

Fluxo de Potência Ótimo DC com Restrições de Segurança[★]

Jhonatan S. Ferreira^{*} Ana F.P. da Costa^{**}
 Marcos T.B. de Oliveira^{***} Edimar J. de Oliveira^{****}
 Leonardo W. de Oliveira[†]

^{*} Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), MG, (e-mail: jhonatan.sanches@engenharia.ufjf.br).

^{**} Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: ana.procopio@engenharia.ufjf.br).

^{***} Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: oliveira.marcos@engenharia.ufjf.br).

^{****} Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), MG, (e-mail: edimar.oliveira@ufjf.edu.br)

[†] Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), MG, (e-mail: leonardo.willer@ufjf.edu.br)

Abstract: This paper presents an approach to include safety constraints in the Nonlinear DC Optimal Power Flow (NLDCOPF) problem in order to operate the system in a safe region. The proposed safety region is composed by the limits of the voltage angle obtained from PMU measurements that include operating states as rated safe system. Operating history includes wind power sources and various load scenarios. After mapping the secure regions they are incorporated into the NLDCOPF to indicate restore actions when the system is in contingency. The proposed methodology is tested in the IEEE 14 bus system. The results show that safety constraints are effective to provide decision making to keep the electrical system in a safe region.

Resumo: Este artigo apresenta uma abordagem para incluir restrições de segurança no Fluxo de Potência Ótimo DC Não-Linear (FPODCNL) a fim de indicar ações de restauração para o operador. A região de segurança é formada pelos limites dos ângulos das tensões nas barras obtidos com medições através de PMU que incluem estados operacionais do sistema avaliado como seguro. O histórico operativo inclui fontes de geração eólica e diversos cenários de carga. Após o mapeamento das regiões seguras elas são incorporadas no FPODCNL para indicar ações de restauração quando o sistema estiver em contingência. A metodologia proposta é testada no sistema IEEE 14 barras. Os resultados mostram que as restrições de segurança são eficazes em fornecer tomadas de decisão para manter o sistema elétrico em uma região segura.

Keywords: Optimal DC Power Flow; Security Constraints; Security Operation Region; Wind Power Generation; Contingency Analysis.

Palavras-chaves: Fluxo de Potência Ótimo DC; Restrições de Segurança; Região de Operação Segura; Geração Eólica; Análise de Contingência.

1. INTRODUÇÃO

A dificuldade de operar o Sistema Elétrico de Potência (SEP) está associada à variação em tempo real da demanda e ao fato de não existir um meio economicamente viável para o armazenamento de grandes quantidades de energia elétrica. Dessa forma, toda a potência consumida tem que ser gerada ao mesmo tempo, a fim de evitar distúrbios causados pelo desequilíbrio energético. Além disso, a ocorrência de falhas em algum componente do SEP pode levá-lo ao colapso devido à violação de alguma restrição operativa.

O conceito de segurança em SEP está relacionado com a habilidade do sistema suportar uma série de adversidades sem sofrer grandes consequências. Com o constante aumento da demanda de energia elétrica, acompanhado da falta de investimento na mesma proporção, faz com que os sistemas elétricos operem cada vez mais próximos de suas capacidades, tornando ainda mais importante pesquisas voltadas ao monitoramento da segurança, de forma a manter a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia (Kabouris et al., 2000).

A análise de segurança pode ser definida como a avaliação da condição operacional do sistema sob um conjunto de perturbações, ou seja, é com o resultado dessa análise que o sistema é classificado como seguro ou não (Stott et al., 1987; Balu et al., 1992). A literatura especializada

^{*} Os autores agradecem o apoio da CAPES, CNPq, INERGE e FAPEMIG.

apresenta algumas metodologias para avaliar se um estado operacional está em uma região segura.

