



Cálculo de Margens de Escoamento com Foco em Leilões de Energia por Abordagem Probabilística: Avaliação de Possível Aumento de Margens

Sérgio Falcão ¹, Carmen Borges ², Rafael Ferreira ³

¹ Empresa de Pesquisa Energética

² Programa de Engenharia Elétrica

COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro

³ Consultor Independente

Rio de Janeiro, Brasil

sergio.lima@epe.gov.br, carmen@nacad.ufrj.br, rafael.sa.ferreira@gmail.com

RESUMO

Realizar um diagnóstico de redes elétricas quanto às margens de transmissão remanescentes para escoamento de energia elétrica é uma tarefa desafiadora, pois requer que os resultados decorrentes das análises possam indicar, de forma acurada, um montante máximo de geração adicional que não cause perturbações ao sistema elétrico existente, incluindo topologia de rede, carga e geração, sob as mais diversas condições operativas, sem que necessariamente haja a necessidade de definição de reforços ou ampliações na rede existente.

Esta avaliação é especialmente relevante quando a rede de transmissão está inserida em regiões com forte penetração de fontes renováveis intermitentes. Neste caso, as análises devem levar em consideração que a produção de cada gerador é variável e depende de sua tecnologia e localização. Por conta disso, deve-se levar em conta também a oscilação inerente à carga, com o intuito de observar a variabilidade dos fluxos de potência na rede elétrica.

No arcabouço do setor elétrico brasileiro, existe a possibilidade de realização de uma modalidade de leilão de energia cuja geração vendida não requer necessariamente a adição de ampliações e reforços no sistema elétrico. Uma característica marcante deste tipo de leilão é a tentativa de otimizar o uso da rede de transmissão existente, ou da rede já licitada com entrada operacional prevista até a data de início de operação das plantas vencedoras, permitindo um montante de geração adicional no sistema elétrico.

Algumas análises elétricas utilizadas para cálculo de margens de escoamento de energia elétrica pela rede de transmissão envolvem avaliações determinísticas e são baseadas em pontos de operação críticos, com



regras para definir um número limitado de cenários de carga e geração considerados adequados para esse tipo de diagnóstico de redes. Por outro lado, este trabalho visa realizar um estudo de caso utilizando uma metodologia que envolve a extensão do número de cenários de operação utilizados para a definição das margens de transmissão com uma abordagem probabilística, porém com viés conservador na definição das margens de escoamento a ser vendida em leilões do tipo explanado anteriormente.

Os resultados apresentam possíveis aprimoramentos no cálculo de margens sobre os resultados de leilões de geração, preservando a operação confiável e adequada da rede de transmissão e permitindo, eventualmente, a contratação de energia a preços menores em pontos do sistema com bastante potencial energético.

***Palavras-Chave:** Margens de transmissão, Cenários de carga e geração, Métodos probabilísticos, Análise de contingências, Leilões de Energia.*

1. INTRODUÇÃO

Os métodos de planejamento existentes consideram a conexão de parques geradores de forma individual para habilitar sua conexão à rede elétrica, incluindo as instalações de grandes consumidores, crescimento da carga ao longo do período e demais geradores, mas sem quantificar de forma específica a margem disponível no sistema para tal acesso e sem a transparência necessária nas avaliações realizadas, com o intuito de abrir uma discussão com os atores do setor elétrico [1]. Além disso, nessas análises são necessárias avaliações da coincidência temporal da carga e geração o que, nos estudos clássicos de planejamento, tipicamente não é simulado.

Para definir a capacidade de hospedagem ou margem de escoamento de uma rede elétrica é imprescindível que se defina indicadores de performance e/ou restrições, mesmo que se chegue à conclusão de utilizar indicadores já definidos em normativos de operação, pois, assim, há um panorama favorável e transparente à definição de cálculo de margens da rede de transmissão para acomodar a geração [1].

