

METODOLOGIA PROBABILÍSTICA PARA TARIFICAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO CONTINGÊNCIAS NA REDE ELÉTRICA

JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA, RODOLPHO LOPES LIMA

*Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá
Av. BPS, 1303 – CEP 37.500-903, Itajubá, MG – Brasil*

costa@unifei.edu.br, rodolphollima@gmail.com

ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA

*Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Rua Marquês de São Vicente, 225 – CEP 22451-900, Rio de Janeiro, RJ – Brasil*

armando@ele.puc-rio.br

Abstract — This work presents a new probabilistic methodology for transmission system pricing in electricity markets. The proposed algorithm inserts a nodal transmission pricing scheme in a Monte Carlo simulation environment, which allows analyzing the behavior of transmission charges under contingencies of generators, lines, and transformers. The aim is to calculate an equivalent tariff for each market participant, accounting for different ways of using the transmission network and its probabilities of occurrence. The proposed method is implemented in a computational program using MATLAB platform, and applied to the IEEE Reliability Test System. Several numerical examples are performed and the obtained results are properly discussed.

Keywords — Contingencies, Monte Carlo simulation, transmission tariffs.

Resumo — Este trabalho apresenta uma nova metodologia probabilística para precificação do uso de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica. O algoritmo proposto consiste na inserção de um método de tarifação nodal em ambiente de simulação Monte Carlo, o que permite analisar o comportamento dos encargos de transmissão em situações que envolvem contingências de geradores, linhas e transformadores. O objetivo é calcular uma tarifa equivalente para cada participante do mercado, levando em consideração as diferentes formas de utilização da rede de transmissão e suas probabilidades de ocorrência. A metodologia proposta é implementada em um programa computacional em plataforma MATLAB e aplicada ao IEEE Reliability Test System. Diversos exemplos numéricos são realizados, e os resultados obtidos são detalhadamente discutidos.

Palavras-chave — Contingências, simulação Monte Carlo, tarifa de transmissão.

1 Introdução

O sistema de transmissão desempenha um papel fundamental para o funcionamento dos mercados de energia elétrica, e sua tarifação afeta diretamente os custos de agentes de geração e consumo, que devem ratear as despesas de operação e manutenção da rede, além de garantir investimentos para sua expansão. As metodologias de alocação de custos podem ser divididas em três grupos (Saraiva et al., 2002): (i) métodos que traduzem comportamentos médios; (ii) métodos incrementais, e; (iii) métodos marginais.

No grupo (i), os custos são alocados na proporção de variáveis regulatórias, e.g., potência gerada, consumida e energias transmitidas. A técnica *pro rata* ou selo postal, descrita em Kirschen e Strbac (2004), é uma das mais difundidas por sua simplicidade e facilidade de implementação. Por outro lado, é incapaz de identificar o uso da rede pelos participantes. Outro método pertencente a este grupo é denominado MW-milha. Discutido em referências como Lima (1996) e Nojeng et al. (2014), o método MW-milha promove a alocação de custos considerando o montante da transação e a distância entre os pontos de injeção e retirada de potência.

Os métodos de (ii) sobrepõem transações a um caso-base inicialmente estabelecido. O custo associado a cada nova transação incluída equivale à diferença entre os custos do sistema na presença e na ausência da mesma. Contudo, a dependência dos resultados

com relação à sequência de inclusão das transações introduz um indesejável caráter discriminatório no processo de alocação dos custos.

Os métodos de (iii) provêm uma alocação compatível com o uso eficiente da rede. Os sinais econômicos fornecidos por custos marginais, como tratado em Caramanis et al. (1982), têm justificado a aplicação desses métodos em muitos países. A referência Li et al. (2013) inclui custos marginais de curto prazo na alocação de custos de transmissão, de modo a considerar os efeitos do congestionamento das redes.

Há, no entanto, métodos que não se enquadram nos grupos anteriores. El Ela e El-Sehiemy (2009) utilizam o conceito de injeção equivalente bilateral, que se baseia no princípio de que cada gerador fornece uma fração predefinida da potência de cada carga, e cada carga recebe uma fração predefinida da potência de cada gerador. Essa premissa não fere as leis da teoria de circuitos, embora não se justifique tecnicamente. Conejo et al. (2007) propõe um método para identificar como as correntes injetadas nas barras contribuem para os fluxos de potência nos circuitos. Utiliza-se a modelagem de rede AC e o custo total é dividido entre geração e carga na proporção do uso que estes fazem da rede, de acordo com a potência complexa. O método de Aumann-Shapley e a teoria de circuitos (Molina et al. 2013) são utilizados para determinar as responsabilidades individuais de geradores e cargas sobre as correntes de cada elemento de transmissão e fazer a alocação de seus custos.

No setor elétrico brasileiro, a alocação do custo total do sistema transmissão, denominado RAP – Receita Anual Permitida, é atualmente feita pela metodologia Nodal, definida em ANEEL (1999). A metodologia se baseia no cálculo de tarifas por barra, considerando a localização elétrica do agente na rede de transmissão e a magnitude de sua injeção de potência. Trata-se da combinação entre um método marginal e o selo postal, visando a uma sinalização econômica coerente e a remuneração total da RAP.