Em (Sarmiento et al., 2009; Almeida et al., 2013) o SEP é dividido em conjuntos de geradores que são combinados dois a dois e seus respectivos despachos de energia ativa são alterados em todas as direções possíveis até que algum critério de segurança seja violado, de modo que são construídos três gráficos denominados nomogramas que delimitam uma região operacional segura do sistema. A desvantagem deste método está relacionada a uma região de segurança correspondente para cada nível de carga do sistema e à representação simplificada do sistema usando apenas três geradores.

Em (Li and McCalley, 2009), um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) baseado em risco é proposto para minimizar o custo de operação, considerando a confiabilidade do sistema, para tanto, a decomposição de Benders é aplicada juntamente com o conhecido critério de segurança “N-1” para construir os estados de operação. O critério de segurança “N-1” não é capaz de medir o nível de segurança do sistema. Como alternativa, é apresentado um despacho econômico com restrição de segurança baseado em risco em (Wang et al., 2013). Para a gestão de riscos, é necessário estabelecer padrões ou medidas quantitativas de risco, determinar o nível de risco aceitável para a operação ou o planejamento do sistema, encontrar mecanismos eficazes para reduzir o risco. Os autores propõem um índice de risco para identificar condições operacionais do sistema.

A referência (Capitanescu et al., 2011) aborda os principais desafios para os cálculos de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança (FPORS). A desvantagem do FPORS convencional diz respeito à escolha de ações corretivas a serem usadas em cada contingência, o método não determina a sequência e o número mínimo de ações de controle necessárias para resgatar o sistema de um estado de emergência. Além disso, não leva em consideração as crescentes incertezas do planejamento operacional, que são tendências do tema.

O artigo (Teeparthi and Vinod Kumar, 2018) fornece as ações corretivas de controle necessárias para minimizar as sobrecargas das linhas de transmissão, reprogramando as gerações de energia ativa na presença de energia eólica no caso base, bem como casos de contingência usando o método de otimização da física artificial difusa e adaptativa. A natureza estocástica da velocidade do vento é modelada como uma função de densidade de probabilidade Weibull. O custo de produção é modelado com a superestimação e subestimação da energia eólica disponível e incluído no FPORS convencional.

A referência (Saeh and Mustafa, 2013) apresenta uma pesquisa abrangente na avaliação de segurança estática de sistemas elétricos de potência usando Redes Neurais Artificiais, citando suas vantagens e desvantagens. Uma desvantagem é a necessidade de treinar a rede usando vários pontos operacionais do sistema e conhecer com antecedência se o sistema é seguro ou não para cada um deles.

(Swarup, 2008) apresenta o reconhecimento de padrões com base em uma aplicação de técnica de rede neural artificial para avaliação da segurança do SEP. Os dados

de treinamento foram obtidos variando aleatoriamente a carga base e resolvendo um FPO para obter os pontos operacionais que são avaliados usando um índice de desempenho para cada contingência de um conjunto pré-selecionado. Uma desvantagem do método consiste em apenas classificar o estado de segurança, não fornecendo dados para tomada de decisão para situações inseguras.

O artigo (Yorino et al., 2018) propõe um método para avaliar o tamanho da região de operação viável no sistema de energia sob incertezas causadas por energias renováveis. O método pode avaliar o pior planejamento econômico da operação enquanto mede o tamanho da região de viabilidade. A formulação permite várias configurações de incerteza para verificar se o critério de segurança do sistema de potência determinístico convencional é suficiente no planejamento e operação do sistema. Uma desvantagem da metodologia foi o desprezo de perdas de potência ativa.

A referência (Thams et al., 2019) propõe um algoritmo de elaboração de banco de dados para avaliação de segurança e conclui que simulações adicionais são fundamentais para qualquer método de avaliação de segurança, porque as informações dos dados históricos apresentam poucas situações anormais.

