejudica os consumidores e todo o setor elétrico de maneira geral (Melo et al., 2018).

O aumento constante de cargas não lineares (a exemplo de componentes de eletrônica de potência, pertencentes à composição de inversores e retificadores, lâmpadas compostas de reatores, computadores, compensadores estáticos de reativos, equipamentos tiristorizados) tem por consequência o aumento da proliferação de distorções harmônicas, o que pode resultar, dentre outros, na atuação indevida de equipamentos de proteção e em contingências indesejadas (Benjamin and Jain, 2018). Problemas relacionados à qualidade de energia devido ao uso dessas cargas, incluem efeitos de ressonância, mau-desempenho de motores, diminuição de vida útil de máquinas, aumento de perdas elétricas por efeito Joule em enrolamentos e cabos elétricos (Melo et al., 2019). Portanto, tem-se uma justificativa para analisar a estabilidade de tensão considerando as distorções harmônicas existentes no sistema.

O trabalho de (Ajjarapu and Christy, 1992) foi responsável pelo desenvolvimento do método do fluxo de potência continuado em que a potência demandada do sistema é aumentada progressivamente, de forma que o consequente decaimento da tensão possa ser observado através do le-

genda do fluxo de potência continuado em que a potência demandada do sistema é aumentada progressivamente, de forma que o consequente decaimento da tensão possa ser observado através do le-

^{*} Os autores agradecem o apoio financeiro fornecido pela CAPES, CNPq, FAPEMIG, INERGE.

vantamento da denominada curva PV. Esta metodologia é amplamente difundida em centros de controle para avaliar a estabilidade de tensão e permitir o desenvolvimento de ferramentas alternativas destinadas à análise da estabilidade de tensão.

Na referência (Gao et al., 1992), é feita uma análise de estabilidade de tensão utilizando a análise modal. O procedimento consiste em avaliar a matriz jacobiana do fluxo de potência em relação aos seus autovalores e autovetores. A partir desta análise, é possível calcular os fatores de participação associados à cada barra de carga, o que possibilita identificar qual barra é a mais suscetível à instabilidade através da sensibilidade entre sua magnitude de tensão e potência reativa, denominada barra crítica.

Na referência (Jia and Jeyasurya, 2000), é feita uma análise de contingências, a qual consiste em um ou mais eventos (geralmente perda de linhas e/ou transformadores) que ocorrem simultaneamente ou em instantes diferentes de tempo, resultando em uma mudança no estado operativo do sistema. Também é utilizado o método do fluxo contínuo, onde a margem entre o ponto de operação atual e o ponto de máximo carregamento (PMC) para uma contingência particular é tratada como um índice para a análise da estabilidade.

O trabalho (de Almeida et al., 2013) propõe um modelo de formulação de um fluxo de potência ótimo, onde se apresenta uma função objetivo destinada a determinar o máximo carregamento do sistema sujeito à diversas restrições de igualdade e desigualdade relativas à limites operacionais e físicos do problema. A modelagem do comportamento da regulação primária de frequência de geradores síncronos em regime permanente, como restrições de igualdade, permite a obtenção de estimativas realistas de variação de frequência e resposta de geração de potência ativa dos geradores.

Pesquisas mais recentes consideram modelagens mais abrangentes do problema de otimização, descrito anteriormente, e da carga do sistema, propondo representações mais fidedignas do sistema, impactando positivamente os estudos de estabilidade de tensão. Em (Rodríguez-García et al., 2019), avaliou-se o impacto da modelagem das cargas do sistema em estudo através do estresse causado pelo aumento de carga em barramentos do sistema.

O trabalho (Bornapour et al., 2019) também aplica um modelo de otimização em um sistema de potência com inserção de geração eólica, onde se tem por objetivo minimizar os custos associados com a produção e entrega de energia para atender a demanda total do sistema.

(Munkhchuluun et al., 2020) apresenta uma abordagem para análise de estabilidade de tensão considerando os impactos da inserção em larga escala de geração fotovoltaica. A metodologia utilizada é baseada na curva QV caracterizada pela análise do suporte de reativos de determinada barra do sistema frente à variação de tensão na mesma, supondo a existência de um compensador síncrono fictício na barra analisada.

Devido à importância do tema, (Van Cutsem et al., 2020) propõe sistemas-teste para análise do fenômeno da estabilidade de tensão, com estudos de casos diversos e estra-

tégias de controle para prevenção e correção do problema associado à estabilidade de tensão.

