AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NA CONFIABILIDADE MULTI-ÁREA

Thatiana Conceição Justino
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
thatiana@cepel.br

Miryam Gerk Curty
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ
miryam_gerk@poli.ufrj.br

Carmen Lucia Tancredo Borges
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ
carmen@nacad.ufrj.br

José Francisco Moreira Pessanha
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
francisc@cepel.br

Luiz Guilherme Barbosa Marzano
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
marzano@cepel.br

RESUMO

O setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças no perfil do seu parque gerador, com aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, especialmente a geração eólica. É importante que esta fonte seja representada adequadamente nos estudos de planejamento da expansão e da operação. Assim, este artigo propõe um aprimoramento na representação da geração eólica nos estudos de confiabilidade multi-área, de modo a considerar a incerteza e a intermitência dessa fonte. A representação proposta da geração eólica foi aplicada a um estudo de caso para uma configuração do sistema interligado nacional. Resultados numéricos são apresentados e discutidos.

PALAVRAS CHAVE. Confiabilidade multi-área, análise de adequação, sistemas hidrotérmicos, energia eólica, fontes intermitentes de energia.

ABSTRACT

The Brazilian electricity sector has undergone changes in the profile of its generating system, with an increase in the share of intermittent renewable sources, especially wind power generation. Therefore, it is important to represent this source as accurately as possible in the expansion and the operation planning studies. Thus, this paper proposes an improvement of wind power representation in multi-area reliability evaluation that considers the uncertainty and intermittency of this source. The proposed representation of wind generation was applied to a case study for a configuration of the national interconnected system. Numerical results are presented and discussed.

KEYWORDS. Multi-area Reliability, Adequacy Analysis, Hydrothermal Systems, Wind Power, Intermittent Power Sources.

https://proceedings.science/p/85431?lang=pt-br

1. Introdução

O setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças no perfil do seu parque gerador, com aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, especialmente a geração eólica, e também pela construção de usinas hidrelétricas com pouca capacidade de regularização, como as construídas recentemente na região norte do país [1].

Para exemplificar esta mudança no perfil do parque gerador, no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 [2], publicado pelo governo brasileiro, a participação da fonte eólica aumentou de 3,7% em 2014, com 5 GW de capacidade instalada, para 11,6% em 2024, com 24 GW de capacidade instalada. A fonte solar tem participação nula em 2014, atingindo 3,3% em 2024 (com 7 GW de capacidade instalada). Em relação à fonte hidrelétrica, a participação em 2014 é de 67,6% (90 GW) e 56,7% (117 GW) em 2024. Por outro lado, o Plano Decenal de Expansão de Energia apresenta um aumento na capacidade máxima de armazenamento de energia de 0,91%, enquanto o crescimento da demanda de energia é de aproximadamente 45%.

Pelo exposto, torna-se importante a consideração e a representação adequada das fontes de geração intermitente nos estudos de planejamento da expansão e da operação de energia elétrica.

Entre os estudos realizados no planejamento de um sistema de geração está a avaliação da confiabilidade de sistemas interligados, cujo objetivo consiste verificar a capacidade do sistema planejado atender à demanda máxima, e analisar as condições deste atendimento.

Este artigo propõe um aprimoramento na representação da geração eólica nos estudos de confiabilidade multi-área, de modo a considerar a incerteza e a intermitência dessa fonte e avaliar os impactos da representação proposta.

A representação proposta para a geração eólica foi aplicada na análise de confiabilidade multi-área realizada pelo modelo CONFINT [3]-[6]. Este modelo vem sendo desenvolvido pelo CEPEL, desde a década de 90, para avaliação da confiabilidade de sistemas hidrotérmicos interligados. O modelo considera a perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, saídas forçadas de unidades geradoras, manutenção programada, curva de carga do sistema, além de falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas.

O CONFINT representa o sistema de potência por um modelo de fluxo linear em redes e realiza a análise de adequação dos estados do sistema através do Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo [7]. Os índices de confiabilidade são calculados analiticamente pelo método de Integração Direta [8,9] ou por simulação estocástica (simulação Monte Carlo [10]). Este programa calcula os índices de confiabilidade básicos como a probabilidade de perda de carga (LOLP - Loss of Load Probability), o número esperado de horas de déficit de potência (LOLE - Loss of Load Expectation), o valor esperado de potência não suprida (EPNS - Expected Power Not Supplied), o valor esperado de energia não suprida (EENS - Expected Energy Not Supplied) e os índices de freqüência e duração (F&D) como a freqüência de perda de carga (LOLF - Loss of Load Frequency) e o valor esperado de duração de perda de carga (LOLD - Loss of Load Duration). Ele também calcula índices de sensibilidade das interligações, que identificam quais interligações podem contribuir para redução dos índices de confiabilidades globais no caso de reforços dos troncos de interligação, e funções de distribuição de probabilidade de corte de carga.