Segundo [2], conforme demonstrado na figura 1, é notável a variabilidade de produção de energia das fontes ditas intermitentes. Neste contexto, somente para uma pequena duração do ano a geração coincidente dessas fontes fica próxima dos valores nominais. Isto leva a uma redução de reforços na rede elétrica ou postergação de investimentos. O benefício de corte de geração difere dos níveis de tensão de conexão dos parques geradores. Para baixa tensão, os benefícios estão mais relacionados a controle de tensão local. Para

média tensão, a capacidade de hospedagem (acesso a mais geradores) pode ser dobrada com corte de apenas 5% da energia anual produzida. Para redes de transmissão com inserções massivas de gerações renováveis, a segurança da rede com o critério n-1 pode ser mantida com rejeição de parte da geração despachada [3].

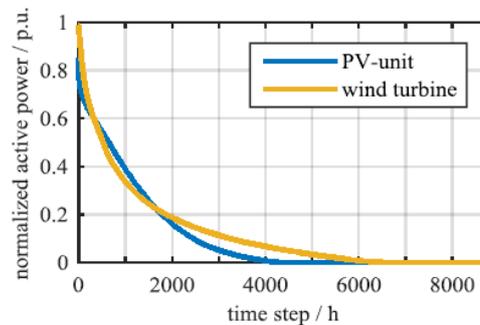


Figura 1 - Curva de medidas de duração de potência anual para um exemplo de turbina eólica e unidade fotovoltaica

Desta forma, como sugerido na literatura e exposto anteriormente, uma análise abordando uma maior quantidade de cenários de operação quanto possível é essencial para alcançar resultados de cálculos de margens de transmissão mais acurados.

2. CONDICIONANTES PARA O CÁLCULO DE MARGENS DE TRANSMISSÃO

Uma rede elétrica com capacidade de hospedagem infinita poderia acomodar uma quantidade ilimitada de geração, sem que houvesse restrição de quaisquer grandezas elétricas ou energéticas. Contudo, essa situação não corresponde à realidade. Existe uma série de restrições relacionadas a fenômenos elétricos, os quais estão refletidos nos limites impostos pelas normas de operação e que atesta a existência de um número limitado de injeção de geração adicional que pode ser inserido em uma rede elétrica.

Independentemente do método escolhido para o cálculo de margens de escoamento de energia elétrica, pela rede de transmissão considerada, existe pelo menos dois pontos nevrálgicos que devem ser definidos com base em critérios razoáveis. São eles: a definição de zonas de influência de barras eletricamente dependentes e dos fatores de participação na geração adicional calculada.

Na análise de cálculo de margens de transmissão, é essencial que se realize a definição de uma zona ou conjunto de barras do sistema de transmissão que tem interdependências elétricas e afetam o cálculo de margem conjunta, e a consideração de tais interdependências na definição de margens. Muito se tem estudado na literatura sobre o efeito da injeção de potência de uma determinada barra nos fluxos da rede e, em última análise, na interação dessa injeção com as demais injeções do sistema.

Este trabalho não tem por objetivo esgotar o tema e se aprofundar no método mais adequado na escolha de uma região de barras que são eletricamente dependentes entre si. A ideia foi escolher um critério e, a partir deste, realizar a metodologia proposta. No caso deste trabalho, o critério escolhido foi separar em 2 zonas de influência menores, denominadas subáreas, com fonte interdependência elétrica, e 1 zona maior, englobando essas 2 zonas escolhidas, com interdependência elétrica considerável entre as mesmas, denominada área. A escolha se baseou a partir de duas constatações complementares entre si:

- A inspeção dos fluxos nas linhas da rede avaliada, quando de injeções simultâneas de agentes de geração em uma série de combinações nas 5 barras candidatas a receber geração adicional, quais sejam as barras de número 21, 22, 16, 23 e 13, nos 3 cenários descritos na seção de resultados, determinou a escolha da divisão de zonas conforme apresentado na figura 2. Ou seja, a subárea 1 foi formada pelas barras 21, 22 e 16 e as subárea 2 foi formada pelas barras 23 e 13;
- A inspeção da variação dos fluxos nas linhas através da matriz de sensibilidade β [4] indicou interdependência elétrica de maior intensidade entre as zonas, conforme a divisão realizada, e este resultado ratificou a inspeção dos fluxos realizados nos cenários de referência.