Seguindo esta linha de pesquisa, o presente artigo propõe uma nova metodologia para criar uma região de segurança considerando as incertezas na demanda e pela crescente inserção de energia eólica nos SEP. Após a definição da região de segurança, ela é incorporada como restrição no Fluxo de Potência Ótimo DC Não-Linear permitindo definir tomadas de decisões para retornar o sistema para a região segura após uma contingência.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

A Figura 1 mostra o fluxograma da abordagem proposta que é dividida em quatro etapas.



Figura 1. Fluxograma do Método Proposto.

2.1 Etapa 1: Construção do Histórico Operacional

O histórico operacional do SEP é obtido definindo-se os cenários de carga e de geração das usinas eólicas.

A técnica mais comum para modelar as cargas de potência ativa é através da distribuição Gaussiana (Singh et al.,

2009). Neste sentido, para cada cenário ‘ i ’, é criado um fator de alteração de carga global (fg^i), cujo valor é definido aleatoriamente por uma distribuição normal contendo uma média zero (μ) e um desvio padrão (σ) fornecido por um terço da porcentagem de incerteza de carga, já que $\mu \pm 3\sigma$ envolvem 99,73% dos pontos de uma distribuição normal (Koziol et al., 2016). Além disso, a carga de potência ativa para cada barramento ‘ k ’ deve variar em torno de fg^i através de um fator de alteração de carga local (fl_k^i) definido por uma distribuição normal com média fg^i e o desvio padrão de 1,5%.

Assim, fg^i é responsável pela modificação do nível de carga do sistema enquanto isso fl_k^i garante diferentes alterações em cada barramento de carga. Esse recurso é uma maneira mais realista de representar o comportamento das cargas no sistema de energia elétrica. A equação (1) representa a carga para cada cenário ‘ i ’, levando assim em consideração a diversidade da demanda.

$$PL_k^i = (1 + fl_k^i) \cdot PL_k \quad (1)$$

Onde PL_k é carga definida nos dados do sistema.

A modelagem da velocidade do vento adotada consiste na utilização da função de distribuição de probabilidade de Weibull, que tem como parâmetros o fator de forma e o fator de escala. Para uma dada velocidade do vento, um fator de forma pequeno indica uma distribuição relativamente larga das velocidades do vento em torno da velocidade média, enquanto que um fator de forma elevado indica o contrário. Já o fator de escala está relacionado com a velocidade média do vento. Tanto o fator de forma, quanto o fator de escala são calculados a partir de séries históricas de velocidades do vento. Assim sendo, a partir desses parâmetros previamente conhecidos de um parque eólico é criado a função de distribuição de probabilidade Weibull associada a ele. A velocidade do vento é sorteada com base nessa curva. Após definida a velocidade do vento, é realizada a interpolação com os dados de potência da turbina instalada no barramento ‘ k ’, a fim de obter a potência ativa gerada no parque eólico no cenário ‘ i ’ (PW_k^i), encontrando assim a potência a ser gerada de acordo com o vento naquele instante (OLIVEIRA et al., 2018).

Após a definição das potências ativas injetadas em cada barramento vários estados operacionais do sistema são gerados para compor histórico para descrever a região segura que será discutida posteriormente. Os estados operacionais são obtidos usando o FPODCNL descrito pela função objetivo em (2), sujeito a (3) - (9).

$$\min \sum_{k,m \in L} (P_{km} + P_{mk}) \quad (2)$$

s.a:

$$PG_k + (PW_k^i - PL_k^i) - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = 0, \forall k \in B \quad (3)$$

$$P_{km} = -b_{km} \cdot \theta_{km} + \frac{1}{2} \cdot g_{km} \cdot \theta_{km}^2 \quad (4)$$

$$0 \leq PG_k \leq PG_k^{\max}, \forall k \in B \quad (5)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (6)$$

$$-P_{km}^{\max} \leq P_{km} \leq P_{km}^{\max} \quad (7)$$

$$\rho_k = \frac{PG_k^{\max}}{PG_{ref}^{\max}}, \forall k \in G \quad (8)$$

$$0.8 \cdot \rho_k \leq \frac{PG_k}{PG_{ref}} \leq 1.2 \cdot \rho_k, \forall k \in G \quad (9)$$