Os resultados numéricos obtidos para o sistema multi-área baseado no sistema interligado brasileiro considerando a representação proposta para energia eólica são apresentados e discutidos.

2. Avaliação de Confiabilidade Multi-Área

2.1. Representação Multi-Área do Sistema [3]

O sistema de potência é representado através de um modelo de fluxo linear em redes, onde os nós representam os subsistemas (ou áreas), e os arcos representam os intercâmbios entre eles. A geração de cada subsistema é modelada como um arco chegando ao nó, proveniente do nó "fonte" S. Por sua vez, a demanda de cada subsistema é representada por um arco que deixa o nó associado ao subsistema e entra no nó "sumidouro" T. A Figura 1 ilustra um sistema composto por duas áreas.

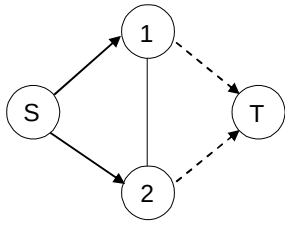


Figura 1. Modelo de fluxo linear para um sistema com duas áreas.

A capacidade de cada arco de geração representa a capacidade de geração do subsistema correspondente. A capacidade de geração de um subsistema é uma variável aleatória, pois os geradores estão sujeitos a falhas, além das potências disponíveis dos geradores hidráulicos variarem em função do nível de armazenamento nos reservatórios. Sua distribuição de probabilidades é calculada a partir da convolução das distribuições de probabilidade das unidades geradoras pertencentes ao subsistema. A tabela de freqüência de capacidade disponível também é calculada através da convolução dos diagramas de Markov das unidades geradoras [10]-[14].

A capacidade de cada arco de interligação também é uma variável aleatória, devido às limitações nas capacidades máximas de transferências entre os subsistemas, cuja distribuição geralmente é fornecida por estudos específicos do sistema de transmissão.

Finalmente, as capacidades dos arcos de demanda são também variáveis aleatórias, representando flutuações na carga. Normalmente, a avaliação da confiabilidade é realizada para cada patamar de carga, e os índices finais de confiabilidade são calculados através da soma ponderada dos índices condicionados.

2.2. Teorema do Fluxo Máximo – Corte Mínimo [3]

A classificação de um dado estado em sucesso ou falha pode ser feita por meio do cálculo do fluxo máximo que passa pelo sistema, no sentido do nó S para o nó T, considerando o balanço de potência em cada nó e as capacidades dos arcos. Se o fluxo máximo é maior ou igual à carga total do sistema, então todas as cargas dos subsistemas estão sendo atendidas e o sistema está operando em sucesso (sem corte de carga).

Por outro lado, se o fluxo máximo é menor que a carga total, significa que pelo menos a carga de um dos subsistemas não está sendo atendida em sua plenitude. O montante do corte de carga é dado pela diferença entre a carga total e o valor do fluxo máximo.

Uma forma alternativa de resolver este problema é resolver o seu problema dual que corresponde a determinar o corte de capacidade mínima entre os nós fonte e sumidouro. Um corte é uma divisão do conjunto de nós (subsistemas) do sistema em dois subconjuntos disjuntos, um contendo o nó S e o outro contendo o nó T. A capacidade de um corte é dada pela soma das capacidades dos arcos que conectam os dois subconjuntos. A Figura 2 apresenta esses conceitos para um sistema de duas áreas.

https://proceedings.science/p/85431?lang=pt-br

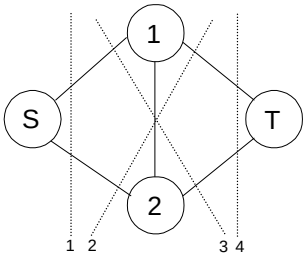


Figura 2. Cortes em um sistema de duas áreas.

Em [7] é demonstrado, através do Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo, que o valor do fluxo máximo é igual à capacidade do corte mínimo. Uma conseqüência imediata deste teorema é que o conjunto de arcos que pertence ao corte mínimo corresponde ao ponto crítico do sistema. Em outras palavras, o aumento da capacidade dos arcos que não pertencem ao corte mínimo não ameniza o corte de carga do sistema.