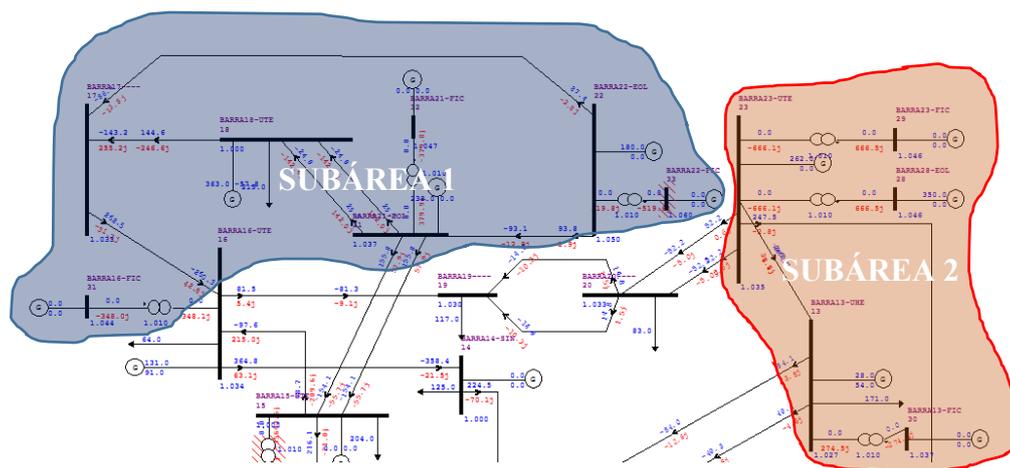


Figura 2 - Definição de subáreas

Uma vez escolhido um conjunto de barras eletricamente dependentes entre si, na injeção de geração, uma questão sensível é: dado um montante adicional máximo de geração que pode ser acrescentado a um sistema elétrico, qual a distribuição da participação destes geradores no montante total? As respostas a este questionamento têm consequências práticas sobre vários aspectos, sobretudo quando as análises devem indicar, de forma transparente, que o critério utilizado é isonômico na entrada de geração adicional a ser vendida em leilões de energia.



Da mesma forma, este trabalho não tem por objetivo esgotar este tema e se aprofundar no método mais adequado para a escolha dos fatores de participação que indicam uma geração adicional isonômica entre as barras. A proposta deste artigo não é estipular a priori os fatores de participação de cada gerador, mas que os mesmos sejam definidos a partir da observação do desempenho do sistema elétrico, a partir das diretrizes fornecidas em [6].

3. METODOLOGIA EMPREGADA NO CÁLCULO DE MARGENS DE TRANSMISSÃO

Para realizar o estudo de caso proposto, utilizou-se uma metodologia que considera um elevado número de cenários de operação, obtidos de simulações horárias, e contingências na rede de transmissão. Esta metodologia emprega simulações baseadas em fluxo de potência AC e técnicas de otimização, apresentando relevância nos resultados em relação às análises já realizadas com fluxo de potência DC e/ ou utilizando técnicas otimização ou baseadas em fluxo de potência AC com número de cenários de operação reduzidos considerados críticos.

Este trabalho não tem por objetivo levar à exaustão a discussão em torno da metodologia, inclusive com exposição da técnica de otimização utilizada, a saber: método dos pontos interiores. Este trabalho se concentra na apresentação de resultados sob o viés de aplicação de uma metodologia para a definição de margens de transmissão que leve em conta os requisitos anteriormente indicados.

O estudo de caso é aplicado em uma rede de transmissão com dados realistas, com a topologia da rede baseada no modelo de rede proposto em [5], o qual tem sido largamente utilizado. Em relação às máquinas, algumas adaptações foram feitas, para incluir alguns geradores eólicos, com curvas de produção para diferentes barras, tendo sido emulado um perfil de vento horário do litoral da região Nordeste do Brasil para duas barras eletricamente próximas e em uma barra um pouco mais afastada eletricamente foi realizado um despacho horário com perfil de vento que emula uma característica de produção eólica mais aderente ao interior do Nordeste.

4. RESULTADOS

Foram realizadas simulações com o intuito de se comparar os resultados de uma análise com um número de cenários expandidos, utilizando técnicas de otimização e abordagem probabilística nas contingências, frente a uma análise realizada com um número de cenários de operação críticos reduzidos



considerando equiprováveis os cenários com ou sem ocorrências de contingências e atestar possíveis ganhos de margem de escoamento sob uma abordagem ainda conservadora na definição dos valores de margens.