A função objetivo (2) representa as perdas na transmissão. A restrição (3) representa o balanço de potência ativa no barramento ‘ k ’ relacionado à primeira lei de Kirchhoff. O fluxo de potência ativa na linha ‘ $k - m$ ’ é calculado em (4). Esta equação é obtida a partir do fluxo de potência ativa não-linear substituindo a função seno e cosseno pela sua, respectiva, série de Taylor truncada na segunda ordem. A referência angular é representada por (6). Os limites operacionais são considerados em (5) e (7), onde representam, respectivamente, a capacidade de potência ativa nas usinas e a capacidade de transmissão de potência ativa nas linhas.

As restrições (8) - (9) são adicionadas ao problema para garantir a produção de energia dos geradores na mesma proporção de sua capacidade máxima de geração em relação à capacidade do gerador de referência. Além disso, uma folga de $\pm 20\%$ é permitida, com a finalidade de ter alguma liberdade na definição dos despachos das usinas, dessa forma as usinas do problema são despachadas de acordo com sua capacidade, assim como em situações reais.

Após modelado o problema de otimização, o estados operacionais do sistema são obtidos para os diversos cenários do histórico.

2.2 Etapa 2: Definição da Região de Segurança

A partir dos resultados do FPODCNL para vários cenários operativos, considerados seguros, tem-se o histórico dos ângulos das barras do sistema. Partindo desse princípio é possível determinar uma região de segurança baseada nos valores dos ângulos considerados seguros. Dessa forma, a região de segurança definida nesse artigo é delimitada pelo maior e menor ângulo em cada barramento obtido na resolução do FPO modelado entre (2) - (9) operando em condições normais com variações de carga e geração eólica.

Com a região de segurança definida ela é inserida como restrição no FPODCNL através de (10).

$$\theta_k^{\min} \leq \theta_k \leq \theta_k^{\max} \quad (10)$$

Observe que a referência angular do sistema não interfere, pois independente da referência angular a diferença angular entre os barramentos permanece a mesma, porém no barramento escolhido como referência não é possível definir uma região segura, pois seu ângulo permanece constante em todos os cenários.

2.3 Etapa 3: Estado Operacional Pré-Contingência

Para um dado cenário de carga e geração eólica dentro do padrão estabelecidos pela distribuição Normal e Weibull,

respectivamente, o sistema continua operando de modo seguro. Dessa forma seu estado operacional é obtido pela resolução do FPODCNL usado na obtenção do histórico operativo, descrito pela função objetivo em (2), sujeito a (3) - (9).

Na prática, é possível verificar se os ângulos operativos estão dentro da região de segurança devido ao crescente uso de Unidades de Medições Fasoriais (PMU) alocadas em pontos estratégicos do sistema. Em outras palavras, o operador do sistema identifica as barras com ângulos fora dos limites de segurança e realiza as ações para retornar o sistema para região segura. Esta questão será apresentada em item subsequente.

2.4 Etapa 4: Estado Operacional Pós-Contingência

Supondo que uma contingência aleatória aconteça, através da atuação dos reguladores de velocidade e do Controle Automático de Geração (CAG) o sistema vai deixar de operar em uma zona segura e se estabilizar em uma zona insegura. Dessa forma, o operador do sistema, com a finalidade de obter uma decisão para que o sistema volte para a região segura, deve inserir as restrições de segurança no FPO modelado na obtenção do ponto operativo pré-contingência, porém por se tratar de uma situação de emergência as restrições (8) e (9) são desconsideradas.

Para evitar grandes desvios de redespacho de potência ativa, a função objetivo é alterada para o mínimo desvio de geração ativa do ponto de operação anterior, sendo representada por (11).

$$FOB_2 = \sum_{k \in B} (PG_k - PG_k^{actual})^2 \quad (11)$$

A restrição de segurança representada pela equação (10) é adicionada em todos os barramentos, excetuando as barras cuja a linha de transmissão conectada a ela sofreu contingência.