Apesar do reconhecimento da importância do tema, as análises de estabilidade de tensão geralmente não consideram os efeitos das distorções harmônicas na operação do sistema, sendo o critério mais adotado para se averiguar a instabilidade a análise do valor da magnitude da tensão. Entretanto, a distorção harmônica da tensão também pode afetar a operação do sistema como anteriormente explicitado. Em (Melo et al., 2018), fenômenos de qualidade de energia como as distorções harmônicas e desvios de frequência são avaliados conjuntamente aos seus impactos no cálculo do carregamento máximo do sistema.

O objetivo geral deste trabalho é analisar o fator de carregamento máximo de um sistema de potência considerando distorções harmônicas de tensão. Para isso, um fluxo de potência ótimo é modelado incorporando restrições não lineares referentes à THD (*Total Harmonic Distortion*), IHD (*Individual Harmonic Distortion*), magnitudes de tensão e as equações do fluxo de potência. O sistema IEEE 14 barras é utilizado para condução de testes, considerando contingências simples de linhas e transformadores com intuito de avaliar o impacto das restrições impostas à formulação proposta na determinação do máximo carregamento do sistema.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

O método proposto se baseia em uma modelagem de um problema de otimização, como mostrado abaixo, em que se maximiza a função objetivo (1) sujeito às restrições de igualdade (2), (3), (4) e restrições de desigualdade (5), (6) e (7).

$$\max \sum_{k=1}^{N_l} \lambda P_{l,k} \quad (1)$$

sujeito a:

$$P_k^{calc} - (P_{g,k} - \lambda P_{l,k}) = 0 \quad (2)$$

$$Q_k^{calc} - (Q_{g,k} - \lambda Q_{l,k}) = 0 \quad (3)$$

$$\mathbf{V}^h = [\mathbf{Y}_{barra}^h]^{-1} \mathbf{I}^h \quad (4)$$

$$V_k^{1,min} \leq V_k^1 \leq V_k^{1,max} \quad (5)$$

$$0 \leq THD_k \leq THD_k^{max} \quad (6)$$

$$0 \leq IHD_k \leq IHD_k^{max} \quad (7)$$

$$THD_k = \frac{\sqrt{\sum_{h \neq 1}^{H_{max}} (V_k^h)^2}}{V_k^1} \quad (8)$$

$$IHD_k = \frac{V_k^h}{V_k^1} \quad (9)$$

em que:

λ é o fator de carregamento do sistema;
 k denota as barras do sistema;

N_l representa o número de barras de carga no sistema;
 P_k^{calc} é a potência ativa calculada na barra k ;
 Q_k^{calc} é a potência reativa calculada na barra k ;
 $P_{g,k}^{esp}$ é a potência ativa gerada especificada na barra k ;
 $Q_{g,k}^{esp}$ é a potência reativa gerada especificada na barra k ;
 $P_{l,k}^{esp}$ é a potência ativa demandada especificada na barra k ;
 $Q_{l,k}^{esp}$ é a potência reativa demandada especificada na barra k ;
 \mathbf{V}^h é o vetor de tensões nodais de ordem harmônica h ;
 \mathbf{Y}^h é a matriz admitância nodal;
 \mathbf{I}^h é o vetor de injeções de corrente de ordem harmônica h ;
 V_k^1 é a magnitude de tensão da frequência fundamental;
 THD_k é o índice de distorção harmônica total de tensão calculado pela equação (8);
 IHD_k é a distorção harmônica de tensão individual calculada pela equação (9);
 h é a ordem harmônica;
 H_{max} é a máxima ordem harmônica considerada pelo estudo de caso.

As potências ativas e reativas calculadas P_k^{calc} e Q_k^{calc} são obtidas através das equações de fluxo de potência assim como mostrado em (10) e (11), respectivamente:

$$P_k^{calc} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (10)$$

$$Q_k^{calc} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (11)$$

em que Ω_k é conjunto de barras conectadas diretamente à barra k . G_{km} e B_{km} são a condutância e a susceptância de uma determinada linha km de transmissão e θ_{km} é a defasagem angular entre uma barra k e uma barra m .

3. RESULTADOS

Na Figura 1 é mostrado o sistema teste IEEE 14 barras, sendo seus dados modificados a partir da referência (Abu-Hashim et al., 1999). Os dados de carga e linha são apresentados no Apêndice A.