Um projeto estratégico de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resultou na proposta da metodologia TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, detalhada em ANEEL (2011), com a intenção de generalizar e aprimorar os sinais econômicos providos pela metodologia Nodal. Os trabalhos Lima (2012), Leite da Silva et al. (2013), Costa et al. (2017) e Dornellas (2017) apresentam desenvolvimentos subsequentes, com aplicação em mercados interligados, consideração de múltiplos despachos e condições hidrológicas, sempre tomando a metodologia TUST como base.

O método apresentado neste trabalho resulta de Lima (2018), e consiste na inserção da metodologia TUST no ambiente de simulação Monte Carlo não sequencial, tendo por objetivo fornecer tarifas sensíveis às contingências dos equipamentos de geração e transmissão, como detalhado nas seções seguintes.

2 Metodologia TUST

2.1 Tarifa Nodal

A tarifação nodal foi elaborada com a reestruturação do sistema inglês em 1991, e consiste na combinação entre um método marginal de longo prazo e o selo postal, para alocar o custo total da transmissão entre agentes geradores e consumidores em função de seus montantes de potência e localização na rede.

A tarifa nodal mede o impacto da variação marginal da injeção de potência ativa de uma barra sobre o custo de uso da transmissão. A tarifa de uma barra j em um período de apuração T pode ser escrita como:

$$\pi_j = \frac{\partial \text{CTU}}{\partial P_j} \quad (1)$$

onde CTU é o custo da parcela utilizada da rede em $\$/T$ e P_j é a potência ativa injetada na barra j em MW. Considerando o modelo de fluxo de carga DC, a tarifa da barra j pode ser calculada por:

$$\pi_j = \sum_{i=1}^n \frac{\text{CT}_i}{f_i} \times \beta_{ij} \quad (2)$$

onde CT_i é o custo do circuito i em $\$/T$; f_i é a capacidade do circuito i em MW; β_{ij} é a sensibilidade do fluxo no circuito i em relação à injeção da barra j , e n é o número de circuitos. Na modelagem utilizada, as perdas em cada circuito são representadas por cargas fictícias conectadas às suas barras terminais, tal como detalhado em Leite da Silva et al. (2013).

O custo total do sistema de transmissão (CTT) corresponde à soma dos custos de todos os circuitos da rede. No Brasil, o CTT corresponde à RAP, i.e.

$$\text{CTT} = \sum_{i=1}^n \text{CT}_i = \text{RAP} . \quad (3)$$

O custo da parcela utilizada da transmissão pode ser expresso, em forma matricial, por:

$$\text{CTU} = \pi \times P \quad (4)$$

onde

$$\pi = \text{CT} \times D \times \beta \quad (5)$$

é o vetor de dimensão $(1 \times nb)$ com as tarifas nodais das nb barras do sistema. Em (4) e (5), tem-se que P é o vetor de dimensão $(nb \times 1)$ de potência injetada em MW; CT é o vetor de dimensão $(1 \times n)$ dos custos dos circuitos em $\$/T$; D é a matriz diagonal de dimensão $(n \times n)$ com o inverso das capacidades dos circuitos, e β é a matriz de dimensão $(n \times nb)$ com as sensibilidades dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência nas barras.

2.2 Ajuste das Tarifas

A necessidade de se adotar uma barra como referência angular para o cálculo do fluxo de potência e a montagem da matriz de sensibilidades β faz com que as tarifas obtidas por (5) sejam dependentes da escolha da barra de referência, que, em princípio, é arbitrária. Isto é indesejável em um método de tarifação, pois compromete a sua imparcialidade. No entanto, a influência da escolha da barra de referência pode ser eliminada ao se incluir o seguinte ajuste às tarifas, como detalhado em Lima (2012):

$$m = \frac{1}{G + C} \times \pi \times (PG + PC) \quad (6)$$

onde G e C são, respectivamente, os montantes totais de geração e carga em MW; e PG e PC são vetores de dimensão $(n \times 1)$ com a geração e a carga de cada barra em MW. Somando-se o ajuste calculado por (6) com as tarifas calculadas por (5), obtêm-se as “tarifas com ajuste” que independem da escolha da barra de referência e alocam o CTU meio a meio entre geração e carga. Se a referência for trocada, serão obtidas novas tarifas por (5) e um novo ajuste por (6), mas sua soma será preservada. Portanto, as tarifas com ajuste dependem apenas da topologia e dos parâmetros da rede, além do ponto de operação (despacho e carga) considerado para efeito de tarifação.

O uso do ajuste corresponde à especificação de uma referência virtual, responsável pela absorção da variação marginal de potência injetada em cada barra, no cálculo da matriz β . Ressalta-se que o ajuste aplicado na metodologia TUST possui diferenças com relação ao ajuste usado na metodologia Nodal do setor elétrico brasileiro, como tratado detalhadamente em ANEEL (2011).

2.3 Recuperação do Custo Total da Transmissão

As tarifas nodais determinadas na Seção 2.2 são capazes de recuperar o CTU. Contudo, em função de critérios de planejamento e confiabilidade, a rede de transmissão deve manter uma margem excedente em relação aos fluxos de potência do ponto de operação considerado. Para recuperar o custo total da transmissão (CTT), a metodologia TUST propõe o rateio, via selo, da diferença entre esses custos, dada por:

$$CTN = CTT - CTU. \quad (7)$$

A parcela CTN representa o custo da capacidade não utilizada da rede. Assim, os encargos assumidos pelo gerador e a carga de uma barra j , referentes ao CTN, são calculados, respectivamente, por:

$$EG_j^{CTN} = \frac{PG_j^{inst}}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i^{inst}} \times (CTN / 2) \quad (8)$$

$$EC_j^{CTN} = \frac{PC_j}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i} \times (CTN / 2). \quad (9)$$

Em (8) e (9), utilizam-se as proporções da geração instalada e pico de carga para ratear metade do CTN entre os geradores e metade entre as cargas. Os encargos totais do gerador e da carga da barra j são a soma de seus encargos referentes ao CTU e CTN, i.e.

$$EG_j^{CTT} = EG_j^{CTU} + EG_j^{CTN} \quad (10)$$

$$EC_j^{CTT} = EC_j^{CTU} + EC_j^{CTN}. \quad (11)$$

2.4 Alocações Negativas

A ocorrência de atribuições negativas consiste no pagamento a alguns participantes pelo uso da rede em função de sua localização eletro-geográfica no sistema. A “boa localização” do participante ocorre para cargas em áreas geradoras e geradores em centros de consumo. Tais sinais econômicos se mostram coerentes, pois penalizam ou incentivam geradores e cargas de acordo com a região em que se encontram.

No entanto, a manutenção de participantes com alocações negativas faz com que o encargo total pago seja maior que o CTT. Se for desejado eliminar as alocações negativas, deve-se identificar o encargo negativo total por classe (geração e carga) e alocar este valor entre os demais participantes; e.g., via selo. Assim, participantes que receberiam incentivos, ficam com encargos nulos, enquanto os demais obtêm uma redução em seus encargos originais.

2.5 Tarifas Finais

Uma vez definido o encargo total a ser atribuído a um participante, pode-se dividi-lo por uma potência de referência, e.g., geração instalada ou pico de carga, resultando na sua tarifa de transmissão. Para o gerador e a carga de uma barra j , tem-se, então:

$$\pi_j^{Final,G} = \frac{EG_j^{CTT}}{PG_j^{Inst}} \quad (12)$$

$$\pi_j^{Final,C} = \frac{EC_j^{CTT}}{PC_j}. \quad (13)$$

As tarifas finais em \$/(MW.T) indicam o custo por MW de carga ou geração instalada, pelo uso e disponibilidade da transmissão no período de apuração T .

3 Simulação de Contingências

3.1 Avaliação de Confiabilidade

A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência é feita em níveis hierárquicos (NH). No NH0, proposto em Leite da Silva et al. (1989), representa-se o sistema de geração sem falhas, de modo a considerar apenas o problema de suprimento energético. O NH1 considera as indisponibilidades dos geradores, mas ignora as limitações da transmissão. São obtidos índices como valor esperado de potência não suprida (EPNS – *Expected Power not Supplied*), probabilidade de perda de carga (LOLP – *Loss of Load Probability*) e índices de frequência e duração, calculados analiticamente, sem grande esforço computacional.

O NH2, também denominado confiabilidade composta, incorpora as falhas e limitações de carregamento da rede de transmissão. Por envolver um maior número de variáveis aleatórias, avaliações de fluxo de potência e modelagem de medidas corretivas, a análise torna-se mais complexa, necessitando recorrer a métodos de simulação, já que os analíticos exigiriam um grande aumento do esforço computacional. Com a representação da rede de transmissão, os índices podem ser calculados de forma individual por área e por barra.

Por fim, no NH3, inclui-se aos sistemas de geração e transmissão, a rede de distribuição. Por resultar em um problema de grande dimensão e complexidade, a confiabilidade dos sistemas de distribuição é usualmente analisada de forma separada.

3.2 Representação por Espaço de Estados

A análise de confiabilidade composta está baseada em duas representações distintas: por espaços de estados e cronológica. Na representação de espaço de estados, adotada neste trabalho, os componentes de um sistema de potência, como geradores, linhas de transmissão e transformadores podem ser encontrados em diversos estados, como ilustrado no modelo Markoviano de dois estados da Fig. 1.

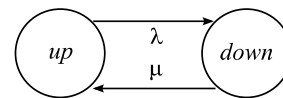


Fig. 1. Modelo Markoviano de dois estados.

No estado *up* o componente está disponível, e, no estado *down*, ele fica indisponível, i.e., em reparo. As taxas de falha e reparo, designadas por λ e μ , são

calculadas a partir do histórico de operação do componente. Em Billinton e Allan (1992), mostra-se que a disponibilidade (probabilidade de funcionamento) e a indisponibilidade (probabilidade de falha) de um componente de dois estados podem ser calculadas, respectivamente, por:

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (14)$$

$$U = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (15)$$

Cada possível estado de um sistema com m componentes pode ser representado por um vetor $X = (x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_m)$, onde x_k é o estado do componente k , com probabilidade $P(x_k)$. A união de todos os estados corresponde ao espaço de estados S . Conhecendo-se o estado de cada componente k , pode-se calcular $P(X)$, i.e., a probabilidade de ocorrência do estado X do sistema. Se os componentes apresentarem falhas estatisticamente independentes, então:

$$P(X) = \prod_{k=1}^m P(x_k) \quad (16)$$

A avaliação de cada estado pode ser feita através de uma função-teste $F(X)$, verificando se a configuração de geradores e circuitos selecionada é capaz de atender à carga. Como X é um vetor aleatório, $F(X)$ será uma variável aleatória, com valor esperado dado por:

$$E(F) = \sum_{X \in S} F(X) \times P(X) \quad (17)$$

Cada índice de confiabilidade poderá ser calculado pelo valor esperado de uma função-teste apropriada. Por exemplo, para os índices LOLP e EPNS, têm-se as seguintes funções-testes:

$$F_{LOLP}(X) = \begin{cases} 0, & \text{se } X \text{ é estado de sucesso} \\ 1, & \text{se } X \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (18)$$

$$F_{EPNS}(X) = \begin{cases} 0, & \text{se } X \text{ é estado de sucesso} \\ \Delta P, & \text{se } X \text{ é estado de falha.} \end{cases} \quad (19)$$

Um estado é considerado de falha quando implica um corte de carga. Em (18) e (19), ΔP representa o total de carga cortada no estado X , em MW.

A análise de confiabilidade composta pode ser feita com base nos seguintes passos:

1. Selecionar os estados operativos dos equipamentos e níveis de carga por enumeração ou simulação Monte Carlo não sequencial;
2. Analisar o sistema via fluxo de carga AC ou DC. Se houver violação de limites operativos, tomar medidas corretivas como redespacho, ajuste de tensão em barras e corte de carga. O cálculo das funções-testes é feito neste passo;
3. Calcular os índices de confiabilidade através dos valores esperados das funções-testes;
4. Verificar a precisão da estimativa $E(F)$. Se for aceitável, encerra-se o processo. Caso contrário, deve-se retornar ao Passo 1.

3.3 Seleção do Estado do Sistema

A seleção por enumeração de estados é adequada somente quando há um número reduzido de cenários prováveis. O método tem por objetivo analisar todos os estados $X \in S$, porém, isto se torna inviável com o aumento da dimensão do sistema, já que o número de estados cresce de maneira exponencial com o número de elementos do vetor X .

De acordo com Melo et al. (1992), a simulação Monte Carlo não sequencial constitui a forma mais eficiente para a seleção de estados em grandes sistemas de potência. Por esse método, os estados dos componentes são amostrados com base em sua distribuição de probabilidade. No modelo Markoviano da Fig. 1, por exemplo, conhecendo-se as taxas de falha e reparo, é possível calcular as probabilidades de funcionamento (disponibilidade) e falha (indisponibilidade) por (14) e (15). O estado do componente é então definido pela amostra de uma distribuição uniforme $U[0,1]$. Se o número sorteado for menor que a indisponibilidade, o componente é considerado falhado (i.e., em reparo), e, caso contrário, em operação. Fazendo a amostra para cada componente, determina-se o vetor X , e, em seguida, analisa-se o estado e calculam-se as funções-testes $F(X)$. Este procedimento é repetido um grande número de vezes para permitir estimar $E(F)$ como a média dos valores encontrados em todos os estados amostrados, i.e.

$$\tilde{E}(F) = \frac{\sum_{i=1}^{NS} F(X_i)}{NS} \quad (20)$$

onde NS é o número de vezes que o estado do sistema foi sorteado, i.e., o número de simulações realizadas. Como $F(X)$ é uma variável aleatória, sua média amostral, determinada por (20), também é uma variável aleatória, cuja variância é calculada por:

$$\tilde{V}[\tilde{E}(F)] = \frac{\tilde{V}(F)}{NS} \quad (21)$$

onde $V(F)$ é a variância de $F(X)$. Em (21), observa-se que a precisão da estimativa tende a melhorar com o aumento do número de simulações. A incerteza deste processo é representada pelo coeficiente de variação β , dado por:

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}[\tilde{E}(F)]}}{\tilde{E}(F)} \times 100\% \quad (22)$$

É usual interromper a simulação quando o coeficiente de variação β atinge valores como 5% ou 1%.

3.4 Análise do Estado do Sistema

Depois de selecionar o estado do sistema, deve-se verificar se os limites operativos são satisfeitos e a carga é atendida na configuração amostrada. Devido ao grande número de estados a serem analisados, é comum utilizar a modelagem linearizada das equações que descrevem o comportamento do sistema em regime permanente (fluxo de carga DC). Comparado

à modelagem não linear (fluxo de carga AC), o modelo linear é mais simples e rápido, já que não exige convergência. Contudo, este não permite a avaliação de perfis de tensão e potência reativa. Se for constatada alguma violação operativa, medidas corretivas são acionadas utilizando-se algoritmos de otimização. Neste trabalho, realiza-se inicialmente redespacho de geração, e, em último caso, corte de carga. Em estudos de confiabilidade, o corte de carga tem importância fundamental, pois é diretamente ligado aos índices de desempenho que se deseja calcular.

3.5 Metodologia Proposta

A metodologia proposta combina o algoritmo de confiabilidade composta e a metodologia TUST para analisar a influência das contingências de geração e transmissão sobre os encargos e tarifas de transmissão de geradores e cargas. Os passos a seguir descrevem a estrutura do programa desenvolvido em plataforma MATLAB, em Lima (2018):

1. *Leitura dos dados:* Inicialmente, o programa faz a leitura dos arquivos que contêm todos os dados referentes à geração, carga, circuitos e parâmetros utilizados para seleção e controle das simulações, despacho e análises desejadas, e.g., tipos de falhas a considerar, critério de eliminação de alocações negativas etc.;
2. *Despacho econômico do caso-base:* Em seguida, realiza-se a análise de despacho econômico, via programação linear, do sistema intacto, i.e., com todos os circuitos e geradores em operação. Esta situação é denominada “caso-base”;
3. *Encargos do caso-base:* Após a determinação do despacho, realiza-se o cálculo de encargos e tarifas nodais. Os resultados obtidos neste passo serão utilizados para comparação com os obtidos nas simulações que consideram contingências;
4. *Seleção do estado do sistema:* Nesta fase é feito o sorteio dos equipamentos que estão operando e falhados, de acordo com sua disponibilidade;
5. *Ajuste do caso selecionado:* Realiza-se o despacho ótimo do caso sorteado, considerando as falhas dos equipamentos. Nesse ponto verificam-se as possíveis situações:
 - Geração maior que a carga: os despachos dos geradores são definidos por ordem de mérito;
 - Geração inferior à carga: as cargas são cortadas em todas as barras na proporção de sua contribuição para a carga total;
 - Sobrecarga em circuitos: os cortes de carga são feitos localmente, utilizando-se um algoritmo de Programação Linear (PL);
 - Ocorrência de ilhamento: se uma parte do sistema ficar isolada em função das contingências, o caso é, por simplicidade, descartado, não entrando no cálculo das tarifas. Casos de ilhamento e descartados por problema de não convergência do PL são contabilizados para o posterior cálculo do percentual de aproveitamento dos casos simulados;

6. *Cálculo de tarifas:* Uma vez ajustado o caso, são calculados os encargos e as tarifas dos agentes, observando-se as seguintes premissas:
 - Se um circuito estiver indisponível, seu custo total será incluído na parcela CTN, de modo a não alterar o custo total da transmissão;
 - Se um gerador estiver indisponível, ele participará apenas do rateio da parcela CTN, pois não injeta potência no sistema de transmissão no caso amostrado, e, consequentemente, não contribui para a parcela CTU.

7. *Verificação da convergência:* Feito o cálculo de tarifas e encargos para o caso atual, calculam-se os índices de confiabilidade e verifica-se a possibilidade de encerrar a simulação. No programa, foram utilizados dois critérios de parada:
 - Quando o coeficiente de variação β do índice EPNS é menor que um valor definido nos parâmetros de entrada do programa, ou;
 - Quando o número máximo admissível de simulações é atingido.

8. *Análise das simulações:* Encerrada a simulação, tem-se disponível uma grande quantidade de resultados de encargos para os geradores e cargas, obtidos durante a análise das contingências. Com isso, é possível analisar estatisticamente as tarifas e organizá-las em histogramas.

A próxima seção apresenta exemplos numéricos com o *IEEE Reliability Test System* (IEEE RTS), cujos dados elétricos e os parâmetros de confiabilidade são encontrados em IEEE (1979).

4 Aplicações

4.1 Descrição do Sistema

O IEEE RTS possui 24 barras, 38 circuitos e 32 geradores divididos em 14 usinas. A capacidade total instalada é de 3405 MW, e o pico anual de carga é de 2850 MW. Como visto na Fig. 2, o sistema tem uma área de 138 kV, que compreende as barras numeradas de 1 a 10, e uma área de 230 kV com as restantes. A Tabela 1 apresenta os totais de geração instalada e carga por área, onde se pode observar que a área de 138 kV precisa importar potência da área de 230 kV para que sua carga seja atendida.

Tabela 1. Geração e Carga por Área.

Área	Geração (MW)	Carga (MW)	Balanço (MW)
138 kV	684,00	1332,00	-648,00
230 kV	2721,00	1518,00	1203,00
Total	3405,00	2850,00	555,00

Como o IEEE RTS não tem dados sobre tarifação da transmissão, adotou-se o custo de 1\$/MW de capacidade. Por exemplo, uma linha de transmissão de 500 MW de capacidade implica um custo de 500 \$/ano a ser pago pelos geradores e cargas do sistema. Assim, pode-se determinar que CTT = 14.600,00 \$/ano.

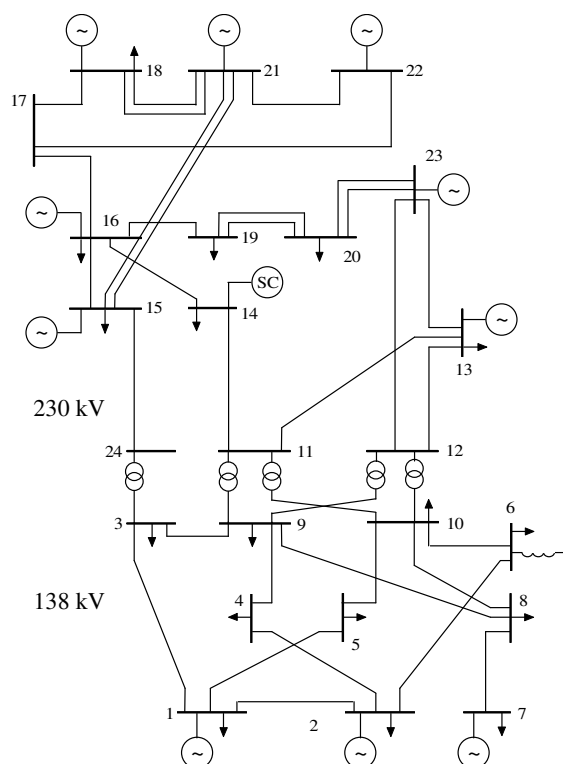


Fig. 2. IEEE RTS.

4.2 Aplicações Iniciais

As aplicações realizadas nesta seção consideram o sistema com todos os geradores, linhas de transmissão e transformadores disponíveis. Analisam-se os três casos-bases da Tabela 2, onde FC corresponde ao fator de carregamento, i.e., o valor que multiplica a carga e a geração originais, de modo a estressar a rede de transmissão. Assim, são obtidas duas variantes do IEEE RTS, denominadas *IEEE Modified Reliability Test System* (IEEE MRTS 1,2 e 1,5).

Tabela 2. Aplicações com o sistema intacto.

Caso	FC	Descrição do Caso
A	1	Caso-base - IEEE RTS
B	1,2	Caso-base - IEEE MRTS 1,2
C	1,5	Caso-base - IEEE MRTS 1,5

Tabela 3. Encargos (\$/ano) das barras 7 e 18 com o sistema intacto.

Barra	Caso A	Caso B	Caso C
7 (G)	64,18	0,00	0,00
7 (C)	714,40	782,28	874,15
18 (G)	1252,87	1303,39	1367,55
18 (C)	0,00	0,00	0,00

A Tabela 3 apresenta os encargos em \$/ano dos participantes de geração e consumo das barras 7 (na área importadora) e 18 (na área exportadora). Observe que ao se elevar o carregamento da transmissão, o encargo do gerador da Barra 7 diminui (chegando a se anular nos casos 2 e 3), enquanto o encargo do gerador da Barra 18 aumenta. Esta sinalização econômica indica que, por estar numa área importadora de potência, o gerador da Barra 7 alivia a rede de

transmissão, enquanto o gerador da Barra 18 tende a aumentar o uso deste sistema. Ressalta-se que nos casos B e C, o encargo do gerador da Barra 7 é originalmente negativo, mas ao se aplicar o procedimento de eliminação de alocações negativas, este fica com encargo nulo.

Para a carga, tem-se um comportamento análogo, i.e., o aumento no carregamento da transmissão faz com que a carga da Barra 7 seja penalizada por estar em uma área consumidora. Por outro lado, como a carga da Barra 18 está numa área exportadora, seus encargos resultaram sempre nulos em função da eliminação de alocações negativas.

A Fig. 3 ilustra o comportamento das parcelas CTU e CTN em função do carregamento da rede. Note que o uso mais intenso da transmissão imposto pelo fator de carregamento causa a elevação do CTU e a redução do CTN, já que o CTT permanece constante. A Fig. 4 mostra para o Caso A (IEEE RTS) os encargos totais dos geradores e cargas, discriminados por área. Note que os maiores custos são alocados entre os geradores da área exportadora (230 kV) e as cargas da área importadora (138 kV), identificados pela metodologia como os maiores responsáveis pelo uso atual da rede e por sua margem de capacidade disponível. Por fim, observe que o custo total da transmissão (14.600,00 \$/ano) é rateado meio a meio entre a geração e a carga do sistema como um todo.

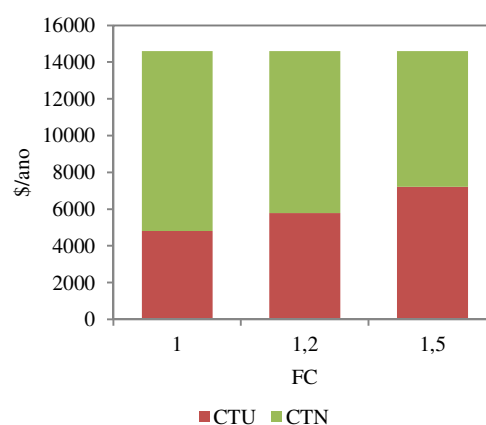


Fig. 3. Comportamento das parcelas CTU e CTN.

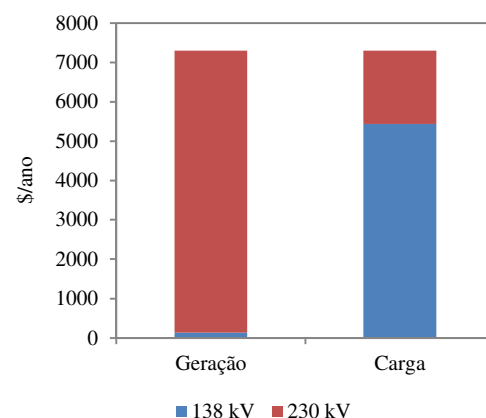


Fig. 4. Encargos totais da geração e carga no Caso A.

Os resultados apresentados mostraram a sinalização econômica coerente provida pela metodologia TUST. Admitiram-se três condições de carregamento, mantendo-se o sistema intacto, com o despacho dos geradores definido por ordem de mérito. Foram produzidos três casos-bases, usados a seguir na comparação com as aplicações que consideram contingências.

4.3 Aplicações com Contingências

A metodologia proposta é aplicada ao IEEE RTS e suas variantes IEEE MRTS 1,2 e 1,5, visando verificar o impacto das falhas nos encargos de transmissão. Os casos analisados são descritos na Tabela 4. Os critérios de parada compreendem $\beta \leq 6\%$ para a EPNS e um limite de 100.000 simulações.

Tabela 4. Aplicações com contingências.

Caso	Contingências	FC
D	Geração	1
E	Transmissão	
F	Geração e transmissão	
G	Geração	1,2
H	Transmissão	
I	Geração e transmissão	
J	Geração	1,5
K	Transmissão	
L	Geração e transmissão	

A Tabela 5 apresenta a média e o desvio-padrão dos encargos relativos ao CTU e CTN atribuídos à geração nos casos D, E, e F, e os compara aos encargos do Caso A (caso-base do IEEE RTS). Para a carga, têm-se valores idênticos, pois os custos são divididos meio a meio entre as duas classes. Note que a soma das médias referentes ao CTU e CTN em cada caso resulta em 7300,00 \$/ano, i.e., metade do CTT. A maioria das simulações demandou até 2 minutos para selecionar cerca de 4000 casos, com aproveitamento superior a 99,96% dos casos amostrados.

Tabela 5. Resultados para geração do IEEE-RTS.

Caso	Encargo Médio (\$/ano)		Desvio-padrão (\$/ano)	
	CTU	CTN	CTU	CTN
A	2414,52	4885,48	-	-
D	2250,88	5049,12	235,50	235,50
E	2401,82	4898,18	14,54	14,54
F	2251,54	5048,46	235,95	235,95

No Caso A, a geração assume um custo de 2414,52 \$/ano, referente à parcela utilizada da rede, enquanto no Caso D, que considera falhas na geração, o valor médio do encargo de uso da rede pela geração é de 2250,88 \$/ano. Essa redução se deve aos cortes de carga em razão das falhas, como mostram os índices de confiabilidade da Tabela 6. Assim, com a redução da geração e carga, os fluxos nos circuitos diminuem, contribuindo para reduzir o uso da transmissão. Consequentemente, a parcela referente ao CTN torna-se maior ao se considerarem as contingências.

Os demais resultados da Tabela 5 mostram que no IEEE RTS as falhas na transmissão exercem pouca influência no CTU. No Caso E, que considera falhas apenas na transmissão, o valor médio do encargo de uso da rede pela geração, 2401,82 \$/ano, é próximo ao do Caso A, de 2414,52 \$/ano, e o desvio-padrão, 14,54 \$/ano, é o menor entre os casos analisados. O Caso F (falhas na geração e transmissão) apresenta valores similares aos do Caso D (falhas só na geração). Além disso, nota-se na Tabela 6, que os valores dos índices LOLP e EPNS relativos ao Caso E são nulos, indicando que na simulação não foram amostradas situações em que falhas na transmissão implicassem cortes de carga.

A Fig. 5 apresenta o histograma do encargo total da carga da Barra 7, obtido na simulação do Caso F. O encargo desta carga varia entre 118,45 e 752,54 \$/ano, com média igual a 585,80 \$/ano, enquanto o valor no caso-base é 714,40 \$/ano.

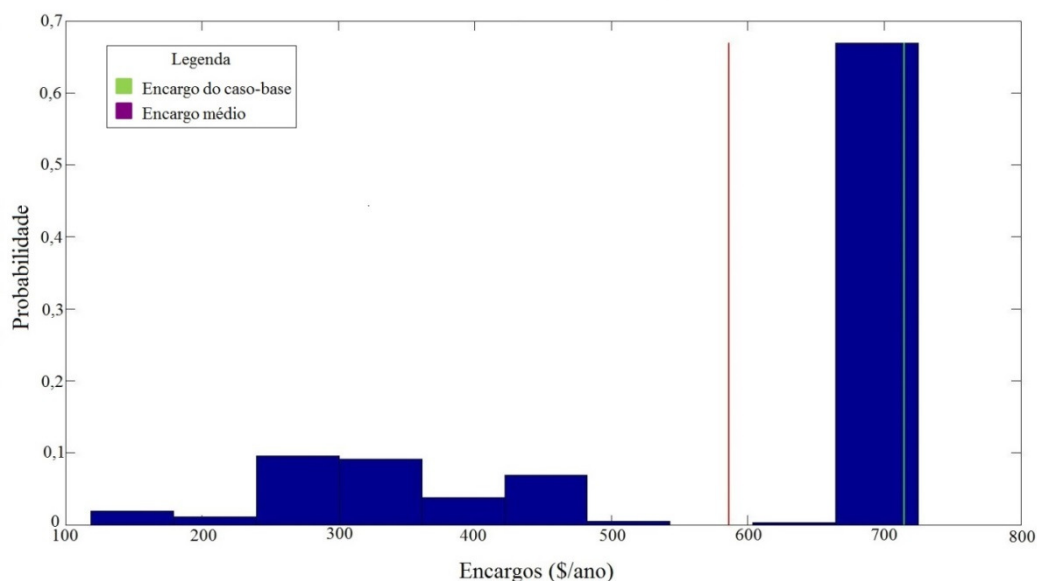


Fig. 5. Histograma do encargo total da carga da Barra 7 no Caso F.

Tabela 6. Índices de confiabilidade.

