

Índices de Confiabilidade para Avaliação de Reforço em Linhas de Transmissão Considerando Inserção de Geração Eólica

Marcos T.B. de Oliveira* Jhonatan S. Ferreira**
 Ana F.P. da Costa*** Arthur N. de Paula****
 Edimar J. de Oliveira†

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

** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, 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: arthur.paula@engenharia.ufjf.br).

† Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: edimar.oliveira@ufjf.edu.br).

Abstract: This paper aims to propose two reliability indexes capable of identifying the transmission lines to be reinforced in the system considering a massive insertion of wind generation in the power system. For this purpose, the Linearized Power Flow (LPF) is used to obtain generator dispatch and active power flow on lines. The active power demand is represented by a Normal Distribution with an associated uncertainty of 40 % and the wind speed is modeled through the Weibull Distribution. Monte Carlo Simulation (SMC) is applied to the IEEE 14 Bar system to verify the effectiveness of the proposed indexes.

Resumo: Este artigo tem como objetivo propor dois índices de confiabilidade capazes de identificar as linhas de transmissão a serem reforçadas no sistema, considerando uma inserção massiva da geração eólica no sistema elétrico. Para esse propósito, o Fluxo de Potência Linearizado (FPL) é usado para obter o despacho dos geradores e o fluxo de potência ativo nas linhas. A demanda de potência ativa é representada por uma distribuição normal com uma incerteza associada de 40 % e a velocidade do vento é modelada através da distribuição Weibull. A Simulação de Monte Carlo (SMC) é aplicada ao sistema IEEE 14 barras para verificar a eficácia dos índices propostos.

Keywords: Reliability Indexes; Wind Generation; Transmission Line Reinforcement; Monte Carlo Simulation (SMC); DC Power Flow.

Palavras-chaves: Índices de Confiabilidade; Geração Eólica; Reforço na Transmissão; Simulação de Monte Carlo (SMC); Fluxo de Carga CC.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, as usinas hidrelétricas dominam a produção de energia para atender a demanda, representando cerca de 67,7% da capacidade de geração disponível. Tal dominância ocorre devido as grandes aflúências presentes no país, além de possuir vantagens econômicas em relação a outras fontes de energia não-renováveis como as usinas térmicas. Uma das fontes de energia que mais cresce no Brasil é a eólica, representando cerca de 8,3% da energia gerada no Sistema Interligado Nacional (SIN), com expectativa de alcançar 12,7% em 2027 (EPE, 2019). Dessa forma, estudos desenvolvendo metodologias para inserir e avaliar

o impacto da geração eólica no sistema de transmissão tem sido realizados.

A confiabilidade dos sistemas de potência é normalmente representada por índices de confiabilidade (Wen et al., 2009). No planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência, são comumente utilizados os seguintes índices:

- Expectativa de perda de carga (Peker et al., 2018), ou LOLE, do inglês *Loss of Load Expectation*, h/ano;
- Expectativa de energia não suprida (Gomes and Saraiva, 2018; Dehghan et al., 2016), ou EENS, do inglês *Expected Energy not Supplied*, MWh/ano;
- Custo da perda de carga (da Silva et al., 2010), ou LOLC, do inglês *Loss of Load Cost*, \$;

Os índices LOLE, EENS e LOLC quantificam a continuidade do fornecimento de energia expressa em diferentes

* Os autores agradecem a CAPES, CNPq, FAPEMIG e INERGE pelo suporte.

unidades. Estes são computados pela falta de energia elétrica em determinadas barras do sistema e ajudam a guiar o planejamento da expansão do sistema elétrico de modo a minimizar os custos de investimento enquanto maximiza a qualidade do fornecimento (da Silva et al., 2010) ou garante uma qualidade mínima do fornecimento de energia (Peker et al., 2018).

