



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

Precificação da Transmissão Considerando Cenários Hidrológicos e Definição de Zonas Tarifárias

CARLOS RUBENS RAFAEL DORNELLAS(1); ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA(2); JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA(3); ZULMAR SOARES MACHADO JUNIOR(3); ANDRÉ LUÍS MARQUES MARCATO(4); JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO(5); CCEE(1); PUC-Rio(2); UNIFEI(3); UFJF(4); Thymos(5);

RESUMO

Este trabalho propõe um procedimento inovador para consideração de cenários hidrológicos na precificação nodal da transmissão obtidos a partir da modelagem energética hidrotérmica, mais próximos da realidade operativa do sistema e adequados ao planejamento da operação da transmissão. O objetivo é tornar a tarifação mais locacional e aderente aos cenários de geração utilizados em estudos de planejamento de médio prazo. Os desenvolvimentos são descritos com a apresentação de conceitos, equações e algoritmos. Características importantes, como a sensibilidade à hidrologia, são ilustradas com base em aplicações com o sistema brasileiro para o ciclo tarifário 2014/2015. Ao final, são apresentadas análises probabilísticas de encargos de transmissão para usinas termelétricas e hidrelétricas de submercados distintos.

PALAVRAS-CHAVE

Mercado de energia elétrica, metodologia nodal, precificação da transmissão.

1.0 - INTRODUÇÃO

A tarifação do uso do sistema de transmissão afeta diretamente a remuneração das empresas concessionárias e os custos dos agentes participantes do mercado. Uma vez definido o montante total necessário para cobrir despesas com operação e manutenção, além de garantir investimentos para ampliação e reforço, torna-se necessário estabelecer a forma com que este custo será rateado entre os usuários, o que pode ser feito por métodos baseados em diferentes princípios. Nos mercados de energia elétrica (1), as metodologias para alocação de custos de transmissão foram divididas inicialmente em três grupos (2): métodos que traduzem comportamentos médios, métodos incrementais e métodos marginais.

No primeiro grupo são encontrados métodos que alocam os custos totais de um sistema de transmissão entre seus usuários com base em proporções de variáveis regulatórias como potência de ponta ou energia transmitida. Estes métodos podem ou não considerar estudos de fluxo de potência. Pela técnica Pro Rata ou Selo Postal (3), (4), por exemplo, o custo total da transmissão é dividido entre os agentes na proporção das magnitudes de sua injeção de potência em uma condição específica. O Pro Rata pode ser usado para complementar as tarifas calculadas por métodos mais sofisticados, alocando a diferença entre os custos totais da transmissão e os originalmente recuperados pelos métodos. Ainda neste grupo, metodologias baseadas no princípio da divisão proporcional (e.g., (2), (5), (6), admitem que os fluxos que deixam uma barra por um conjunto de circuitos são combinações proporcionais dos fluxos que nela incidem. Em (7), utiliza-se o valor de Shapley (8) para confirmar o princípio da divisão proporcional em um problema de alocação de perdas.

Nos métodos incrementais, deve-se estabelecer uma situação-base à qual serão sobrepostas novas transações. O custo incremental associado a uma transação corresponde à diferença entre os custos do sistema na presença e na ausência da mesma. Diferentemente dos métodos incrementais, as metodologias marginais consistem basicamente em avaliar, em relação a um ponto de operação, a variação nos custos do sistema de transmissão

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

provocada pela variação marginal de alguma grandeza, e.g., a injeção de potência em uma barra. Nos últimos anos, o interesse por métodos marginais tem aumentado devido à capacidade de promover uma alocação compatível com o uso eficiente da rede. Os sinais econômicos transmitidos pelos preços marginais (9) têm justificado a aplicação de tais métodos nos sistemas tarifários de diversos países. A metodologia nodal (10) é a formulação atualmente utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na alocação dos custos da transmissão no Setor Elétrico Brasileiro. Países como Inglaterra, Colômbia e Panamá utilizam a metodologia nodal, com pequenas variações em relação ao modelo em vigor no Brasil. O método é baseado no cálculo de tarifas por barra, levando em conta a localização do agente no sistema de transmissão e a magnitude de sua injeção de potência. A metodologia visa obter uma sinalização econômica consistente e garantir a remuneração do custo total da transmissão.

A estrutura de cálculo de tarifas (11)-(13) utilizada neste trabalho tem as mesmas bases da metodologia nodal, e permite decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede em um ponto de operação (despacho) previamente definido, e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível neste ponto. Como sabido, o despacho hoje utilizado pelo programa de tarifação no Brasil não guarda semelhança com os praticados na realidade operativa, resultando em sinais inadequados para a instalação de novos geradores e cargas, o que pode ocasionar elevação de congestionamentos e perdas na transmissão, bem como a deterioração do nível de confiabilidade da rede. A contribuição principal deste trabalho consiste em propor um procedimento inovador para considerar múltiplos cenários hidrológicos, obtidos a partir da modelagem energética hidrotérmica, mais próximos da realidade operativa do sistema e adequados ao planejamento da expansão da transmissão. O objetivo é tornar a tarifação do uso da transmissão mais locacional e aderente aos cenários de geração utilizados em estudos de planejamento da operação de médio prazo.

Características importantes da metodologia proposta, como a sensibilidade aos cenários hidrológicos, são ilustradas por aplicações numéricas com o Sistema Interligado Nacional para o ciclo tarifário 2014/2015. Apresentam-se também análises probabilísticas para encargos de transmissão de usinas termelétricas e hidrelétricas, localizadas em submercados distintos, obtidos com a consideração de múltiplos cenários hidrológicos.

2.0 - GENERALIZAÇÃO DA METODOLOGIA NODAL

A tarifa inicial de uma barra i representa a soma dos custos de uso de todos os nl circuitos de um sistema de nb barras, provocados pela injeção de 1 MW na mesma (11), (12). As tarifas iniciais de todas as barras, representadas em um vetor $1 \times nb$, podem ser calculadas por:

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (1)$$

onde CT é o vetor $1 \times nl$ com os custos dos circuitos, a serem recuperados por ano, em R\$; DT é a matriz diagonal $nl \times nl$, cujo termo $j-j$ é inverso da capacidade do circuito j em MW, e; β é a matriz $nl \times nb$ com as sensibilidades dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência ativa nas barras (10).

A aplicação direta das tarifas iniciais sobre as injeções de potência implica recuperação do CTU (custo da parcela utilizada do sistema de transmissão). Este custo equivale à soma dos produtos entre o custo unitário de cada circuito e seu fluxo de potência calculado no ponto de operação considerado para tarifação. Matematicamente:

$$\pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} \pi_i \times P_i = CTU \quad (2)$$

onde P é o vetor $1 \times nb$ com as injeções de potência ativa em MW. As tarifas iniciais permitem alocar o CTU entre todos os participantes. No entanto, algumas correções devem ser efetuadas (11), para que:

- i. As tarifas calculadas sejam independentes da escolha da barra de referência considerada no estudo de fluxo de potência e no cálculo da matriz β (10), conferindo transparência ao método;
- ii. Os custos de transmissão sejam alocados em uma proporção predefinida entre geração e consumo (13), e.g., 50% para cada classe, como no Brasil (10), e;
- iii. O CTN (custo referente à parcela não utilizada da transmissão) também seja alocado entre geração e carga na mesma proporção. A existência desta capacidade excedente se deve a investimentos em reforços e ampliações da rede para o atendimento de solicitações de carga/geração previstos para um horizonte futuro. O CTN representa, então, o montante a ser pago de forma complementar pelos participantes, visando à remuneração da capacidade ainda disponível na rede. Matematicamente, o CTN pode ser calculado por:

$$CTN = CTT - CTU \quad (3)$$

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

onde CTT é o custo total da transmissão, conhecido previamente, que deve ser alocado por ano.

As condições i e ii são satisfeitas através da adição de um termo constante às tarifas nodais, conforme detalhamento apresentado em (12). A alocação do CTN , destacada na condição iii, é feita por selo, de modo que metade desta parcela seja alocada entre a geração e a outra metade entre as cargas (12). Assim, tarifa de qualquer barra possui uma parcela locacional, responsável pela alocação do CTU e uma parcela selo, que garante a remuneração do CTN . Por ter origem incremental, a parcela locacional pode ser positiva ou negativa, enquanto a selo é sempre positiva. A depender da magnitude do selo, tarifas finais negativas poderão ser encontradas. Usualmente, geradores em centros consumidores e cargas em áreas geradoras reduzem o uso da transmissão, estando “bem posicionados” na rede. Embora esta sinalização esteja correta, a obtenção de receita a partir do uso da rede é uma questão a ser analisada com cuidado, pois faz com que a soma dos pagamentos supere o custo total da transmissão. Um procedimento para eliminar alocações negativas (11)-(13) consiste na redistribuição do montante total alocado negativamente através de selo entre os participantes que tiveram encargos positivos. Assim, participantes que inicialmente obtiveram encargos negativos ficam isentos de custos, enquanto os que efetivamente pagaram pela transmissão obtêm uma redução em seus encargos iniciais.

O seguinte algoritmo descreve o procedimento utilizado para a alocação dos custos de transmissão, visando atender às particularidades do sistema brasileiro:

- Efetuar a leitura de dados elétricos, condição de despacho e custos dos elementos de transmissão;
- Decidir se haverá eliminação de alocações negativas na geração e/ou na carga e escolher o modelo de eliminação, i.e., sobre o custo total (após o rateio do CTN) ou sobre o encargo locacional;
- Executar o cálculo do fluxo DC com perdas a partir da condição de despacho informada;
- Com base no ponto de operação obtido, calcular a matriz β e o vetor de tarifas iniciais;
- Efetuar os ajustes de tarifas e correções necessárias;
- Calcular os encargos totais e tarifas finais, aplicáveis às capacidades instaladas e cargas.

O modelo de cálculo de tarifas descrito nesta seção e utilizado nas aplicações numéricas da Seção 5 é análogo ao oficialmente empregado pelos agentes do mercado de energia, e foi desenvolvido no âmbito do projeto estratégico da ANEEL – Tema 3 2008 (15).

3.0 - MODELOS DE OTIMIZAÇÃO HIDROTÉRMICA

Devido à predominância de usinas hidroelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN) e à sua forte dependência das vazões naturais afluentes, é necessário realizar o planejamento da operação, a fim de minimizar o valor esperado do custo de operação no período de planejamento, atendendo à demanda dentro de um limite estabelecido de confiabilidade, mesmo em situações hidrológicas desfavoráveis, através da redução e priorização do consumo de combustíveis (16)-(22).

O planejamento da operação é feito levando em conta as interdependências operativas entre as usinas, bem como a interconexão entre os subsistemas e a integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento à carga total do sistema. Os sistemas hídricos com complementaridade térmica, como o brasileiro, possuem características distintas dos puramente térmicos, dentre as quais se destacam a estocasticidade e o acoplamento espacial e temporal da operação (16), (23). Como existe relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura, se, no presente, for utilizada muita água dos reservatórios e futuramente um baixo regime pluviométrico vier a acontecer, provavelmente será necessária a utilização de geração térmica, com risco elevado do não atendimento da demanda. Raciocínio inverso também se aplica. Atualmente são utilizados modelos computacionais para o despacho da operação considerando os horizontes de médio/longo prazo (5 anos à frente), curto prazo (1 ano à frente), e curtíssimo prazo (dias ou semanas à frente).

A operação hidrotérmica no planejamento energético de médio/longo prazo é representada por um problema de otimização, em que cada estágio é resolvido por Programação Linear, conforme o esquema simplificado:

$$\text{Minimizar: Custo total de operação (custo imediato + custo futuro)} \quad (4)$$

Sujeito a:

- Equações de atendimento à demanda;
- Equações de balanço hídrico;
- Restrições operativas (específicas de usinas hidráulicas ou reservatórios equivalentes e térmicas, além de limites de intercâmbio);

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

d) Função de custo futuro (FCF).

A função objetivo (4) consiste em minimizar o custo de operação, representado pelo custo das usinas termelétricas e eventuais penalizações por cortes no fornecimento de energia. Como o problema tem natureza estocástica, este é dividido em subproblemas, tantos quantos forem os estágios considerados no horizonte de estudo.

Os modelos utilizados para o planejamento da operação no médio prazo agregam as usinas em reservatórios equivalentes com a finalidade de reduzir o esforço computacional exigido pelos algoritmos de otimização. Porém, para verificar se a política de operação obtida pelo modelo de decisão estratégica será viável, é necessário desagregar a solução obtida para os reservatórios equivalentes de energia em usinas individualizadas, ou seja, verificar se as usinas que compõem cada reservatório equivalente são capazes de atender ao montante determinado.

Há modelos adotados oficialmente no SIN para o planejamento da operação de curto prazo (24) e para o médio prazo (23), (25), (26). O modelo oficial NEWAVE (23), (25) é baseado na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para determinar a política de operação que minimize o custo esperado de operação com um horizonte de estudo que se estende até cinco anos à frente, com discretização mensal. As usinas são representadas de forma agregada em subsistemas de energia interligados por troncos de transmissão. Fornece uma FCF (Função de Custo Futuro) que é utilizada pelo modelo SUISHI-O (23), (26), no médio prazo, e pelo modelo DECOMP (24), no curto prazo. O modelo oficial SUISHI-O (23), (26) utiliza as funções de custos futuros obtidas pelo modelo NEWAVE (23), (25) e através de heurísticas realiza a simulação do reservatório equivalente de forma individualizada. Além disso, permite a realização do cálculo de garantia física (lastro comercial das usinas). O modelo oficial DECOMP (24) também utiliza a PDDE, mas com um horizonte de estudo reduzido para no máximo 12 meses, sendo que a discretização do primeiro mês é semanal, e dos estágios seguintes, é mensal. Neste horizonte de curto prazo, as características físicas das usinas e do sistema elétrico são mais detalhadas.

Foram desenvolvidos modelos análogos aos amplamente empregados NEWAVE e SUISHI-O (23), (25), (26) pelos Agentes do Mercado de Energia, no âmbito do projeto estratégico ANEEL no tema “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico” (27). Como foram devidamente testadas, estas ferramentas computacionais serão as utilizadas neste trabalho. O modelo MDDH (16), (20) utiliza a metodologia de Programação Dinâmica Estocástica conjuntamente ao algoritmo de fechos convexos (PDE-ConvexHULL) e a um esquema de inserção eficiente de cortes na FCF (Fast-PDE-ConvexHULL) (28), (29). A principal contribuição é apresentar uma nova metodologia para a representação da FCF no problema de programação linear na qual o tempo computacional se torne menos sensível ao número de hiperplanos obtidos pelo algoritmo de fechos convexos. O modelo MIUH (29) é baseado em Programação Não Linear utilizando-se as FCFs produzidas pelo modelo NEWAVE (23), (25) ou outro de decisão estratégica como, por exemplo, o modelo MDDH (16), (20). O objetivo é calcular metas de geração para cada usina do sistema minimizando o custo imediato (geração térmica e custo de déficit de energia) e o custo futuro de operação.

4.0 - PRECIFICAÇÃO NODAL E MÚLTIPLOS CENÁRIOS HIDROLÓGICOS

O procedimento proposto (30) consiste na determinação de tarifas de geração e carga via TUST (15), a partir de múltiplos cenários de despacho, obtidos através dos modelos energéticos MDDH e MIUH (16), (20) e (29). O procedimento é aplicado ao Caso Brasil 2014, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. A apresentação da rede elétrica apresenta 6.808 barras, 9.413 circuitos, 1.449 elementos na transmissão e 680 usinas. A capacidade instalada é de 139.664 MW e a demanda contratada no horário de ponta é de 87.628 MW.

O fluxograma apresentado na Fig. 1 deixa evidente o acoplamento existente entre os modelos energéticos MDDH e MIUH (16), (20), (29) e elétrico TUST (15). Os modelos energéticos são responsáveis pela geração de cenários de despachos para o modelo elétrico, que por sua vez se encarrega de calcular as tarifas de uso do sistema de transmissão.

O primeiro passo consiste na escolha da decisão operativa obtida pelos modelos energéticos, e que será utilizada pelo modelo elétrico. Para cada ano e cada mês, são processados 75 cenários hidrológicos históricos. Foi considerado o intervalo compreendido entre 1931 e 2005, com segmentação em cenários em períodos sequenciais de 5 anos. Portanto, o modelo elétrico utiliza, para a condição de carga do mês de janeiro de 2014, 75 diferentes decisões operativas dos modelos energéticos, em função dos diferentes cenários hidrológicos. O mesmo ocorre para fevereiro de 2014, e assim por diante, até dezembro de 2015. Para cada cenário, tem-se um resultado de fluxo de potência, e, por consequência, um resultado de tarifação.

Embora o trabalho trate com um caso completo do sistema brasileiro, as execuções são rápidas, produzindo 1.800 (i.e., 75 cenários × 2 anos × 12 meses) tabelas contendo as tarifas e os encargos de transmissão para cada gerador e carga, e os valores médios percentuais de selo postal e sinal locacional. Como opções para os referidos cálculos destacam-se a consideração de perdas elétricas no fluxo de potência DC e o sinal locacional

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

pleno. A eliminação de tarifas negativas na geração e na carga ocorre depois da alocação da parcela CTN. A Receita Anual Permitida (RAP = CTT) do Ciclo 2014-2015 é de R\$ 10,25 bilhões.

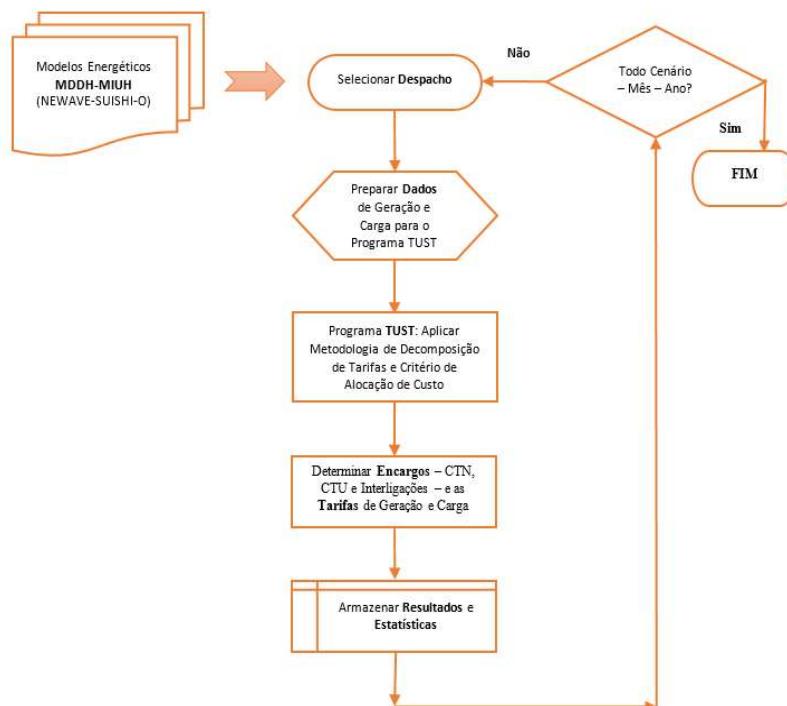


FIGURA 1 – Fluxograma do Procedimento Proposto.

5.0 - CASO BRASIL: RESULTADOS

O procedimento para considerar múltiplos cenários hidrológicos contempla o cálculo de estatísticas para o conjunto de tarifas ou encargos nodais associados aos diferentes cenários hidrológicos. São assim determinados parâmetros como valor esperado (médio) e desvio-padrão, além da função densidade de probabilidade (FDP) e função distribuição de probabilidade acumulada (FDA) para as tarifas ou os encargos de transmissão.

Tem-se, então, um conjunto de tarifas e encargos, considerando cenários hidrológicos, que pode ser representado por meio de índices e distribuições de probabilidade. Os valores médios e as distribuições podem ser comparados com os valores determinísticos, que se referem ao método de cálculo convencional ora em vigor, apresentando, de imediato, vantagens como probabilidade de determinado valor de tarifa ou encargo pertencer a um intervalo específico e análise de risco do empreendimento ou do empreendedor. Entende-se por análise de risco o cálculo da probabilidade da tarifa ou encargo ser maior que determinado valor, definindo, assim, a máxima exposição financeira do empreendimento. Caso o empreendedor detenha empreendimentos, em diversas localizações geográficas, este método também possibilita delimitar o risco assumido pelo proprietário em base anual. Trata-se, portanto, de importante ferramenta para a tomada de decisão, trazendo informações valiosas não disponíveis no método tradicional.

Em seguida, procede-se a análise probabilística para os encargos de transmissão para UTE Termopernambuco (Nordeste) e UHE Marimondo (Sudeste). No conjunto de valores obtidos, a UTE Termopernambuco, na Fig. 2, tem como valores mínimo e máximo de encargo de transmissão, 0 e 66.501 [10^3 R\$/ano], respectivamente. Nota-se uma grande dispersão em torno da média, 33.424 [10^3 R\$/ano], o que significa que o despacho desta UTE é determinante nas condições de atendimento do submercado Nordeste, principalmente como complemento à contribuição das fontes hidrelétricas. Há, por exemplo, uma probabilidade de 60% de que o encargo se limite ao valor de 39.312 [10^3 R\$/ano]. Esta informação é, portanto, de extrema relevância para a tomada de decisão pelo empreendedor na elaboração e aprovação da peça orçamentária.

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

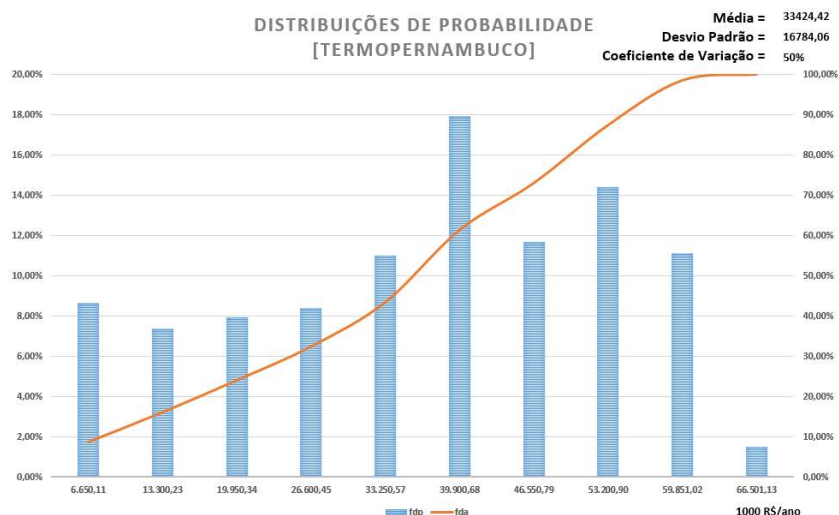


FIGURA 2 – UTE Termopernambuco.

A UHE Marimbondo, por sua vez, localizada no submercado Sudeste, que se apresenta com diferentes configurações de intercâmbio com submercados vizinhos, possui maior concentração de valores de encargos em torno da média, 22.155 [10^3 R\$/ano], como visto na FIGURA 3. A faixa de valores vai de 0 a 72.042 [10^3 R\$/ano], com 60% de probabilidade do encargo se situar abaixo de 23.821 [10^3 R\$/ano].

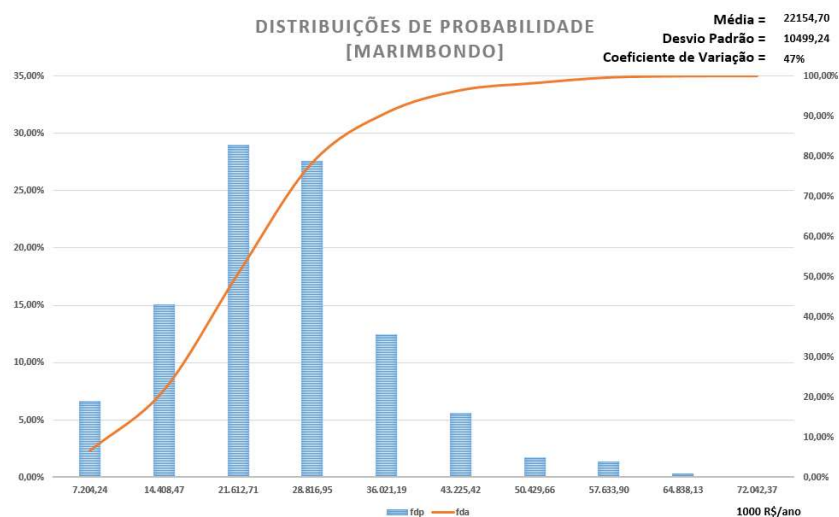


FIGURA 3 – UHE Marimbondo.

As análises realizadas até então têm como foco o empreendimento de geração, hidro ou termelétrico. Porém, o procedimento proposto permite também avaliar riscos de portfólio para o empreendedor que detém diversos empreendimentos. O Caso Eletrobrás contempla, para fins didáticos, somente as UHEs Sobradinho e Marimbondo. As distribuições para Sobradinho e Marimbondo possuem perfis diferentes, e, como esperado, constata-se que o valor médio para a Eletrobrás é a soma dos valores médios para Sobradinho e Marimbondo. Porém, a soma dos valores máximos para Sobradinho e Marimbondo não coincide com o valor máximo para a Eletrobrás. A FIGURA 4 apresenta as funções de distribuição acumuladas (FDA) para Sobradinho, Marimbondo e Eletrobrás, onde se verifica a probabilidade de 60% de que os encargos de transmissão se limitem a 69.527 [10^3 R\$/ano].

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

ano] em Sobradinho, 23.821 [10^3 R\$/ano] em Marimbondo, e 87.918 [10^3 R\$/ano] para a Eletrobrás. Com relação aos valores médios, tem-se, respectivamente, 62.022, 22.155 e 84.177 [10^3 R\$/ano] para Sobradinho, Marimbondo e Eletrobrás. Os valores máximos podem atingir 107.539 [10^3 R\$/ano] (Sobradinho), 72.042 [10^3 R\$/ano] (Marimbondo) e 126.487 [10^3 R\$/ano] (Eletrobrás). Os valores mínimos são 11.522 [10^3 R\$/ano] (Sobradinho), 0 (Marimbondo) e 41.709 [10^3 R\$/ano] (Eletrobrás). O que de fato importa para o empreendedor é o risco do portfólio, em vez de riscos associados a empreendimentos isolados, de modo a compor os limites orçamentários. Importante mencionar que o sinal locacional verificado atingiu valor máximo da ordem de 37%, e valor médio em torno de 28%.

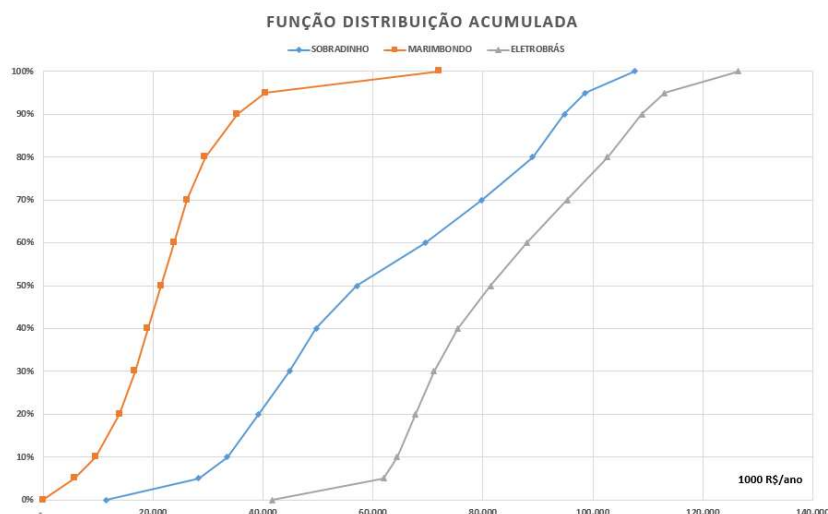


FIGURA 4 – FDA para Sobradinho, Marimbondo e Eletrobrás.

6.0 - DEFINIÇÃO DE ZONAS TARIFÁRIAS

As análises apresentadas até então se apoiaram no conceito de tarifas e encargos nodais. Como visto, neste caso há um determinado valor para cada um dos nós ou pontos, promovendo o melhor uso do sistema de transmissão, por meio da localização ótima de novos geradores e cargas. Em geral, tarifas e encargos nodais, se bem calibrados, tendem a onerar menos os geradores e cargas que menos usem o sistema.

Há ainda o conceito de tarifas e encargos zonais, onde se tem um determinado valor para cada uma das zonas ou regiões do sistema de transmissão. Todos os geradores e cargas pertencentes a uma dada zona possuem a mesma tarifa, que é comumente chamada de tarifa equivalente. Assim, valores para geradores e cargas bem localizados do ponto de vista elétrico podem compensar valores de agentes mal localizados, equalizando as despesas com o uso do sistema de transmissão, sempre citada como sendo a mais relevante, o que permite uma competição mais equilibrada neste quesito. O conceito zonal tem o benefício adicional de permitir uma comparação imediata entre os valores das diferentes zonas definidas, bem como de consistir todos os resultados de precificação.

Admitindo-se cada submercado como uma zona tarifária, a tarifa equivalente (R\$/kW.mês) aplicável a geradores e cargas da mesma, utilizada aqui para análises comparativas entre submercados e de consistência do sinal locacional, é resultante da divisão dos encargos de transmissão (R\$/ano), segregáveis em parcelas Locacional e Selo, pela potência máxima (MW) dos geradores e demanda contratada das cargas.

Quando se tem um único caso de tarifação, na análise clássica, basta se obter encargos de transmissão totais e potência máxima por submercado. No entanto, a metodologia proposta neste trabalho contempla uma análise probabilística que resulta em 1.800 casos/valores. Assim, os encargos de transmissão totais por submercado devem ser adaptados para a média dos encargos totais em cada caso, com um dado coeficiente de variação. Portanto, ao se dividir tal média obtida pela potência máxima, chega-se à tarifa equivalente (probabilística). Trata-se de um conceito novo e valioso, pois leva em conta a combinação de diversos cenários hidrológicos e condições

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

de carga. Para os geradores deve-se trabalhar, no campo da potência máxima, com a capacidade instalada por submercado, enquanto que para as cargas, pode-se usar como referência o valor máximo da demanda ao longo dos meses considerados. A FIGURA 5 traz a representação esquemática da tarifa equivalente por submercado por meio de mapa, de modo a facilitar a visualização dos resultados. Observa-se que nos submercados onde há grandes centros de consumo, Sudeste e Sul, as tarifas equivalentes de geração são menores, e as de carga, maiores, indicando o fortalecimento do sinal locacional.

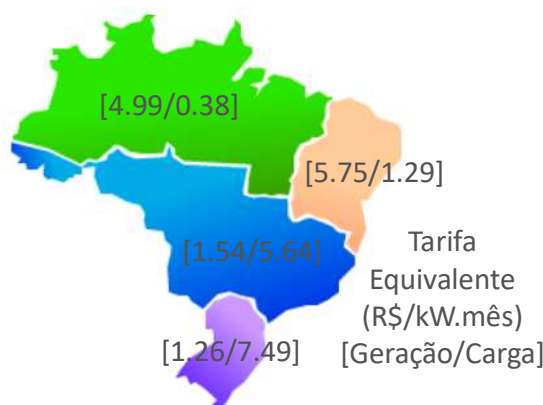


FIGURA 5 – Mapa de Tarifas Equivalentes.

7.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma abordagem para o cálculo das tarifas de transmissão, com variação mensal para a carga e a oferta de geração. A consideração de múltiplos cenários hidrológicos na tarifação de uso do sistema de transmissão apresentou resultados para o caso Brasil, ciclo tarifário 2014/2015, que variaram coerentemente em função dos despachos operativos, e promoveram claramente a intensificação do sinal locacional, onerando os agentes que mais utilizam o sistema de transmissão. Conceitos de análise probabilística foram aplicados às amostras de tarifas e encargos de transmissão. Ao final, diferentemente do que ocorre na tarifação da transmissão tradicional, em que se tem uma única tarifa associada a cada agente, para cada gerador e carga resultou uma amostra de 1.800 valores de tarifas e encargos de transmissão.