É importante destacar que para ambas as análises realizadas, com o intuito de identificar a máxima injeção adicional possível em um barramento analisado, a diretriz de despacho de 100% da potência instalada dos geradores existentes na barra avaliada foi respeitada [6], enquanto que a geração presente nos demais barramentos seguiu com o despacho dos casos de referência, tendo sido o balanço de carga atendido pelo o restante das usinas do caso, despachadas conforme o preço da fonte. Evidentemente, para as análises que envolveram geração simultânea adicional (subáreas e áreas), a diretriz mencionada foi respeitada ou não, a depender da análise requerida, todavia mantendo as premissas para ambas as situações (metodologia com número reduzido de cenários severos de carga e geração x metodologia proposta com número de cenários expandidos). Em conclusão, os casos de referência das duas situações comparativas se diferenciarão apenas pela diferença de despacho das máquinas, a qual é consequência direta da consideração de cenários com valores de carga horários e também perfil de geração eólica observado por hora.

Assim, para a primeira análise, foram realizadas simulações com diversas combinações, utilizando os cenários construídos a partir das premissas expostas abaixo e com a aplicação do critério N-1, ou seja, avaliou-se o desempenho da rede elétrica quando da perda de cada elemento do sistema nos cenários de referência. As combinações se basearam nas diretrizes fornecidas em [6]. Foram montados 3 cenários de referência considerados críticos e adequados para esse tipo de estudo, a saber:

- Cenário com plantas eólicas com perfil característico de produção de litoral da região Nordeste despachadas a 70% da potência instalada e plantas eólicas com perfil de característico de produção do interior da região Nordeste despachadas a 80% e patamar de carga leve;
- Cenário com plantas eólicas com perfil característico de produção de litoral da região Nordeste despachadas a 75% da potência instalada e plantas eólicas com perfil de característico de produção do interior da região Nordeste despachadas a 80% e patamar de carga médio;
- Cenário com plantas eólicas despachadas a 40% e patamar de carga médio;

Posteriormente, para a segunda análise, realizou-se um amplo número de simulações, com 720 horas, ou seja, com 720 casos de referência, emulando-se uma janela de 1 mês de análise, onde foi utilizado o critério N-1. Foi considerada a variação horária da carga. Em cada uma das simulações, obteve-se um valor

de máxima injeção adicional possível. Considerando a taxa de falha λ_p e tempo médio de reparo r das linhas de transmissão, é possível realizar o cálculo da sua probabilidade de falha [7].

Finalmente, sendo conhecida a probabilidade de ocorrência de determinado cenário, com sistema íntegro ou em contingência, pode-se inferir uma probabilidade de ocorrência de máxima injeção adicional por cenário. Além disso, é possível definir um valor de margem no qual, acima dele, existe uma baixa probabilidade de rejeição de geração com base nos cenários avaliados. Ou seja, se houver um despacho acima da margem escolhida e uma condição sistêmica de fluxos semelhantes aos avaliados nesta análise, pode ocorrer corte de geração vendida no futuro, com uma probabilidade de 1% de chance, valor adotado nas simulações realizadas neste trabalho.

De posse de todos os valores de máxima injeção adicional, em cada cenário de operação, foi necessário definir um valor de margem para cada análise, seja de barramento, de subárea ou de área, com probabilidade de 1% de rejeição de geração, conforme mostra a figura 3 para a barra 21. A área destacada em preto corresponde a cenários com geração menor que 335 MW nos quais haveria necessidade de corte de geração, por não atender às restrições elétricas de tensão e/ou carregamento das linhas de transmissão. A área retangular, limitada pela região abaixo da reta laranja (exceto a parte destacada em preto) corresponde a uma probabilidade de ter 99% dos cenários de operação com geração menor que 335 MW atendidos.

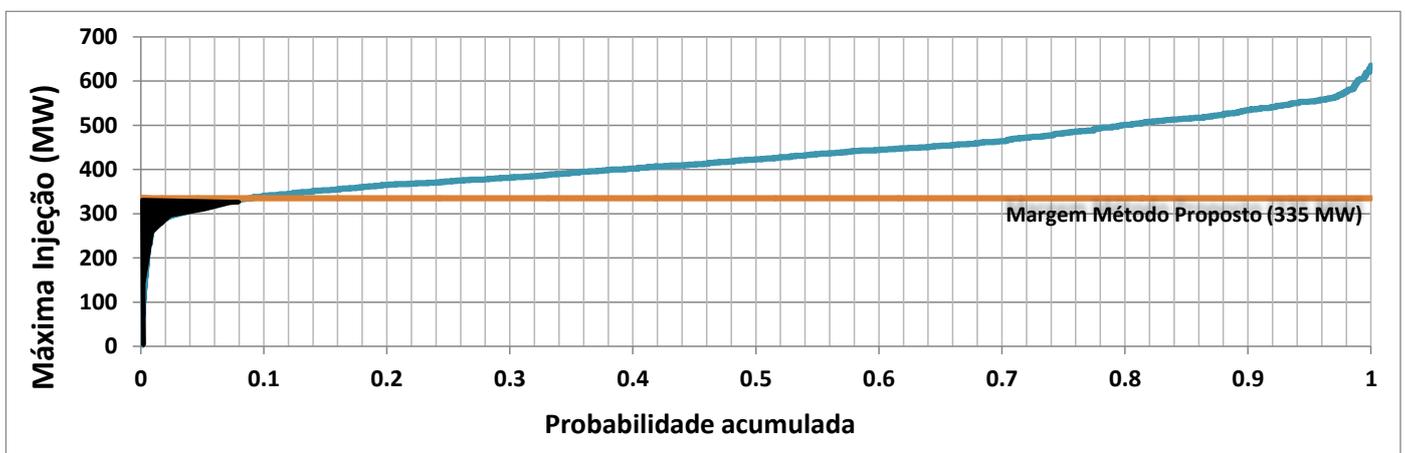


Figura 3 - Margem Barra 21

Os resultados encontrados para as duas análises estão sintetizados na tabela 1, de forma comparativa:

Tabela 1 - Resultados das análises

GRUPO AVALIADO	TIPO ANÁLISE	CAPACIDADE DE ESCOAMENTO REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)		GANHO
		MÉTODO TRADICIONAL	MÉTODO PROPOSTO	
BARRA 21	BARRAMENTO	≤ 135	≤ 335	248%
BARRA 22	BARRAMENTO	≤ 165	≤ 364	221%
BARRA 16	BARRAMENTO	≤ 185	≤ 386	209%
BARRA 13	BARRAMENTO	≤ 240	≤ 308	128%
BARRA 23	BARRAMENTO	≤ 290	≤ 439	151%
BARRA 21 + BARRA22 + BARRA 16	SUBÁREA	≤ 135	≤ 362	268%
BARRA 13 + BARRA 23	SUBÁREA	≤ 240	≤ 324	135%
BARRA 21 + BARRA22 + BARRA 16 + BARRA 13 + BARRA 23	ÁREA	≤ 210	≤ 423	201%

Vale salientar o aumento de margem alcançado a partir da metodologia proposta. Na figura 4, é possível visualizar o ganho obtido no aumento de margem, para a subárea formada pelas barras 21, 22 e 16, para fins elucidativos. A área destacada em preto corresponde a cenários de operação com geração total da subárea 1 menor que 362 MW nos quais haveria com probabilidade de 1% de rejeição de geração, por não atender às restrições elétricas de tensão e/ou carregamento das linhas de transmissão. A área retangular, limitada pela região abaixo da reta laranja (exceto a parte destacada em preto) corresponde a uma probabilidade de ter 99% dos cenários de operação com geração total da subárea 1 menor que 362 MW atendidos. A área hachurada amarela entre a reta laranja e a reta verde escura corresponde ao ganho que se obteve no valor da margem de escoamento.

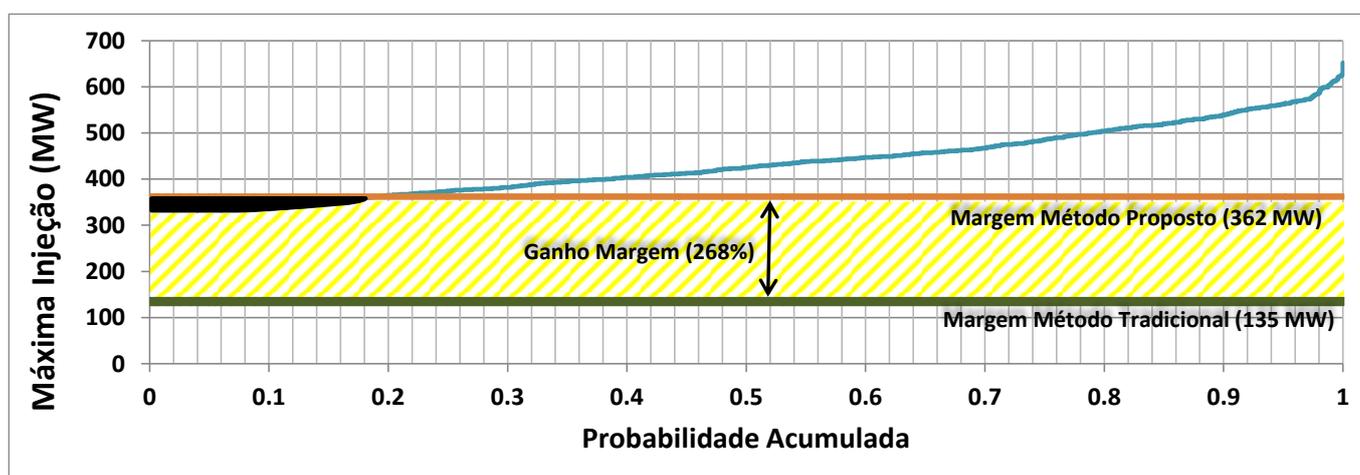


Figura 4 - Margem Subárea Barras 21, 22 e 16



5. CONCLUSÕES

Os resultados apresentados nesse trabalho demonstraram que a probabilidade de ocorrência de cenários severos, em relação a um total de conjunto de cenários críticos ampliado, é mínima, caso se defina um valor de margem ainda conservador, mas ainda acima dos valores de margem de escoamento determinados a partir da análise feita com poucos cenários de carga e geração considerados críticos.

Além disso, mesmo na análise tradicional, um valor de margem de escoamento definido no estudo e considerado conservador está associado a uma probabilidade de ocorrência não facilmente identificável, de maneira que em uma expansão de quantidade de cenários, foi possível observar que existem valores ainda mais restritivos que os calculados em uma análise com poucos cenários de carga e geração considerados severos.

Cumprir destacar, mais uma vez, que os ganhos observados nos valores de margens de escoamento possuem um viés ainda conservador, pois se considera que a geração adicional estará gerando com sua potência instalada nominal futura, em cada hora, o que, em termos práticos, pode ser ineficaz, resultando em uma reserva remanescente maior ao sistema e que não foi contabilizada nessas análises.

Finalmente, pode-se concluir que o estudo de caso avaliado, ao aplicar uma metodologia de expansão de cenários de referência, com uma abordagem probabilística, apresenta uma alternativa de aumento da margem de escoamento para futuros leilões de energia, na modalidade pertinente, baseada em um critério de baixa expectativa de rejeição de geração, a ser definido, e de uso ótimo de uma rede de transmissão considerada, permitindo possivelmente o acesso de fontes mais baratas e competitivas em pontos do sistema elétrico com recursos energéticos de alta qualidade.

6. REFERÊNCIAS

- [1] N. Etherden, M. Bollen, S. Ackeyby and O. Lennerhag, "The transparent hosting-capacity approach—overview, applications and developments," in Int. Conf. Exhib. Electr. Distrib., Jun. 2015.
- [2] G. Hamoud, "Assessment of available transfer capability of transmission systems", IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 27-32, Feb. 2000.



- [3] J. Revuelta, J.C. Fernandez, J.L. Fernandez, “Large scale integration of renewable energy sources in the Spanish power system. Curtailment and market issues”, in Int. Conf. on the Energy Market, Florence, 2011.
- [4] A. Wood and B. Wollemborg, “Power Generation Operation and Control”, John Wiley & Sons, 2nd Edition, 1996.
- [5] C. Grigg et al., "IEEE reliability test system—1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- [6] NT ONS 0142/2017 - EPE-DEE-RE-091/2017, “LEN A-4/2018: Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG”.
- [7] R. Billinton and R. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Plenum Press, 2nd Edition, 1996.