O monitoramento dos ângulos em pontos estratégicos incorpora uma região elétrica abrangente do sistema enquanto o monitoramento de uma linha abrange somente a própria linha. Portanto, a região de segurança proposta neste artigo encontra viabilidade de aplicação prática conforme será discutido na seção de resultados.

3. RESULTADOS

A metodologia proposta é testada no sistema IEEE-14 barras modificado, cujos dados podem ser encontrado em (Bhowmik and Champa, 2011) e as modificações no apêndice A. O sistema teste possui uma carga no caso base de 259 MW, 4 usinas hidráulicas com uma capacidade total de 380 MW e um parque eólico composto por 80 aerogeradores de 1 MW de capacidade. No parque eólico da barra 3 foi considerado um fator de forma de 2,4 e um fator de escala de 8,9. Esses valores são os valores mínimos considerados no estado da Bahia em um estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE Nota Técnica, 2013). As simulações foram realizadas usando programação não linear baseado no método de pontos interiores primal-dual do MATLAB®.

3.1 Construção da Região de Segurança

Primeiramente, o histórico de operação deve ser obtido de forma “off-line”. Para sintetizar o histórico operacional não cronológico do sistema, 1000 cenários de carga e geração eólica são gerados, usando distribuição normal com uma incerteza do fator global de 20% e distribuição Weibull, respectivamente.

A Tabela 1 mostra os valores máximos e mínimos dos ângulos encontrados na resolução do problema de otimização definido em (2) - (9). Essa faixa de valores são definidos como região de segurança do sistema. Destaca-se que a barra escolhida como referência, no caso a barra 1, não possui região de segurança.

Tabela 1. Região de Segurança

Barra	θ_k^{\min} (°)	θ_k^{\max} (°)	Barra	θ_k^{\min} (°)	θ_k^{\max} (°)
1	-0.0000	0.0000	8	3.4433	10.7047
2	-2.5535	-1.0415	9	-3.7350	-2.0288
3	-9.8280	-1.5261	10	-4.0220	-2.2302
4	-4.4963	-2.2952	11	-3.3305	-1.7244
5	-3.4280	-1.9009	12	-3.5915	-1.8893
6	-2.0581	-0.7052	13	-4.0053	-2.1894
7	-1.0383	0.8004	14	-5.7293	-3.4167

A Figura 2 mostra a região de segurança do barramento 4, os outros barramentos apresentaram comportamento semelhante. Como pode ser visto, a região proposta envolve todos os pontos operativos.

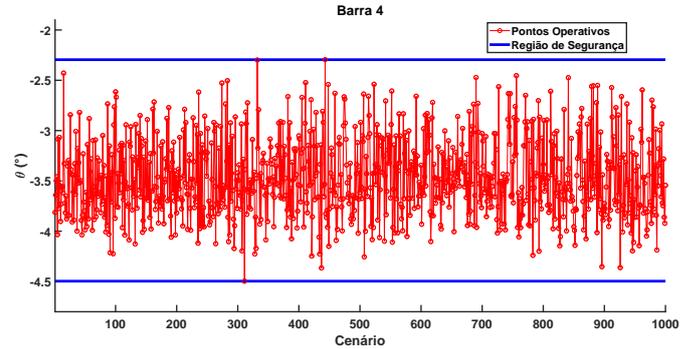


Figura 2. Região de Segurança na Barra 4

3.2 Estado Operacional Pré-Contingência

Considerando um ponto de operação do sistema com uma carga 10% maior que a carga definida nos dados em todos barramentos e com uma geração eólica de 40 MW. O estado operacional do sistema é obtido resolvendo o FPODCNL, cuja função objetivo é (2) sujeito as restrições entre (3) - (9). Os resultados dos ângulos e dos despachos dos geradores para essa situação podem ser visualizados na segunda coluna das Tabelas 2 e 3, respectivamente. Observe que todos os ângulos permanecem dentro de sua faixa considerada segura mesmo sem a inserção da restrição de segurança, uma vez que o sistema se encontra em uma situação normal de operação.