Para a análise deste trabalho, foram consideradas cargas não lineares, representadas por fontes harmônicas (FH-1 e FH-2), modeladas como fontes de corrente nas barras 6 e 11, respectivamente.

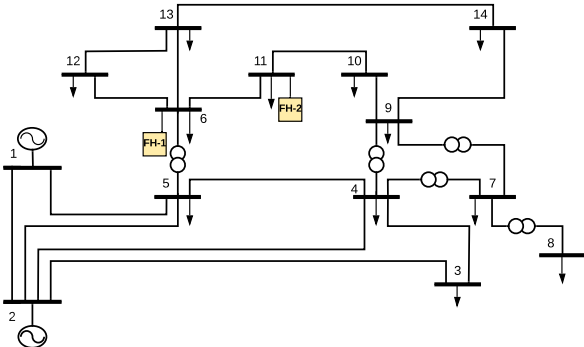


Figura 1. Sistema IEEE 14 Barras

Nas Tabelas 1 e 2, são definidos os valores das fontes harmônicas referentes às barras 6 e 11, respectivamente. São inseridos valores de terceira, quinta e sétima ordens, definidos a partir de valores percentuais em relação à corrente demandada na frequência fundamental, baseados em valores típicos mostrados em (Abu-Hashim et al., 1999).

Tabela 1. Dados da FH-1 na Barra 6

h	I_k^h (%)	θ_k^h (°)
1	100,00	-45,87
3	1,47	107,35
5	2,21	103,29
7	0,20	110,78

Tabela 2. Dados da FH-2 na Barra 11

h	I_k^h (%)	θ_k^h (°)
1	100,00	148,19
3	24,19	88,51
5	8,06	84,45
7	1,61	86,33

Neste artigo, os resultados serão apresentados em subseções. Na subseção 3.1, serão apresentados os valores de magnitudes de tensão e THD para a carga nominal, a fim de mostrar o estado operativo da rede em um caso base. Na subseção 3.2, através do fluxo continuado, será determinado o estado operativo no PMC. Os resultados obtidos pelo método proposto serão mostrados na seção 3.3, considerando as restrições referentes às magnitudes de tensão e THD. Em 3.4 e 3.5, diversos casos de estudos envolvendo contingências serão simulados para mostrar a aplicabilidade do método e apresentarão análises comprovando a importância de se considerar limites relativos à qualidade de energia no contexto da estabilidade de tensão.

3.1 Resultados do caso base para carga nominal

Executando-se o fluxo de potência harmônico de acordo com a referência (Variz et al., 2008) para a carga nominal ($\lambda = 1,00$), tem-se o estado operativo apresentado na Figura 2 através dos valores de magnitude de tensão. Percebe-se que os valores de tensão em todas as barras estão dentro dos limites aceitáveis estipulados pelo ONS, como mostrado no Submódulo 2.8 do Procedimento de Redes, no qual se especifica a faixa operativa para barras de carga entre 0,95 a 1,05 pu para tensão e 3% como o máximo aceitável para distorções harmônicas de tensão.

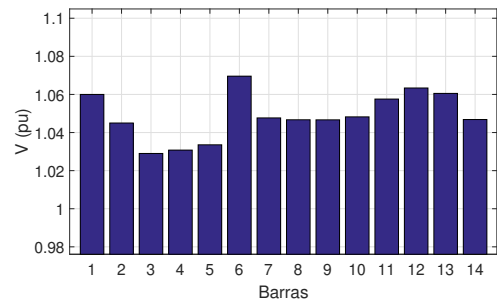


Figura 2. Tensões para carga nominal

A Figura 3 apresenta os resultados de THD de tensão para o caso em questão. As barras que apresentam os maiores valores de THD são aquelas em que as fontes harmônicas estão conectadas e as barras próximas às mesmas. No entanto, ainda estão dentro dos valores permitidos pelo Procedimento de Redes: abaixo de 3%.