Com relação à análise de impacto da inserção das eólicas, pode-se citar quatro índices utilizados na literatura (Peng Wang and Billinton, 2001; Billinton and Hua Chen, 1998):

- Relação de custo benefício da capacidade de carregamento, ou LCCBR, do inglês *Load Carrying Capacity Benefit Ratio*, MW;
- Taxa de capacidade equivalente, ou ECR, do inglês *Equivalent Capacity Rate*;
- Benefício da Geração Eólica na Energia Interrompida, ou WGIEB, do inglês *Wind Generation Interruption Cost Benefit*, MWh/ano/MW;
- Benefício da Geração Eólica na Energia Interrompida, ou WGIEB, do inglês *Wind Generation Interruption Cost Benefit*, %;

Como visto, os índices de confiabilidade comumente utilizados pela literatura estão relacionados ou às barras ou ao sistema como um todo. Portanto, este trabalho introduz dois índices que avaliam o carregamento das linhas, como segue:

- Probabilidade de Sobrecarga em Linha de Transmissão. (PSLT);
- Valor Esperado da Sobrecarga em Linha de Transmissão. (ESLT).

Diferentemente dos índices de confiabilidade convencionais, através dos índices propostos é possível identificar quais linhas ou corredores de transmissão necessitam de reforços. Portanto, baseado nos argumentos apresentados anteriormente, as principais contribuições deste trabalho são:

- Apresentação de dois novos índices de confiabilidade para serem aplicados em sistemas de transmissão;
- Identificação de linhas de transmissão a serem reforçadas e verificação do impacto da geração eólica no sistema de transmissão através dos índices propostos.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta considera incertezas de curto-prazo de geração eólica e demanda no problema de Fluxo de Potência Linearizado (FPL), permitindo assim verificar o comportamento do sistema diante de uma alta inserção de geração eólica. O Apêndice A apresenta a formulação do FPL adotado neste trabalho.

Através da Simulação de Monte Carlo (SMC) são calculados os índices propostos PSLT e ESLT, através dos quais é possível obter o conjunto de linhas de transmissão candidatas a reforço.

A Figura 1 mostra o fluxograma exemplificando os passos aplicados para realizar o cálculo dos índices propostos. Nos itens subsequentes serão descritos detalhadamente cada passo do processo.

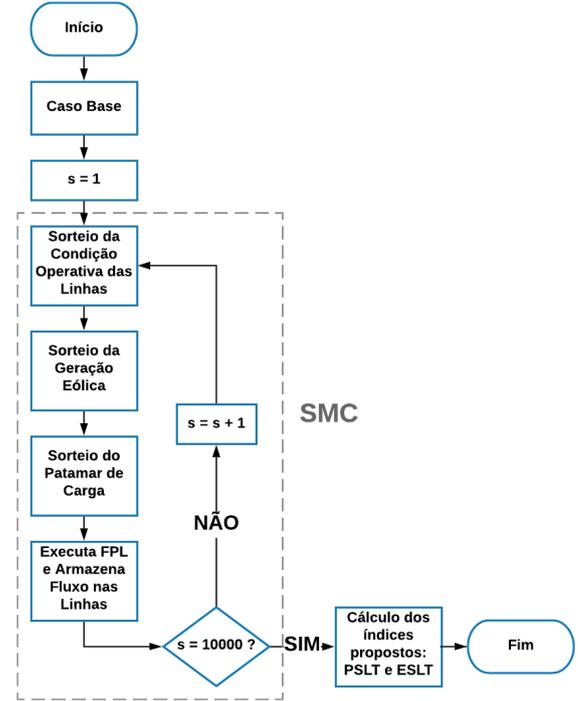


Figura 1. Fluxograma da Metodologia Proposta.

2.1 Caso Base

O Caso Base consiste em avaliar o FPL considerando a carga pesada e um cenário com nenhuma disponibilidade eólica. O resultado do FPL para essa condição é utilizado para definir os limites de fluxo de potência nas linhas. Neste trabalho, o limite de cada linha é adotado como 40% acima do valor calculado, como mostrado em (1). Deve ser destacado que a solução do Caso Base é necessária somente se os limites das linhas não forem previamente conhecidos.

$$\bar{f}_k = 1,4 \cdot f_k \quad (1)$$

- \bar{f}_k Limite de fluxo adotado para a linha k ;
- f_k Fluxo na linha k , calculado pelo FPL.

Os outros passos mostrados na Figura 1 estão dentro do loop da Simulação de Monte Carlo (SMC), que por sua vez requer a definição do estado operativo das linhas, os valores das cargas nas barras bem como o despacho das gerações eólicas, como será descrito nas subseções seguintes.

2.2 Definição da Condição Operativa das Linhas

A condição de operação $u_{k,s}$ de uma linha de transmissão k no estado operativo s é determinado através de um gerador de números aleatórios uniformemente distribuídos. O número aleatório é comparado com a Taxa de Saída Forçada (TSF_k) da linha k . Considera-se que a linha de transmissão está em contingência quando o número aleatório é menor que a TSF. Portanto, há dois estados operacionais possíveis para cada linha de transmissão em cada cenário s , conforme (2).

$$u_{k,s} = \begin{cases} 0, & \text{a linha está fora de operação;} \\ 1, & \text{a linha está operando normalmente.} \end{cases} \quad (2)$$

2.3 Modelagem da Geração Eólica

Neste trabalho, a velocidade do vento é modelada através da distribuição Weibull (Stevens and Smulders, 1979), a qual é uma função de dois parâmetros conhecida na literatura por representar de forma eficiente a distribuição densidade de probabilidade da velocidade do vento. Dessa forma, a função Weibull fornece uma modelagem adequada do vento, permitindo obter a potência gerada por um parque eólico inserido na rede, obtendo assim simulações com resultados confiáveis. A forma genérica da Weibull é mostrada em (3).

$$f_w(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3)$$

Onde:

- v Velocidade do Vento Aleatória (m/s)
- k Fator de Forma;
- c Fator de Escala.

Os parâmetros da Weibull são calculados a partir de séries históricas de velocidades do vento, como mostrado abaixo.

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (4)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5)$$

Onde:

- \bar{v} Média do histórico;
- σ Desvio padrão do histórico;
- Γ Função de Distribuição Gamma.

A potência gerada por uma determinada turbina eólica na barra i (PW_i) pode ser calculada através da curva de potência fornecida pelo fabricante, realizando uma interpolação linear com a velocidade do vento sorteada através da distribuição de Weibull (Oliveira et al., 2018).

A inclusão da geração eólica no FPL é realizada através da modificação de A.1 do Apêndice-A como segue:

$$PG + PW^s - PD^s - B\theta = 0 \quad (6)$$

Destaca-se que PW^s é um valor de geração fixo determinado pelo sorteio no cenário s .

2.4 Modelagem da Carga

A técnica mais comum para modelar o comportamento aleatório das cargas de potência ativa é através da Distribuição Normal (Singh et al., 2009), a qual expressão é dada em (7).

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right] \quad (7)$$

Onde:

- μ Média da Função;
- σ Desvio Padrão da Função.

Neste trabalho, para cada cenário s , cria-se um fator de alteração de carga global (fg), cujo valor é definido aleatoriamente por uma distribuição normal contendo uma média zero (μ) e um desvio padrão (σ) igual a um terço da porcentagem da incerteza da carga, pois é conhecido que 99,73% dos pontos de uma distribuição normal são envolvidos por $\mu \pm 3\sigma$ (Kozioł et al., 2016). Além disso, através de um fator de alteração de carga local (fl_i), varia-se a carga de potência ativa para cada barramento ' i ' em torno de fg . Dessa forma, o fator de alteração local pode ser definido por uma distribuição normal de média fg e o desvio padrão de 1,5%. A alteração realizada na carga de cada barra i , para cada cenário s é definida em (8).

$$PD_i^s = PD_i \cdot (1 + fl_i^s) \quad (8)$$

Onde:

- PD_i Carga da barra i no caso base.

Assim, fg é responsável pela modificação do nível de carga do sistema enquanto fl_i garante alterações locais em cada barra de carga. A variação da carga através da distribuição normal é feita sobre a carga pesada do caso base, sendo assim, essa modelagem é uma maneira mais realista de representar o comportamento das cargas no sistema de energia elétrica.

2.5 Executa FPL e Armazena Fluxo nas Linhas

Para cada cenário s , após definir a disponibilidade das linhas, bem como o despacho de geração eólica e carga ativa do sistema, o FPL é executado e os fluxos nas linhas são calculados e armazenados para permitir a avaliação dos índices de confiabilidade propostos. O fluxo $f_{k,s}$ da linha k , que conecta as barras terminais i e j , é calculado por (9).

$$f_{k,s} = -b_k \cdot (\delta_{i,s} - \delta_{j,s}) \quad (9)$$

Onde:

- b_k Susceptância da linha k entre as barras i e j ;
- $\delta_{i,s}$ Ângulo na barra i para o cenário s ;
- $\delta_{j,s}$ Ângulo na barra j para o cenário s .

2.6 Cálculo dos Índices de Confiabilidade Propostos

Os índices propostos avaliam o valor esperado de sobrecarregamento nas linhas que o sistema experimenta ao longo de um ano e a probabilidade de haver sobrecarregamento em alguma linha do sistema.

Seja: N o número de avaliações da SMC; $f_{k,s}$ o fluxo na linha k , no estado operativo s ; e \bar{f}_k o limite de fluxo na linha k . Define-se $f_{k,s}^{OL}$ como a sobrecarga percentual na linha em (10).

$$f_{k,s}^{OL} = \begin{cases} \frac{|f_{k,s}| - \bar{f}_k}{\bar{f}_k}, & |f_{k,s}| > \bar{f}_k \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (10)$$

Os índices PSLT e ESLT para uma linha de transmissão k são calculados, respectivamente, em (11) e (12).

$$PSLT_k = \frac{1}{N} \sum_{s=1}^N F_{k,s}^{PSLT} \quad (11)$$

$$ESLT_k = \frac{1}{N} \sum_{s=1}^N f_{k,s}^{OL} \quad (12)$$

Onde $F_{k,s}^{PSLT}$ é a função teste do índice PSLT para a linha k no cenário s , calculada em (13).

$$F_{k,s}^{PSLT} = \begin{cases} 1, & \text{se há sobrecarga;} \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (13)$$

A análise destes índices pelo planejador permite identificar as linhas que mais sofrem sobrecarga no sistema bem como a profundidade da sobrecarga. Assim, medidas de reforço podem ser definidas para melhorar as condições de confiabilidade do sistema.

3. RESULTADOS

Esta seção apresenta a aplicação dos índices de confiabilidade propostos. As análises são realizadas utilizando o sistema IEEE 14 Barras com 20 ramos, cujos dados estão disponíveis em (Academia, 2019). A topologia do sistema é mostrada na Figura 2.

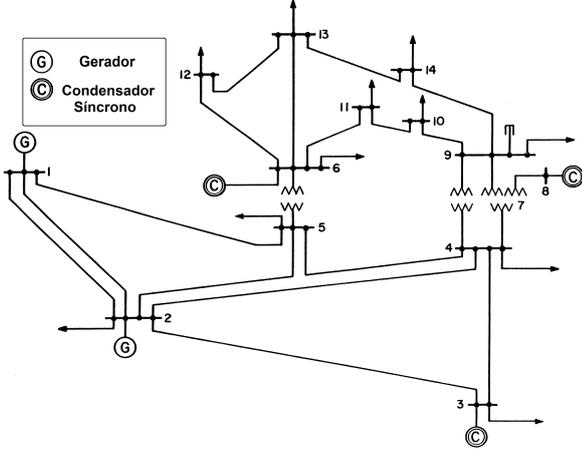


Figura 2. Sistema IEEE 14 Barras.

A velocidade do vento, modelada através da distribuição de Weibull, é obtida através do histórico de velocidades do parque eólico localizado em Gouveia, MG. Os fatores de forma e de escala da Weibull obtidos são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros da Weibull.

Fator	Valor
Forma	6,5
Escala	2,3

Foram considerados 3 parques eólicos no sistema nas barras 4, 9 e 14, cada um com 30 aerogeradores de 1 MW, dessa forma a capacidade de geração eólica representa

aproximadamente 30% da carga total do sistema. A Tabela 2 mostra os valores da curva de potência do aerogerador utilizado.

Tabela 2. Curva de potência do aerogerador.

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

Considera-se 10.000 iterações como critério de parada da SMC, tal número elevado de iterações aumenta a precisão e a reprodutibilidade dos resultados obtidos. Para cada iteração da SMC, são considerados os sorteios aleatórios de:

- Estado operativo das linhas de transmissão, considerando uma TSF igual a 1%;
- Velocidade do vento (e consequentemente a potência entregue pelo aerogerador) através da distribuição de Weibull, com os parâmetros mostrados na Tabela 1;
- Demanda de potência ativa em todas as barras de carga, considerando uma incerteza de 40%.

Para avaliar o impacto da geração renovável intermitente na identificação do reforço de linha de transmissão, foram realizadas simulações com e sem inserção de geração eólica. Outras simulações foram realizadas após a aplicação de reforço nas linhas indicadas pelos índices $PSLT$ e $ESLT$ afim de verificar a eficácia da metodologia proposta.

As simulações foram realizadas utilizando o software MATLAB R2015a no computador com a seguinte configuração: Processador Intel® Core™ i5-6300HQ com 2.30 GHz e 16 GB de RAM, Windows 10. O tempo computacional para 10 mil simulações foi de 48 segundos. Este tempo reduzido ocorre devido ao fato do FPL não tratar-se de um processo iterativo como ocorre no cálculo dos índices convencionais, os quais utilizam fluxo de potência ótimo, dessa forma, é possível realizar a SMC, executando o FPL diversas vezes com baixo esforço computacional.

3.1 Índices sem Geração Eólica

Inicialmente, os índices propostos foram aplicados no sistema sem a geração eólica, dessa forma, é possível obter um conjunto de linhas candidatas a serem reforçadas. Os resultados dos índices propostos são mostrados nas Tabelas 3 e 4, respectivamente.

Tabela 3. PSLT - Sem Eólica (%)

De	Para	PSLT	De	Para	PSLT
1	2	1,09	6	11	6,81
1	5	1,56	6	12	1,60
2	3	0,74	6	13	1,82
2	4	2,28	7	8	0,00
2	5	2,34	7	9	1,55
3	4	1,93	9	10	3,68
4	5	3,12	9	14	2,71
4	7	1,55	10	11	9,47
4	9	2,76	12	13	7,54
5	6	1,14	13	14	6,33

Tabela 4. ESLT - Sem Eólica (%)

De	Para	ESLT	De	Para	ESLT
1	2	0,16	6	11	3,89
1	5	0,85	6	12	0,79
2	3	0,05	6	13	0,19
2	4	0,32	7	8	0,00
2	5	0,45	7	9	0,39
3	4	2,02	9	10	3,20
4	5	0,82	9	14	1,18
4	7	0,39	10	11	13,47
4	9	1,09	12	13	9,28
5	6	0,11	13	14	3,86

Pode-se observar pela Tabela 3, que a linha de transmissão entre as barras 10 e 11 é a mais provável de sofrer sobrecarga, mesma linha que, pela Tabela 4, teve a maior ultrapassagem percentual em relação ao próprio limite da linha. Dessa forma, os índices propostos indicam que a linha entre as barras 10 e 11 deve receber reforço.

3.2 Índices com Geração Eólica

Com os parques eólicos inseridos nas barras 4, 9 e 14, a SMC é executada novamente. Os valores dos índices são apresentados nas tabelas 5 e 6. A linha com maiores índices é a linha 9-10, destacada em negrito em ambas as Tabelas. Deve ser enfatizado que esta linha não é a mesma que foi determinada para o caso sem geração eólica.

A Tabela 5 mostra o índice PSLT. Pode-se observar que o índice correspondente à linha 9-10 é consideravelmente maior indicando que esta linha teve o maior número de vezes que ocorreu sobrecarga.

Tabela 5. PSLT - Com Eólica (%)

De	Para	PSLT	De	Para	PSLT
1	2	0,54	6	11	4,38
1	5	1,06	6	12	0,99
2	3	0,48	6	13	0,45
2	4	0,94	7	8	0,00
2	5	1,19	7	9	0,60
3	4	12,72	9	10	36,85
4	5	2,10	9	14	2,84
4	7	0,60	10	11	6,74
4	9	1,44	12	13	4,88
5	6	0,29	13	14	11,22

Já a Tabela 6, apresenta o índice ESLT. Pode-se destacar que a maior sobrecarga ocorre na linha 9-10. No entanto, na linha 10-11 também ocorreram quantidade significativa de sobrecarga mostrando que o corredor de transmissão 9-10-11 é bom candidato a receber reforço.

Tabela 6. ESLT - Com Eólica (%)

De	Para	ESLT	De	Para	ESLT
1	2	0,07	6	11	2,32
1	5	0,64	6	12	0,44
2	3	0,03	6	13	0,05
2	4	0,13	7	8	0,00
2	5	0,18	7	9	0,14
3	4	2,77	9	10	9,18
4	5	0,42	9	14	0,65
4	7	0,14	10	11	9,12
4	9	0,43	12	13	6,34
5	6	0,03	13	14	4,06

3.3 Índices Após Reforço

Outra simulação foi realizada considerando a inserção de geração eólica e o reforço na linha 9-10 indicado pelos índices propostos. Para tanto, a capacidade da linha foi aumentada em 50% e sua reatância foi diminuída de 50%.

A Tabela 7 mostra, para algumas linhas, os índices calculados considerando a linha 9-10 reforçada. Pode-se observar que o reforço na linha 9-10 melhorou consideravelmente os índices das linhas. No entanto, a linha 10-11 destacada em vermelho apresenta aumento dos índices tendo em vista que o reforço somente na linha 9-10 atrai o fluxo para este corredor deteriorando os índices da linha 10-11.

Tabela 7. Índices: Linha 9-10 reforçada.

De	Para	PSLT (%)	ESLT (%)
7	9	0,60	0,13
9	10	2,13	1,14
9	14	2,75	0,61
10	11	13,32	12,98
12	13	4,45	6,03
13	14	9,63	3,26

A Tabela 8 mostra os índices obtidos considerando reforço nas linhas 9-10 e 10-11, corredor 9-10-11. Pode-se observar uma redução dos índices de todas as linhas quando comparado com os resultados das Tabelas 5 e 6. Portanto, os índices propostos indicaram corretamente as linhas de transmissão a serem reforçadas.

Tabela 8. Índices: Reforço no corredor 9-10-11.

De	Para	PSLT (%)	ESLT (%)
7	9	0,58	0,13
9	10	5,10	1,63
9	14	2,25	0,47
10	11	4,78	5,40
12	13	4,13	6,01
13	14	9,75	3,20

Através dos resultados obtidos, os índices mostram eficiência para determinar as linhas de transmissão à serem reforçadas, sendo possível identificar melhorias nos índices após reforços nas linhas indicadas. Além disso, foi mostrado que a geração eólica impactou diretamente nos resultados dos índices propostos, onde foi detectado uma linha diferente para receber reforço dado uma alta inserção de geração eólica.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho propôs dois novos índices de confiabilidade que avaliam de forma individualizada o comportamento das linhas de transmissão do sistema, considerando variação de carga, contingências e inserção de geração eólica. Sendo possível indicar quais linhas de transmissão necessitam de um reforço na sua capacidade.

Para o cálculo dos índices propostos foi realizada uma Simulação de Monte Carlo, onde foi utilizado o FPL para avaliar o estado operativo do sistema. As simulações foram aplicadas no Sistema IEEE 14 Barras.

Foram realizadas simulações, sendo elas sem e com a presença da geração eólica. Dessa forma, foi possível identificar diferentes linhas de transmissão nos casos analisados,

mostrando que a inserção de geração eólica é capaz de impactar de forma considerável o comportamento do sistema, alterando a localização da linha de transmissão a receber reforços, indicada pelos índices propostos.

Por fim, verificou-se que os índices propostos foram eficientes para avaliar as linhas de transmissão que necessitam de reforço na sua capacidade considerando gerações eólicas em diversas localizações resultando em uma operação mais confiável do sistema.

Apêndice A. FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO

O Fluxo de Potência Linearizado (FPL) descrito em (Hahn, 1931; Purchala et al., 2005) consiste em uma simplificação do fluxo de potência AC. No FPL as perdas nas linhas de transmissão são desconsideradas e assume-se que o sistema possui um perfil de tensão horizontal, ou seja, as tensões em todos os barramentos são iguais a 1 p.u. (Stott et al., 2009). Além disso, considera-se que a diferença entre os ângulos de barras terminais de uma linha de transmissão é pequena. Assim, as únicas variáveis presentes no FPL são os ângulos de tensão e as injeções de potência ativa. Portanto, as seguintes aproximações são adotadas:

- $\text{sen}(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j$;
- $\text{cos}(\delta_i - \delta_j) = 1$;
- Resistência (R) das linhas desprezadas, $R \ll X$, onde X representa a reatância da linha de transmissão;
- Perfil de tensão horizontal, ou seja, $V_i = 1$ para toda barra i .

Em consequência, o FPL é apresentado em sua formulação matricial como um sistema de equações lineares, como mostra (A.1).

$$PG - PD - B\theta = 0 \quad (\text{A.1})$$

Onde:

- θ Vetor dos ângulos das tensões nodais;
- PG Vetor de potências geradas em cada nó de geração;
- PD Vetor de potências demandada em cada nó;
- B Matriz de susceptâncias.

Na metodologia proposta, o despacho de geração não é especificado, ou seja, a potência gerada em cada barra possui um fator de participação a fim de manter o despacho dos geradores sempre proporcional a sua capacidade. Dessa forma, as equações definida em (A.2) para cada gerador i é incluída no FPL.

$$\frac{PG_i}{PG_i^{max}} - \frac{PG_{ref}}{PG_{ref}^{max}} = 0 \quad (\text{A.2})$$

Onde:

- PG_{ref} Despacho do gerador da barra de referencia;
- PG_i Despacho do gerador da barra i ;
- PG_i^{max} Capacidade máxima de geração.

Assim, o redespacho é realizado de forma que todos os geradores alterem sua potência conjuntamente seguindo a potência gerada pelo gerador de referência cujo ângulo nodal é fixado em zero, ou seja, $\delta_{ref} = 0$.

O FPL descrito anteriormente é solucionado rapidamente sem a necessidade de processo iterativo, portanto, bastante adequado para aplicação em problemas com incertezas em que um número elevado de simulações é requerido.

REFERÊNCIAS

- Academia (2019). A data sheets for ieeee 14 bus system. URL https://www.academia.edu/7781632/A_DATA_SHEETS_FOR_IEEE_14_BUS_SYSTEM.
- Billinton, R. and Hua Chen (1998). Assessment of risk-based capacity benefit factors associated with wind energy conversion systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3), 1191–1196.
- da Silva, A.M.L., Rezende, L.S., da Fonseca Manso, L.A., and de Resende, L.C. (2010). Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(10), 1077 – 1084.
- Dehghan, S., Amjady, N., and Conejo, A.J. (2016). Reliability-constrained robust power system expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3), 2383–2392.
- EPE (2019). Plano decenal de expansão de energia – pde 2027.
- Gomes, P.V. and Saraiva, J.T. (2018). A novel efficient method for multiyear multiobjective dynamic transmission system planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 100, 10 – 18.
- Hahn, W. (1931). “Load studies on the D-C calculating table.
- 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.
- Oliveira, E.J., Da Costa, A.F., De Oliveira, L.W., and Manso, L.A. (2018). Inclusão da geração eólica no fluxo de potência probabilístico. In *Congresso Brasileiro de Automática*.
- Peker, M., Kocaman, A.S., and Kara, B.Y. (2018). A two-stage stochastic programming approach for reliability constrained power system expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 103, 458–469.
- Peng Wang and Billinton, R. (2001). Reliability benefit analysis of adding wtg to a distribution system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16(2), 134–139.
- Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., and Belmans, R. (2005). Usefulness of dc power flow for active power flow analysis. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, 454–459 Vol. 1.
- 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.
- Stevens, M. and Smulders, P. (1979). The estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Engineering*, 3(2), 132–145.
- Stott, B., Jardim, J., and Alsac, O. (2009). Dc power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1290–1300.
- Wen, J., Zheng, Y., and Donghan, F. (2009). A review on reliability assessment for wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(9), 2485 – 2494.