3.3 Estado Operacional Pós-Contingência

Nessa subseção é considerado que o sistema continua operando sob as mesmas condições de carga e geração

eólica da subseção 3.2, porém ocorre uma contingência na linha de transmissão entre as barras 1 e 5.

Inicialmente, o próximo ponto de equilíbrio do sistema é dado pela resolução do FPODCNL, definido pela função objetivo (2) sujeito as restrições (3) a (9). Os resultados dos ângulos e dos despachos dos geradores para essa situação podem ser visualizados na terceira coluna das Tabelas 2 e 3, respectivamente. Observe que a maioria dos ângulos saíram de sua faixa segura, uma vez que o sistema se encontra sob contingência. Os ângulos que estão fora da região segura foram destacados em vermelho.

Ao observar essa situação, através do sistema de estimação de estados, o operador do sistema deve intervir adicionando as restrições de segurança ao problema do Fluxo de Potência Ótimo DC não-linear a fim de determinar o mínimo redespacho para retornar o sistema para região segura. Isto é realizado através do FPO dado pela função objetivo (11) sujeito as restrições entre (3) - (7) e (10).

Os resultados dos ângulos e dos despachos dos geradores para essa situação podem ser visualizados na quarta coluna das Tabelas 2 e 3, respectivamente. Observe que todos os ângulos voltaram para região segura, exceto o ângulo da barra 5 que não está incluído no FPO tendo em vista que a contingência ocorreu na linha 1-5.

A Figura 3 apresenta os pontos operativos no barramento 4 para os 3 cenários analisados, observa-se a trajetória do ponto operativo durante o distúrbio até o ponto de equilíbrio pós-contingência na região segura.

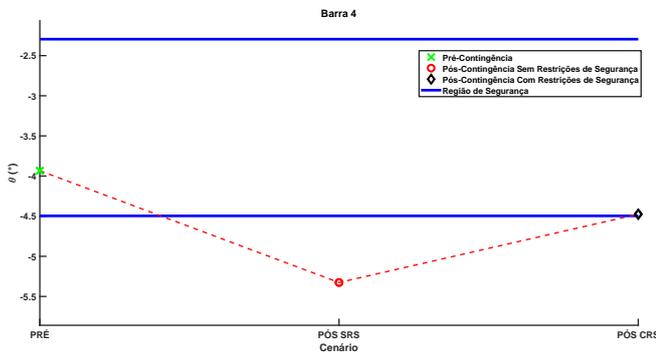


Figura 3. Variação do ângulo na barra 4 durante o distúrbio

Nos outros barramentos o comportamento é semelhante ao da barra 4, excetuando a barra 5, pois nela não foi considerada a restrição de segurança. Na Figura 4 é possível observar a trajetória do ponto operativo na barra 5 durante o distúrbio, percebe-se que mesmo com a restrição de segurança inativa para este barramento, o fato dos outros barramentos terem a restrição de segurança fez com que o ponto operativo final se aproximasse da região segura.

O redespacho que o operador do sistema deve adotar para manter o sistema na região segura é mostrado na quarta coluna da Tabela 3. Destaca-se o mínimo redespacho que deve ser realizado nas três unidades geradoras.