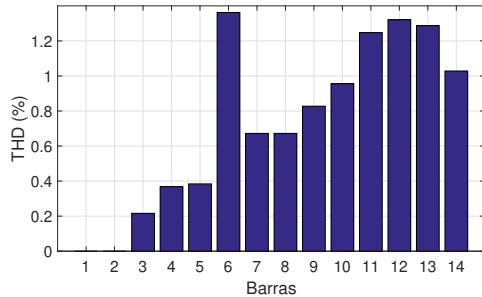


Figura 3. THD de tensão para carga nominal

3.2 Fluxo continuado aplicado ao problema

Executa-se o fluxo (Variz et al., 2008) aumentando o fator de carga até o ponto de máximo carregamento (PMC) $\lambda = 5,00$, determinado pelo método continuado apresentado em (Leite and Costa, 2003). Por meio disso, pode-se observar que as Figuras 4 e 5 ilustram este estado operativo do sistema, destacando as baixas tensões nas barras 9 a 14 e elevados valores de THD de tensão nas barras 6, 9 a 14, respectivamente.

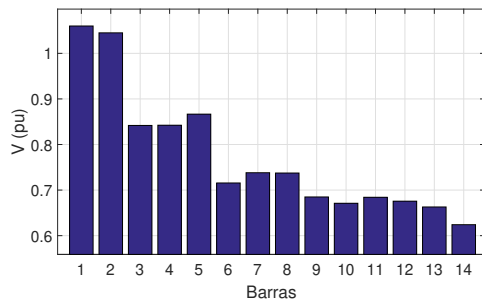


Figura 4. Tensões no PMC

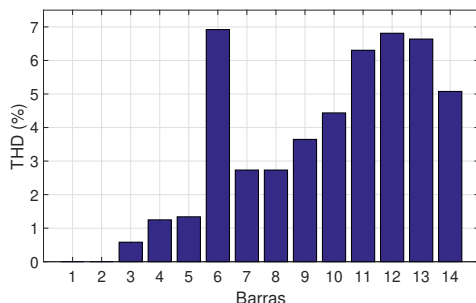


Figura 5. THD de tensão no PMC

Para visualização gráfica, a curva PV+THD é usada como proposto em (Melo et al., 2018), através da qual se analisa o comportamento da tensão e do THD nas barras de carga do sistema em razão do aumento progressivo de carga de forma simultânea. A Figura 6 apresenta a curva PV+THD

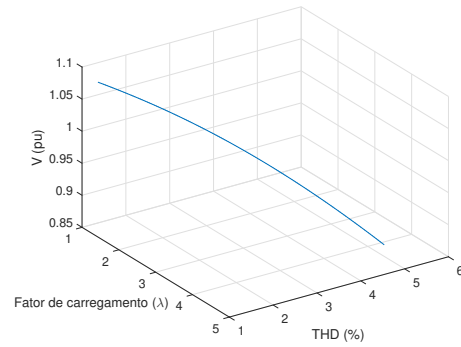


Figura 6. Curva PV+THD para a barra 6

para a barra 6, sendo esta a barra que apresentou o maior valor de THD no caso em estudo.

O procedimento relativo ao levantamento da curva PV+THD foi realizado também para a barra 14, por esta apresentar o menor perfil de tensão no PMC. Através da Figura 7, nota-se a semelhança do comportamento da barra 14 e da barra 6, como apresentado anteriormente, no qual com o aumento do carregamento ocorreu o decaimento da tensão e o aumento do THD.

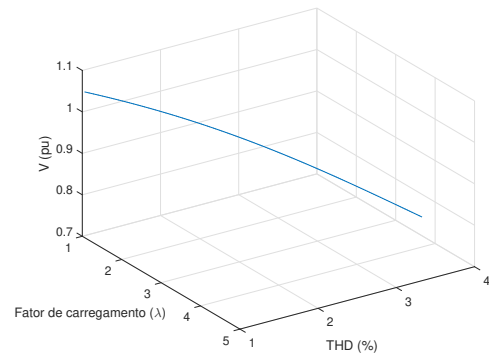


Figura 7. Curva PV+THD para a barra 14

3.3 Análise do máximo carregamento considerando limites operacionais

Considerando-se como limites aceitáveis o valor mínimo e máximo de tensão iguais a 0,95 pu e 1,05 pu, respectivamente, e THD máximo de 3% para as barras de carga do sistema, têm-se os resultados apresentados nesta subseção. Através da metodologia proposta, o fator de carregamento maximizado do sistema que atende a todas as restrições operativas impostas, foi estipulado em $\lambda = 2,36$.

Comparando-se os resultados encontrados com o caso base para o carregamento nominal do sistema ($\lambda = 1,00$), a Figura 8 mostra os valores de tensão no ponto de máximo carregamento em estudo, onde é possível notar um decréscimo nos valores correspondentes, e a Figura 9 mostra os valores de THD, que apresentam valores superiores quando também comparados ao caso base. Com isso, uma conclusão prévia é que ao se considerar limites operativos, há uma redução do máximo carregamento

determinado pelo método proposto e o sistema apresenta perfis de tensão e THD dentro dos limites impostos.

Nota-se que apesar das tensões estarem em níveis adequados, o THD na barra 6 é igual ao valor limitante máximo de 3% neste caso.

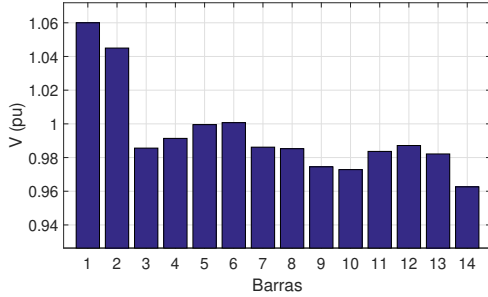


Figura 8. Tensões em todas as barras considerando limites operacionais

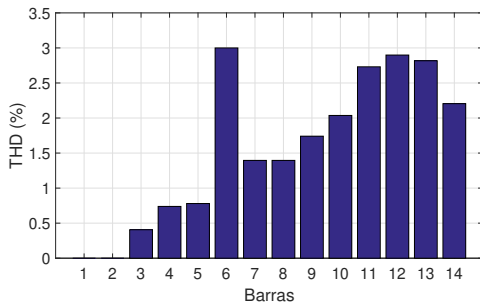


Figura 9. THD de tensão em todas as barras considerando limites operacionais

3.4 Análises considerando valores de limites mínimos e máximos diferentes

Os valores estipulados pelo Procedimento de Redes são de suma importância para manter a qualidade do fornecimento de energia em níveis aceitáveis para o adequado funcionamento do sistema elétrico. Entretanto, para se realizar uma análise do impacto dessas restrições operativas na carregamento suportável pelo sistema, é feita uma variação do limite aceitável inferior de tensão e do limite máximo de THD.

Na Tabela 3, são mostrados os resultados obtidos pela formulação proposta. É possível observar que, para cada caso simulado, são apresentados os valores mínimos adotados de tensão (V_k^{min}), os valores máximos de distorção harmônica total (THD_k^{max}), o respectivo valor de fator de carregamento ótimo (λ) determinado pela solução do problema de otimização proposto, além de informar qual é a restrição ativa em cada caso de simulação (aquela que atinge seu respectivo valor mínimo ou máximo correspondente).

Ainda na Tabela 3, para fim de comparação, é também mostrada a relação entre o fator de carregamento (λ) do caso em estudo e o fator de carregamento máximo (λ_{max}), calculado desconsiderando as restrições técnicas e operativas para a condição operativa do sistema em análise. Para o caso base, ($\lambda_{max} = 5,00$) é referente a 100%.

Tabela 3. Análises de diversos casos

Sem contingência					
Caso	V_k^{min} (p.u.)	THD_k^{max} (%)	λ	R.A.	$\left(\frac{\lambda}{\lambda_{max}}\right)$ (%)
Base	-	-	5,00	-	100,00
1	0,97	5	2,25	V_{14}	45,10
2	0,97	3	2,25	V_{14}	45,10
3	0,95	5	2,53	V_{14}	50,70
4	0,95	3	2,36	THD_6	47,22
5	0,90	5	3,16	V_{14}	63,17
6	0,90	3	2,36	THD_6	47,22
7	0,80	5	4,05	THD_6	80,97
8	0,80	3	2,36	THD_6	47,22
9	0,70	5	4,05	THD_6	80,97
10	0,70	3	2,36	THD_6	47,22

Percebe-se que para os limites adotados para avaliar a estabilidade de tensão, haveria uma pequena diferença entre os casos 3 e 4, em que o THD máximo permitido é 3 e 5%, respectivamente, atestando de maneira prática o impacto dos valores utilizados como máximos para a distorção harmônica de tensão na análise do máximo carregamento. Essa diferença vai se acentuando com a redução do limite inferior de tensão permitido. Portanto, atesta-se que a consideração de restrições relativas à distorções harmônicas e o valor desse limite impactam significativamente a operação do sistema.

3.5 Análises com contingências

Nesta seção, o método proposto será testado supondo contingências de linhas e transformadores.

A Tabela 4, desenvolvida de forma análoga àquela apresentada na subseção 3.4, expõe os valores encontrados pela metodologia supondo a perda de uma linha entre a barra 2 e a barra 3.