Outra conseqüência é que todos os arcos de demanda que pertencem ao corte mínimo estão saturados, isto é, as cargas dos subsistemas correspondentes estão sendo atendidas. Estes arcos correspondem aos subsistemas que estão à esquerda do corte. Esta região é considerada "segura". Os subsistemas à direita do corte mínimo estão em uma região considerada "insegura", ou seja, sujeitos a cortes de carga.

Assim, de posse dos cortes do sistema em cada estado amostrado, é possível determinar índices de confiabilidade para o sistema e seus subsistemas.

3. Representação Proposta para Geração Eólica na Avaliação da Confiabilidade Multi-Área

Originalmente, na avaliação de confiabilidade multi-área realizada pela modelo CONFINT, a intermitência e as incertezas associadas à geração eólica não são consideradas na análise. Um aperfeiçoamento desta modelagem é proposto neste artigo, no qual a geração eólica é representada por curvas variantes no tempo.

Para isso, inicialmente, deve-se obter dados de velocidade do vento que são usados para calcular a geração eólica através de uma curva de potência da turbina, conforme ilustrado na Figura 3. Os perfis típicos de velocidade de vento horária dos parques eólicos brasileiros estão disponíveis no *site* da Empresa de Pesquisa Energética - EPE [15].

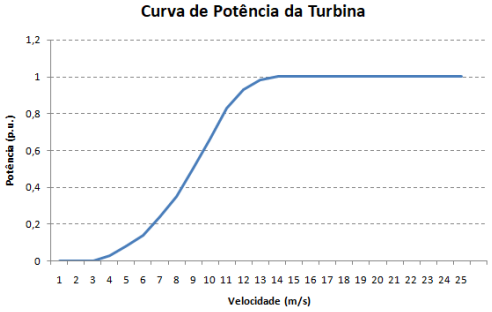


Figura 3. Curva de potência da turbina.

Para representar a incerteza e a intermitência da geração eólica, propõe-se amostrar perfis de geração eólica a partir dos perfis típicos de velocidade média do vento.

A partir dos perfis de velocidade do vento de cada mês, calcula-se a média μ_h e o desvio padrão σ_h das velocidades do vento horária. Assim, define-se uma densidade de probabilidade normal $N(\mu_h, \sigma_h)$ para cada hora h, $h = 1, 24$. A partir das densidades horárias, as trajetórias de velocidade do vento horária são aleatoriamente amostradas. Em seguida, com base na curva de

potência da Figura 3, a velocidade do vento amostrada é convertida em estimativas de geração eólica, que são utilizadas na avaliação de confiabilidade multi-área.

O fluxograma da Figura 4 ilustra os passos da metodologia proposta para a consideração da incerteza e intermitência das fontes eólicas nas simulações com o modelo CONFINT.

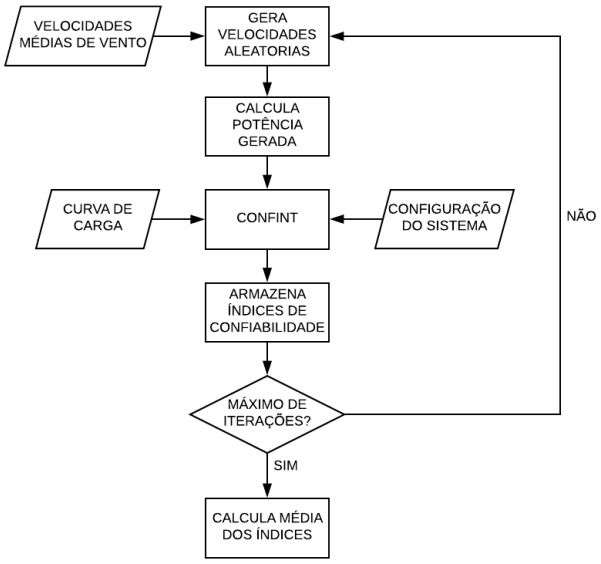


Figura 4. Fluxograma da avaliação da confiabilidade multi-área considerando a representação proposta da geração eólica.

4. Estudo de Caso

4.1. Descrição do Sistema

Os resultados numéricos apresentados nesta seção foram obtidos para uma configuração com quatro áreas (ou subsistemas) - Sudeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N) – baseada no Sistema Interligado Nacional (vide Figura 5). Neste trabalho, foram consideradas as usinas eólicas localizadas nos subsistemas Sul e Nordeste. A capacidade de vento dos subsistemas Nordeste e Sul representa 31,7% e 7,9% de suas cargas, respectivamente.