Na Tabela 4 é possível verificar a eficácia da metodologia proposta em aproximar o fluxo nas linhas entre uma situação de emergência e uma situação normal. Este aspecto

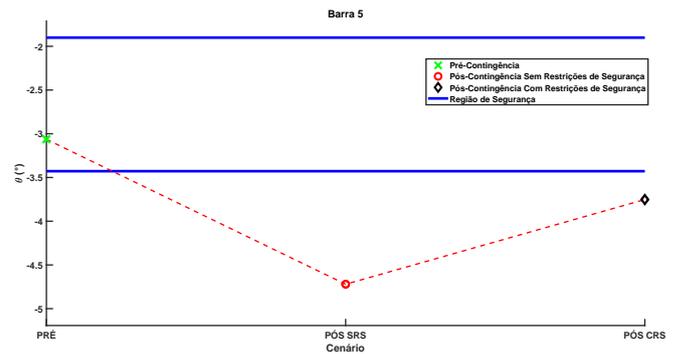


Figura 4. Variação do ângulo na barra 5 durante o distúrbio.

Tabela 2. Ângulos Pré e Pós Contingência

Barra	PRÉ (o)	PÓS SRS (o)	PÓS CRS (o)
1	0	0	0
2	-2,0737	-3,0076	-2,0989
3	-7,0471	-8,2171	-7,338
4	-3,9337	-5,3264	-4,4751
5	-3,0633	-4,7205	-3,7522
6	-1,5963	-2,3893	-0,7052
7	-0,1287	-1,188	-0,8828
8	8,236	7,4383	6,7101
9	-3,351	-4,3983	-3,735
10	-3,6259	-4,6305	-3,7963
11	-2,9239	-3,8274	-2,5883
12	-3,1657	-3,9752	-2,3577
13	-3,578	-4,4103	-2,8847
14	-5,3008	-6,255	-5,219

Tabela 3. Despachos de Potência Ativa Pré e Pós Contingência

Barra	PRÉ (MW)	PÓS SRS (MW)	PÓS CRS (MW)
1	78,3589	80,809	56,2474
2	37,6667	25,9161	49,9983
6	62,629	69,9307	80,2048
8	82,8794	85,471	75,2316

mostra que com o monitoramento do ângulo dos barramentos é possível controlar o fluxo de potência nas linhas de transmissão. A quantidade de barramentos em um SEP é muito menor que o número de linhas de transmissão, assim sendo o monitoramento do ângulo torna-se mais vantajoso do que o monitoramento do fluxo de potência nas linhas de transmissão.

Tabela 4. Fluxo em Algumas Linhas

Linha	PRÉ (MW)	PÓS SRS (MW)	PÓS CRS (MW)
1 - 2	55,5701	80,809	56,2474
4 - 5	-32,7025	-22,7794	-27,1696
4 - 7	-31,757	-34,5392	-29,9814

4. CONCLUSÃO

Este artigo propôs a modelagem de uma região de segurança como restrição em um problema de Fluxo de Potência Ótimo DC não-linear.

Para averiguar os benefícios desta proposta foi utilizado um sistema teste de 14 barras. Ao comparar o Fluxo

de Potência Ótimo com e sem restrição de segurança verificou-se que sem as restrições de segurança não existe uma informação ou controle para que o sistema permaneça na região segura.

Por outro lado, com a inclusão da região de segurança no FPODCNL, o operador tem disponibilizado as ações de despacho necessárias para manter o sistema em condições operativas seguras.

Em trabalhos futuros pretende-se definir uma métrica para classificação da segurança de um sistema elétrico de potência e assim avaliar o grau de segurança do sistema. Além disso a metodologia proposta deve ser investigada para problemas envolvendo o fluxo de potência AC.