Tabela 4. Contingência de linha entre as barras 2 e 3

Com contingência na linha da barra 2 para a 3					
Casos	V_k^{min} (p.u.)	THD_k^{max} (%)	λ	R.A.	$\left(\frac{\lambda}{\lambda_{max}}\right)$ (%)
Base	-	-	3,22	-	64,46
1	0,97	5	1,19	V_3	23,77
2	0,97	3	1,19	V_3	23,77
3	0,95	5	1,41	V_3	28,28
4	0,95	3	1,41	V_3	28,28
5	0,90	5	1,91	V_3	38,19
6	0,90	3	1,91	V_3	38,19
7	0,80	5	2,64	V_3	52,85
8	0,80	3	2,26	THD_6	45,18
9	0,70	5	3,09	V_3	61,72
10	0,70	3	2,26	THD_6	45,18

De acordo com Tabela 4 é possível verificar que os valores máximos do fator de carregamento tendem a ter uma diminuição significativa em relação aos valores do caso base. Do caso 1 ao caso 6, nota-se um aumento do risco de colapso do sistema devido ao incremento de carga. Sendo a barra 3 diretamente interligada com a linha em falta,

esta foi a mais prejudicada, impactando o seu suprimento de energia. Destaca-se que a restrição ativa na maioria dos casos simulados é a tensão na barra 3, comprovando a criticidade desta barra.

Na Tabela 5, os resultados encontrados são apresentados supondo a perda de duas linhas: uma entre as barras 10 e 11 e outra entre as barras 12 e 13. Este caso contempla uma análise de contingência múltipla no sistema, sendo sua ocorrência menos comum. Apesar da perda de duas linhas, o sistema não foi tão prejudicado em relação à magnitude de tensão, em comparação com a contingência anterior. Por outro lado, o THD na barra 11 apresentou uma maior sensibilidade, fazendo com que a maioria dos casos fossem limitados por este. Assim, mesmo sendo permitido uma flexibilização nos valores de tensão, o valor máximo de THD na barra 11 limitou o fator de carregamento λ .

Analisa-se que, de maneira prática, a influência das contingências na propagação de harmônicos pela rede afeta diretamente sua operação. Em comparação ao caso nominal, a restrição ativa referente à distorção harmônica era relativa à barra 6 enquanto, neste estudo de caso, a restrição ativa é na barra 11.

Tabela 5. Contingência de uma linha entre as barras 10 e 11 e outra linha entre as barras 12 e 13

Com contingência na linha 10-11 e 12-13					
Casos	V_k^{min} (p.u.)	THD_k^{max} (%)	λ	R.A.	$\left(\frac{\lambda}{\lambda_{max}}\right)$ (%)
Base	-	-	4,99	-	99,73
1	0,97	5	2,21	V_{10}	44,18
2	0,97	3	1,68	THD_{11}	33,72
3	0,95	5	2,50	V_{14}	50,10
4	0,95	3	1,68	THD_{11}	33,72
5	0,90	5	2,89	THD_{11}	57,87
6	0,90	3	1,68	THD_{11}	33,72
7	0,80	5	2,89	THD_{11}	57,87
8	0,80	3	1,68	THD_{11}	33,72
9	0,70	5	2,89	THD_{11}	57,87
10	0,70	3	1,68	THD_{11}	33,72

Supondo a retirada de um transformador conectado entre as barra 5 e 6, têm-se os resultados na Tabela 6.

Observando-se os valores de λ , é razoável concluir que este está entre os piores cenários dos estudos de casos envolvendo contingências para o sistema em análise. Isto se deve à localização que este transformador se encontra no sistema. Com a perda do mesmo, a parte superior esquerda do sistema consegue ser suprida apenas por linhas que estão conectadas à barra 9, como mostrado na Figura 1. O reflexo disso são os baixos valores de tensão na barra 12 e os elevados índices de THD na barra 6, conforme atestado pelas restrições ativas exibidas na Tabela 6.

Em um último estudo de caso, assumindo a retirada de um transformador entre a barra 4 e 7, têm-se os resultados obtidos conforme mostrado na Tabela 7.

A perda desse transformador interfere diretamente na tensão da barra 8. Analisando os valores de λ para a contingência simulada, conclui-se que o sistema não será impactado de forma tão severa, como na contingência anterior.

Tabela 6. Contingência de transformador entre as barras 5 e 6

Com contingência no transformador da barra 5 para a 6					
Casos	V_k^{min} (p.u.)	THD_k^{max} (%)	λ	R.A.	$\left(\frac{\lambda}{\lambda_{max}}\right)$ (%)
0	-	-	2,78	-	55,59
1	0,97	5	1,03	V_{12}	20,62
2	0,97	3	1,00	THD_6	19,97
3	0,95	5	1,19	V_{12}	23,91
4	0,95	3	1,00	THD_6	19,97
5	0,90	5	1,57	V_{12}	31,36
6	0,90	3	1,00	THD_6	19,97
7	0,80	5	1,66	THD_6	33,26
8	0,80	3	1,00	THD_6	19,97
9	0,70	5	1,66	THD_6	33,26
10	0,70	3	1,00	THD_6	19,97

Isto fica evidente através dos carregamentos que atingiram valores duas ou até três vezes maiores, permitindo uma maior margem para acréscimo de carga.

Tabela 7. Contingência de transformador entre as barras 4 e 7

Com contingência no transformador da barra 4 para a 7					
Casos	V_k^{min} (p.u.)	THD_k^{max} (%)	λ	R.A.	$\left(\frac{\lambda}{\lambda_{max}}\right)$ (%)
0	-	-	3,79	-	75,76
1	0,97	5	1,82	V_8	36,44
2	0,97	3	1,82	V_8	36,44
3	0,95	5	2,04	V_8	40,88
4	0,95	3	2,04	V_8	40,88
5	0,90	5	2,52	V_{14}	50,49
6	0,90	3	2,14	THD_6	42,82
7	0,80	5	3,23	V_{14}	64,54
8	0,80	3	2,14	THD_6	42,82
9	0,70	5	3,57	THD_6	71,41
10	0,70	3	2,14	THD_6	42,82

4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um estudo para análise de estabilidade de tensão considerando distorções harmônicas através da modelagem de um problema de otimização.

Os resultados atestam de maneira prática o impacto da distorção de tensão na determinação do ponto de máximo carregamento respeitando as restrições impostas ao problema.

Percebe-se que, não apenas seguindo os critérios básicos relacionados à magnitude de tensão, o máximo carregamento foi determinado considerando as restrições acerca da distorção harmônica, o que leva a resultados com diferenças significativas.

Diferentes casos são avaliados a partir do caso base e dos diversos casos de contingência simples, múltiplas, de linhas e transformadores.

A maior contribuição deste trabalho é a avaliação do fator de máximo carregamento considerando não apenas

o sistema de potência que opera sob a ótica de frequência fundamental, mas considerando distorções harmônicas de tensão e seus efeitos na operação do sistema.

Este trabalho foi implementado através do uso do *software* MATLAB com auxílio da ferramenta *fmincon* em que o problema de otimização é resolvido via método de pontos interiores.

Trabalhos futuros vislumbram a continuidade deste estudo considerando outras linguagens de programação, outros métodos de resolução de problemas de otimização, sistemas de maior porte, maior número de casos de contingências e simulação de diversos cenários, incluindo distorções de corrente além das distorções de tensão priorizadas neste artigo.