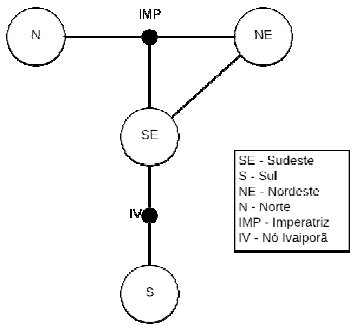


Figura 5. Topologia considerada.

A capacidade instalada total, o pico de carga e a capacidade de geração eólica de cada subsistema são apresentadas na Tabela 1.

As estatísticas de falha de unidades geradoras são apresentadas na Tabela 2 para usinas hidrelétricas e Tabela 3 para usinas térmicas. Esses dados foram obtidos a partir da referência [16].

https://proceedings.science/p/85431?lang=pt-br

As estatísticas de falhas de intercâmbios entre subsistemas também foram obtidas a partir da referência [16] e são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 1. Dados de Geração e Carga

Área	Cap. Instalada Total (MW)	Pico de Carga (MW)	Cap. Geração Eólica (MW)
Sudeste	67.143	64.723	---
Sul	17.885	19.864	1.576
Nordeste	16.423	17.098	5.422
Norte	13.125	8.908	---
Sistema	114.576	110.593	6.998

Foram utilizadas as curvas da velocidade média do vento obtidas do *site* da EPE [15] para cada mês do período compreendido entre os anos de 2012 e 2016. Os dados das usinas eólicas foram obtidos do *site* da ANEEL [17].

Tabela 2. Estatísticas de falha de usinas hidrelétricas

Capacidade de geração da unidade (MW)	Taxa de falha (ocorrência/hora)	Taxa de reparo (ocorrência/hora)
10 – 60	0,001153	0,047041
61 – 200	0,000490	0,015456
201 – 500	0,000452	0,103394
> 501	0,000154	0,003610

Tabela 3. Estatísticas de falha de usinas termelétricas

Tipo de combustível	Taxa de falha (ocorrência/hora)	Taxa de reparo (ocorrência/hora)
Nuclear	0,000347	0,0012
Gás	0,002073	0,321384
Diesel	0,002860	0,008244
Carvão	0,004778	0,021595
Outro	0,000981	0,094821

Tabela 4. Estatísticas de falha dos intercâmbios

Interligação	Taxa de falha (oc./ano)	Tempo médio de reparo (h)
Sudeste – Nordeste	3,46882	1,521
Sudeste – Imperatriz[a]	14,28988	1,521
Sudeste – Ivaiporã[a]	sem falha	
Nordeste – Imperatriz[a]	6,010964	1,521
Norte – Imperatriz[a]	9,013404	1,521
Ivaiporã[a] – Sul	sem falha	

[a.] Imperatriz e Ivaiporã são subestações elétricas que conectam alguns subsistemas.

4.2. Resultados Numéricos

A Tabela 5 apresenta os índices de confiabilidade do sistema e dos subsistemas calculados para três casos:

- Caso A: não é considerada a incerteza e intermitência da geração eólica;

- Caso A.1: é utilizada a representação proposta, porém considerando baixa correlação entre a velocidade do vento e a curva de carga (neste caso verifica-se pouca variação da velocidade de vento);
- Caso A.2: é utilizada a representação proposta, porém considerando correlação moderada e negativa entre a velocidade do vento e a curva de carga (neste caso verifica-se grande variação da velocidade de vento).

Tabela 5. Índices de confiabilidade do sistema e seus subsistemas

Índices	Caso A	Caso A.1	Caso A.2
Sistema			
LOLP (%)	0,59	0,59	0,96
EPNS (MW)	642,5	633,4	640,2
LOLF (oc./ano)	60,0	60,0	79,2
Sudeste			
LOLP (%)	0,59	0,59	0,81
EPNS (MW)	380,1	380,3	380,4
LOLF (oc./ano)	60,0	60,0	73,5
Sul			
LOLP (%)	0,59	0,59	0,81
EPNS (MW)	111,0	109,3	110,4
LOLF (oc./ano)	58,5	58,5	72,4
Nordeste			
LOLP (%)	0,59	0,59	0,96
EPNS (MW)	100,0	92,3	97,9
LOLF (oc./ano)	60,0	60,0	79,2
Norte			
LOLP (%)	0,59	0,59	0,81
EPNS (MW)	51,5	51,5	51,5
LOLF (oc./ano)	60,0	60,0	73,3

Para o caso A.1, foram geradas curvas de geração eólica para todas as usinas eólicas do subsistema Nordeste a partir de suas respectivas curvas de velocidade do vento. Em seguida, elas foram combinadas para gerar a curva de geração eólica do Nordeste. O mesmo procedimento foi realizado para gerar as curvas de geração eólica do subsistema Sul.