A proposta pode ser implementada com as regras vigentes, pelas quais as tarifas são reajustadas anualmente, adotando-se, por exemplo, o valor médio resultante da análise probabilística para um determinado ano em (R\$/kW.ano). Trabalhos futuros devem tratar questões atinentes aos modelos horários para precificação e à influência da forte presença de fontes intermitentes. Ademais, novos estudos vêm sendo realizados no sentido de identificar possíveis zonas tarifárias dentro dos próprios submercados.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) D. Shirmohammadi, P. R. Gribik, E. T. K. Law, J. H. Malinowki, R. E. O'Donnel, "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 4, No. 4, pp. 1405–1413, Oct. 1989.
- (2) J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. da Silva, M. T. Ponce de Leão, "Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes", FEUP, 2002.
- (3) M. Ilic, F. Galiana, L. Fink, Power Systems Restructuring: Engineering and Economics. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- (4) D.S. Kirschen, G. Strbac, "Fundamentals of Power System Economics", Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
- (5) J.W. Bialek, "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 3, pp. 1185–1193, Aug. 1997.
- (6) D. S. Kirschen, R. N. Allan, G. Strbac, "Contributions of Individual Generators to Loads and Flows", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp. 52–60, Feb. 1997.
- (7) J.W. Bialek, P.A. Kattuman, "Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 151, No. 4, pp. 526–532, Jul. 2004.
- (8) R.J. Aumann, L. S. Shapley, "Values of Non-atomic Games", Princeton University Press, NJ, USA, 1974.

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.

- (9) M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe, "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 9, pp. 3242–3245, Sept. 1982.
- (10) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº 281, Outubro de 1999.
- (11) J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L.H.L. Lima, Z.S.M. Júnior, C.R.R. Dornellas, J.C.O. Mello, A.C.R. Guimarães, R.A. Lima, "Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal", XXI SNPTEE, Florianópolis – SC, Brasil, Outubro de 2011.
- (12) A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, L.H.L. Lima, "A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Inter-connected Energy Markets", IEEE Transactions on Power Systems, 2013.
- (13) L.H.L. Lima, "Tarifação da Transmissão Considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos", Tese de Doutorado, UNIFEI, Outubro de 2012.
- (14) PJM Report, "A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices", March 2010, disponível em: www.pjm.com/documents/re-reports.aspx.
- (15) Programa TUST: Manual de Referência, "Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL – Tema 3/2008: Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão", Relatório Final, 12/2011.
- (16) A.L.M. Marcato, "Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte", Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2002.
- (17) H.R. Souza, "Impacto da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas Elétricos de Potência", Dissertação de Mestrado, UFJF, Fevereiro de 2014.
- (18) W.C. da Conceição, "Nova Metodologia para Representação da Vazão Mínima Obrigatória em Sistemas Equivalentes no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos", Dissertação de Mestrado, UFJF, 08/2012.
- (19) R.O. Gomes, "Estudo do Impacto da Incorporação de Usinas Hidrelétricas a Fio D'Água no Sistema Interligado Nacional", Dissertação de Mestrado, UFJF, Agosto de 2012.
- (20) R.B.S. Brandi, "Processo Iterativo de Construção da Função de Custo Futuro na Metodologia PDE - ConvexHull", Dissertação de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- (21) T.P. Ramos, "Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica", Dissertação de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- (22) M.A.A. Ferreira, "Metodologia para o Rateio do Bloco Hidráulico no Planejamento Hidrotérmico de Médio Prazo", Dissertação de Mestrado, UFJF, Agosto de 2010.
- (23) M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damásio, A.C.G. Melo, "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and the Spot Price in the Brazilian System", 14th PSCC, Seville, Spain, 2002.
- (24) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Modelo DECOMP, 01/2018.
- (25) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Modelo NEWAVE, 01/2012.
- (26) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Modelo SUIISHI-O, 04/2015.
- (27) ANEEL, Chamada no. 001/2008 Projeto Estratégico: "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico", 2ª ed., 2008.
- (28) B.H. Dias, "Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos", Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2010.
- (29) T.P. Ramos, "Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica", Dissertação de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- (30) C.R.R. Dornellas, "Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos", Tese de Doutorado, UNIFEI, Dezembro de 2017.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



C.R.R. DORNELLAS é Doutor em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, Gerente Executivo de Monitoramento, Gestão de Penalidades e Informações na CCEE e Secretário do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

A.M. LEITE DA SILVA é Doutor em Engenharia Elétrica pelo UMIST (University of Manchester, UK), Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica na PUC-Rio e IEEE Fellow.

J.G.C. COSTA é Doutor em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, Professor Associado do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia e Membro do Grupo de Engenharia de Sistemas na UNIFEI.

Z.S. MACHADO JUNIOR é Doutor em Engenharia Elétrica pela COPPE-UFRJ, Professor Adjunto do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia e Coordenador do Grupo de Engenharia de Sistemas na UNIFEI e IEEE Member.

A.L.M. MARCATO é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica na UFJF e IEEE Senior Member.

J.C.O. MELLO é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

(*) Email: carlos.dornellas@ccee.org.br

(**) O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial da CCEE.