REFERÊNCIAS

- Abu-Hashim, R., Burch, R., Chang, G., Grady, M., Gunther, E., Halpin, M., Harziadonin, C., Liu, Y., Marz, M., Ortmeier, T., et al. (1999). Test systems for harmonics modeling and simulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14(2), 579–587.
- Ajjarapu, V. and Christy, C. (1992). The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1), 416–423.
- Benjamin, A. and Jain, S.K. (2018). A review of literature on effects of harmonics on protective relays. In *2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, 407–412. IEEE.
- Bornapour, M., Khodabakhshian, A., and Esmaili, M.R. (2019). Optimal multi-objective placement of wind turbines considering voltage stability, total loss and cost using fuzzy adaptive modified particle swarm optimization algorithm. *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, 43(2), 343–359.
- de Almeida, T.R., La Gatta, P.d.O., Passos Filho, J.A., and Henriques, R.M. (2013). Fluxo de potência ótimo para estudos de segurança de tensão considerando a regulação primária de frequência de geradores. *Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional*.
- EPE (2019). Plano decenal de expansão de energia 2029. <http://www.epe.gov.br>.
- Gao, B., Morison, G., and Kundur, P. (1992). Voltage stability evaluation using modal analysis. *IEEE transactions on power systems*, 7(4), 1529–1542.
- Jia, Z. and Jeyasurya, B. (2000). Contingency ranking for on-line voltage stability assessment. *IEEE Transactions on power systems*, 15(3), 1093–1097.
- Kundur, P., Balu, N.J., and Lauby, M.G. (1994). *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York.
- Leite, L.C.G. and Costa, V.M.d. (2003). Fluxo de potência continuando via equações de injeção de corrent. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automação*, 14(4), 430–438.
- Melo, I.D., Pereira, J.L., Ribeiro, P.F., Variz, A.M., and Oliveira, B.C. (2019). Harmonic state estimation for distribution systems based on optimization models considering daily load profiles. *Electric Power Systems Research*, 170, 303–316.
- Melo, I.D., Carneiro, A.S., and Pereira, J.L.R. (2018). Impact of power quality on voltage stability assessment in power systems using rtds. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 1–6. IEEE.
- Munkhchuluun, E., Meegahapola, L., and Vahidnia, A. (2020). Long-term voltage stability with large-scale solar-photovoltaic (pv) generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 117, 105663.
- Rodriguez-Garcia, L., Perez-Londono, S., and Mora-Florez, J. (2019). An optimization-based approach for load modelling dependent voltage stability analysis. *Electric Power Systems Research*, 177, 105960.
- Van Cutsem, T., Glavic, M., Rosehart, W., Canizares, C., Kanatas, M., Lima, L., Milano, F., Papangelis, L., Ramos, R., Dos Santos, J., et al. (2020). Test systems for voltage stability studies: Ieee task force on test systems for voltage stability analysis and security assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Variz, A.M., Carneiro Jr, S., Pereira, J.L.R., and Barbosa, P.G. (2008). Cálculo do fluxo de harmônicos em sistemas de potência trifásicos utilizando o método de injeção de correntes com solução iterativa. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, 19(2), 178–198.

5. APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA

Os dados de barra do sistema de 14 barras modificado são apresentados na Tabela 8.

As cargas lineares são representadas por potências ativas e reativas.

Nas demais frequências são derivadas em elementos passivos R-L em paralelo como em (Abu-Hashim et al., 1999).

Tabela 8. Dados de Barra do IEEE 14 Barras

k	tipo	V_k (pu)	θ_k (°)	$P_{g,k}$ (MW)	$Q_{g,k}$ (Mvar)	$P_{l,k}$ (MW)	$Q_{l,k}$ (Mvar)
1	$V\theta$	1,060	0,0				
2	PV	1,045	-4,98	40,0	20,0	7,23	4,23
3	PQ	1,010	-12,72			31,40	6,33
4	PQ	1,019	-10,33			15,93	1,30
5	PQ	1,020	-8,78			2,53	0,53
6	PQ	1,070	-14,22			3,73	2,50
7	PQ	1,062	-13,37				
8	PQ	1,090	-13,36				
9	PQ	1,056	-14,94			9,83	5,53
10	PQ	1,051	-15,10			3,00	1,93
11	PQ	1,057	-14,79			1,17	0,60
12	PQ	1,055	-15,07			2,03	0,53
13	PQ	1,050	-15,16			4,50	1,93
14	PQ	1,036	-16,04			4,97	1,67

A Tabela 9 mostra os valores de dados de linhas incluindo valores de resistência, reatância e susceptância *shunt* das linhas assim como os *taps* de transformadores OLTC.

Tabela 9. Dados de Linha do IEEE 14 Barras

de	para	r (Ω)	x (Ω)	y (Ω^{-1})	<i>tap</i>
1	2	0,01938	0,00016	0,000140	
1	5	0,05403	0,00059	0,000131	
2	3	0,04699	0,00052	0,000116	
2	4	0,05811	0,00047	0,000090	
2	5	0,05695	0,00046	0,000092	
3	4	0,06701	0,00045	0,000339	
4	5	0,01335	0,00011		
4	9		0,55618		0,969
4	7		0,20912		0,978
5	6		0,25201		0,932
6	11	0,09498	0,00053		
6	12	0,12291	0,00068		
6	13	0,06615	0,00035		
7	8		0,55618		1,00
7	9		0,11001		1,00
9	10	0,03181	0,00022		
9	14	0,12711	0,00072		
10	11	0,08205	0,00051		
12	13	0,22092	0,00053		
13	14	0,17093	0,00092		