Da Tabela 5, pode-se notar que os índices LOLP e LOLF calculados para o caso A.1 não sofreram alteração em relação ao caso A, provavelmente devido à baixa correlação entre as curvas de geração eólica obtidas e as curvas de carga. No caso de A.1, a correlação entre a geração eólica e a curva de carga do subsistema Nordeste é praticamente nula (-0,01). Para o subsistema Sul, esta correlação é positiva e igual a 0,15. Para exemplificar, os comportamentos da geração eólica e da curva de carga do Nordeste são ilustrados na Figura 6.

https://proceedings.science/p/85431?lang=pt-br

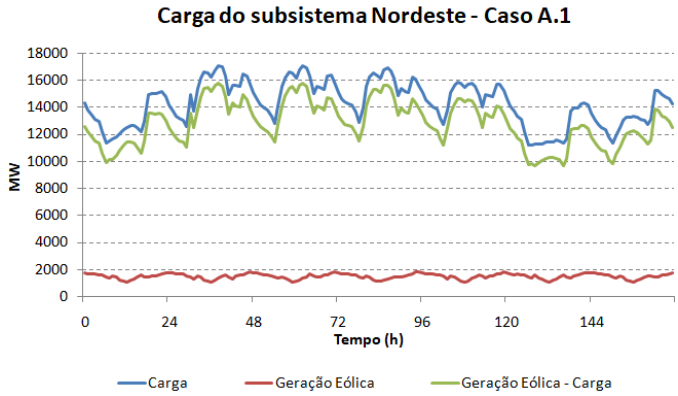


Figura 6. Curvas de carga e geração eólica do subsistema Nordeste para o caso A.1

Observe que a curva de geração eólica do Nordeste tem pequena variação, seu coeficiente de variação é de 0,13. Além disso, a parcela de carga atendida pela geração eólica é muito pequena (cerca de 1488 MW e 280 MW para o Nordeste e o Sul, respectivamente), portanto não foi observada variação dos índices LOLP e LOLF. No entanto, houve uma pequena redução nos índices EPNS.

Para o caso A.2, o perfil de geração do maior parque eólico do Nordeste, a qual possui maior correlação negativa com a curva de carga e também apresenta maior variabilidade, foi extrapolado para todas as usinas eólicas deste subsistema. O objetivo foi avaliar o efeito de se concentrar os parques eólicos no local que possui o maior potencial de geração, em vez de espalhá-los em várias regiões. O mesmo procedimento foi aplicado para a curva de geração eólica do subsistema Sul.

A partir da Tabela 5, pode-se notar que os índices LOLP e LOLF calculados para o caso A.2 são maiores que os obtidos para os casos A e A.1, pois os perfis de velocidade do vento considerados têm maior correlação negativa com as curvas de carga e maior variação do que as curvas utilizadas no caso A.1. A correlação entre a geração eólica e a curva de carga do subsistema Nordeste é de -0,19. Para o subsistema Sul, esta correlação é de -0,59. A Figura 7 ilustra a carga e a geração eólica do Nordeste para o caso A.2. Nota-se que os picos e vales da curva de geração eólica utilizados neste caso são mais acentuados do que a curva do caso A.1, seu coeficiente de variação é de 0,55. Neste caso, a intermitência da geração eólica está melhor representada do que no caso A.1, contribuindo também para o aumento dos índices de confiabilidade.

Os índices EPNS do sistema e dos subsistemas Nordeste e Sul tiveram um pequeno aumento em relação ao caso A.1, no entanto, eles ainda permanecem menores do que o EPNS calculado para o caso A.