REFERÊNCIAS

- Almeida, F.C.B., Passos Filho, J.A., Pereira, J.L.R., Henriques, R.M., and Marcato, A.L.M. (2013). Assessment of load modeling in power system security analysis based on static security regions. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 24(1), 148–161.
- Balu, N., Bertram, T., Bose, A., Brandwajn, V., Cauley, G., Curtice, D., Fouad, A., Fink, L., Lauby, M.G., Wollenberg, B.F., et al. (1992). On-line power system security analysis. *Proceedings of the IEEE*, 80(2), 262–282.
- Bhowmik, A.R. and Champa, N. (2011). Implementation of unified power flow controller (upfc) for power quality improvement in ieee 14-bus system.
- Capitanescu, F., Ramos, J.M., Panciatici, P., Kirschen, D., Marcolini, A.M., Platbrood, L., and Wehenkel, L. (2011). State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, 81(8), 1731–1741.
- EPE Nota Técnica, D. (2013). 15/13-acompanhamento de medições anemométrica—ama: Caracterização do recurso eólico e resultados preliminares de sua aplicação no sistema elétrico. 46p. *EPE: Rio de Janeiro*.
- Kabouris, J., Vournas, C., Efstathiou, S., Manos, G., and Contaxis, G. (2000). Voltage security considerations in an open power market. In *DRPT2000. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Proceedings (Cat. No. 00EX382)*, 278–283. IEEE.
- Koziol, L.F., Beljan, P., Bree, K., Mather, J., and Barker, L. (2016). *The Normal Distribution of the Bell-Shaped Curve*, 49–61. Springer International Publishing, Cham.
- Li, Y. and McCalley, J.D. (2009). Risk-based optimal power flow and system operation state. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–6. IEEE.
- OLIVEIRA, E.J., DA COSTA, A., DE OLIVEIRA, L.W., and MANSO, L.A. (2018). Inclusão da geração eólica no problema de fluxo de potência probabilístico.
- Saeh, I. and Mustafa, M. (2013). Artificial neural network for power system static security assessment: A survey. *Jurnal Teknologi*, 66(1).
- Sarmiento, H., Pampin, G., Barajas, R., Castellanos, R., Villa, G., and Mirabal, M. (2009). Nomograms for assistance in voltage security visualization. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, 1–6. IEEE.
- Singh, R., Pal, B.C., and Jabr, R.A. (2009). Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 29–37.
- Stott, B., Alsac, O., and Monticelli, A.J. (1987). Security analysis and optimization. *Proceedings of the IEEE*, 75(12), 1623–1644.
- Swarup, K.S. (2008). Artificial neural network using pattern recognition for security assessment and analysis. *Neurocomputing*, 71(4-6), 983–998.
- Teeparthi, K. and Vinod Kumar, D.M. (2018). Security-constrained optimal power flow with wind and thermal power generators using fuzzy adaptive artificial physics optimization algorithm. *Neural Computing and Applications*, 29(3), 855–871.
- Thams, F., Venzke, A., Eriksson, R., and Chatzivasileiadis, S. (2019). Efficient database generation for data-driven security assessment of power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Wang, Q., Yang, A., Wen, F., and Li, J. (2013). Risk-based security-constrained economic dispatch in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 1(2), 142–149.
- Yorino, N., Abdillahi, M., Sasaki, Y., and Zoka, Y. (2018). Robust power system security assessment under uncertainties using bi-level optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1), 352–362.

Apêndice A. DADOS DO SISTEMA TESTE

Tabela A.1. Dados de Usinas

Barra	Tipo	Capacidade (MW)
1	Hidráulica	130
2	Hidráulica	50
3	Eólica	80
6	Hidráulica	90
8	Hidráulica	110

Tabela A.2. Dados de Linha

Linha	Capacidade (MW)	Linha	Capacidade (MW)
1 - 2	130	6 - 11	50
1 - 5	50	6 - 12	50
2 - 3	100	6 - 13	50
2 - 4	50	7 - 8	100
2 - 5	30	7 - 9	100
3 - 4	100	9 - 10	50
4 - 5	100	9 - 14	50
4 - 7	50	10 - 11	50
4 - 9	25	12 - 13	10
5 - 6	50	13 - 14	30

Tabela A.3. Potência do Aerogerador de 1MW.

v (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8
kW	0	0	50	75	100	150	220	330
v (m/s)	9	10	11	12	13	14	15	16
kW	440	500	660	800	880	1000	1000	1000