Caso	FC	LOLP	EPNS (MW)
D	1	0,128557	21,92
E		0,000000	0,00
F		0,128340	21,89
G	1,2	0,135174	30,75
H		0,000000	0,00
I		0,134996	30,74
J	1,5	0,194633	49,31
K		0,001720	0,06
L		0,198566	49,31

Tabela 7. Resultados para geração - IEEE-MRTS 1,2 e 1,5.

IEEE MRTS 1,2		IEEE MRTS 1,5	
Caso	CTU (\$/ano)	Caso	CTU (\$/ano)
B	2898,14	C	3610,12
G	2699,64	J	3365,07
H	2882,44	K	3607,58
I	2700,10	L	3363,34

A variabilidade do encargo vista na Fig. 5 mostra que o uso da rede pelos geradores e cargas depende da condição operativa do sistema, que nas aplicações realizadas é determinada pelas contingências.

Esse resultado mostra que ao se considerar as diferentes formas de utilização da rede, o uso efetivo do sistema de transmissão, que pondera diversos cenários e suas respectivas probabilidades, pode se distanciar do uso observado no caso-base.

Medidas corretivas frente à ocorrência de contingências, como redespatch e cortes de carga, fazem com que os fluxos de potência nos circuitos sofram alterações em relação ao caso-base, o que modifica o posicionamento da referência virtual e, consequentemente, provoca a alteração dos encargos assumidos pelos participantes.

Os resultados da Tabela 7 mostram que, também nos casos G a L (obtidos com a rede estressada), o maior impacto nos encargos de uso da transmissão é exercido pelas contingências na geração. Isso é confirmado pela proximidade entre os encargos do Caso B (caso-base do IEEE MRTS 1,2) e H (IEEE MRTS 1,2 com falhas na transmissão); e entre o Caso C (caso-base do IEEE MRTS 1,5) e K (MRTS 1,5 com contingências de transmissão). Por outro lado, a Tabela 6 evidencia a deterioração dos índices de confiabilidade com a elevação do carregamento da rede.

5 Conclusões

Este artigo analisou o impacto das contingências de unidades geradoras e circuitos sobre a alocação dos custos de transmissão entre os participantes de um mercado de energia elétrica. A metodologia proposta inseriu a metodologia TUST no ambiente de simulação Monte Carlo não sequencial utilizado em avaliação de confiabilidade composta, a fim de modificar o ponto de operação do sistema e verificar o impacto resultante nos encargos de geradores e cargas.

De um modo geral, a metodologia proposta se mostrou adequada para capturar a influência de contingências no processo de tarifação nodal. Ademais, tais impactos são relevantes e poderão ser considerados na tarifação dos sistemas de transmissão existentes.

Referências Bibliográficas

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (1999). Resolução No. 281, 1º de outubro de 1999.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2011). Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento, Tema 3/2008, Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão, Relatórios 1 a 8, 2011.
- Caramanis, M.C., Bohn, R.E., Schweppe, F.C. (1982). Optimal Spot Pricing: Practice and Theory, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 9, pp. 3242–3245.
- Conejo, A.J., Contreras, J., Lima, D.A., Padilha-Feltrin, A. (2007). Zbus Transmission Network Cost Allocation, IEEE T. Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 342–349.
- Costa, J.G.C., Leite da Silva, A.M., Machado Jr. Z.M., Mello, J.C.O., Vieira Filho, X., Lima, R.L., Metodologia de Cálculo de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – A Visão de Mercado e Avanços Sugeridos, SNPTEE, 2017.
- Dornellas, C.R.R. (2017). Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos, Tese de Doutorado, UNIFEI.
- El Ela, A.A.A. e El-Sehiemy, R.A. (2009). Transmission Usage Cost Allocation Schemes, Electric Power Systems Research, Vol. 79, No. 6, pp 926–936.
- Kirschen, D.S. e Strbac, G. (2004). Fundamentals of Power System Economics, Chichester, U.K.: Wiley.
- IEEE APM Subcommittee (1979). IEEE Reliability Test System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, pp. 2047-2054.
- Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C, Lima, L.H.L. (2013). A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 28, no 2, pp. 740-748.
- Leite da Silva, A.M., Pereira, M.V.F., Schilling, M.T. (1989). Power System Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques, II SEPOPE, São Paulo.
- Lima, J.W.M. (1996). Allocation of Transmission Fixed Rates: An Overview, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1409-1418.
- Lima, L.H.L. (2012). Tarifação da Transmissão Considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos, Tese de Doutorado, UNIFEI.
- Lima, R. L. (2018). Metodologia para Tarifação da Transmissão Considerando Contingências na Rede Elétrica, Dissertação de Mestrado, UNIFEI.
- Melo, A.C.G., Pereira, M.V.F., Leite da Silva, A.M. (1992). Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no.2, pp. 469-476.
- Molina, Y.P., Saavedra, O.R., Amarís, H. (2013). Transmission Network Cost Allocation Based on Circuit Theory and the Aumann-Shapley Method, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 28, No. 4, pp. 4568-4577.
- Nojeng, S., Hassan, M.Y., Said, D.M., Abdullah, M.P., Hussin, F. (2014). Improving the MW-Mile Method Using the Power Factor-Based Approach for Pricing the Transmission Services, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 5, pp. 2042-2048.
- Saraiva, J.P.T., Silva, J.L.P. e Ponce de Leão, M.T. (2002). Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes, FEUP.