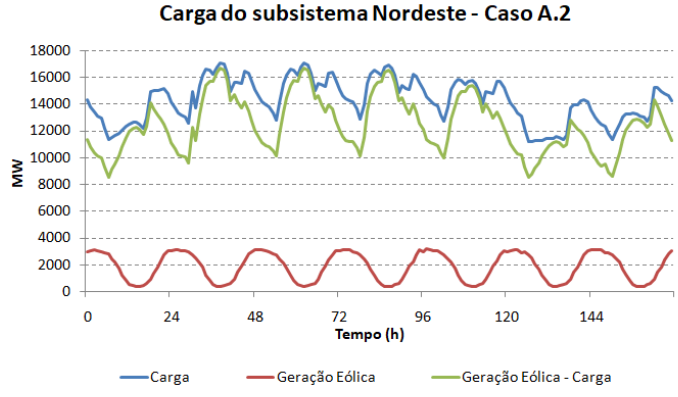


Figura 7. Curvas de carga e geração eólica do subsistema Nordeste para o caso A.2

5. Conclusões

Este artigo propôs um aprimoramento da representação da geração eólica na avaliação de confiabilidade multi-área, ao se considerar a incerteza e a intermitência associadas a essa fonte, e avaliou os impactos da representação proposta.

A representação proposta foi aplicada na análise realizada pelo modelo CONFINT. Os resultados foram obtidos para casos em que se consideraram curvas de geração eólica com diferentes comportamentos.

No caso em que a curva de geração eólica teve baixa correlação com a curva de carga, não foram observados grandes impactos nos índices de confiabilidade em relação ao caso com geração eólica constante.

Por outro lado, no caso em que a curva de geração eólica apresentou grande variação com picos e vales acentuados e uma correlação moderadamente negativa com a curva de carga, a intermitência de energia eólica foi melhor representada e os índices de confiabilidade calculados aumentaram em relação aos demais casos.

Os resultados obtidos incentivam a continuidade dos estudos para avaliar a representação proposta da geração eólica em outras configurações do sistema interligado brasileiro.

Referências

[1] L. G. B. Marzano, M. E. P. Maceira, and T. C. Justino, "Avaliação do impacto do aumento da participação de fontes intermitentes e sazonais sobre a operação do sistema elétrico brasileiro," *XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília*, 2017.

[2] Ministério de Minas e Energia (MME) Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2024," Rio de Janeiro, Brazil, Tech. Rep., 2015.

[3] A. C. G. Melo, G. C. Oliveira, S. H. F. Cunha, and M. V. F. Pereira, "Analytically based frequency and duration calculations for multi-area reliability evaluation," *in Proc. Power Systems Computation Conference, Avignon, France*, 1993.

[4] A.C.G. Melo, R.V. Lício, J.L.R. Araújo, M.V.F. Pereira, "Sensitivities of Multi-Area Reliability Indices with Respect to Variations of Equipment Failure and Repair Rates - An Analytical Approach," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* vol. 20, pp. 153-159, 1998.

[5] T. C. Justino, C. L. T. Borges, and A. C. G. Melo, "Multi-area reliability evaluation including frequency and duration indices with multiple time varying load curves," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 42, pp. 276–284, 2012.

[6] T.C. Justino, L.G.B. Marzano, A.C.G. Melo, M.E.P. Maceira, F.R.S. Batista, "Incorporating Multi-Area Reliability Concepts to the Evaluation of the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load," *in Proc. Power Systems Computation Conference, Genoa, Italy*, 2016.

[7] L. Ford and D. Fulkerson, *Flows in Networks*. Princeton University Press, 1962.

[8] G. Oliveira, S. Cunha, and M. Pereira, "A direct method for multi-area reliability evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-2, no. 4, pp. 934–942, Nov. 1987.

[9] F. N. Lee, “Multi-area reliability - A new approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-2, no. 4, pp. 848–854, 1987.

[10] J. Endrenyi, *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. John Wiley & Sons, New York, USA, 1978.

[11] R. Billinton, R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*,Pitman Advanced Publishing Program, New York, USA, 1984.

[12] A. M. L. Silva, A. C. G. Melo, S. H. F. Cunha, "A Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Generating Systems," in 1991 IEE Proceedings Pt. C.

[13] C. Singh and A. Lago-Gonzalez, “Improved algorithms for multi-area reliability evaluation using the decomposition-simulation approach,” *IEEE Summer Power Meeting, Portland*, no. 88 SM 691-8, 1988.

[14] Singh, C., Forced Frequency Balancing Technique for Discrete Capacity System, IEEE Trans. on Reliability, vol. R-32, Outubro de 1983.

[15] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Acompanhamento das Medições Anemométricas - AMA.” [Online]. Available: https://sistemas.epe.gov.br/AMADVP/

[16] T. Porto, C. Sá, “Relatório Final de Aspectos para Modelagem do Sistema Interligado Nacional nas Aplicações do Modelo CONFINT”, elaborado para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Janeiro de 2005.

[17] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Banco de Informações de Geração-BIG,” [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp.