



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Método Aumann - Shapley na alocação de Custos do Sistema de Transmissão - Aplicação no Sistema Brasileiro

JAIRO TERRA FERREIRA FILHO(1); JOÃO MARCOS DUSI VILELA(2); AMANDA FERNADES DE OLIVEIRA(3); MAYNARA AREDES AREDES(4); MARTHA ROSA MARTINS CARVALHO(5); LUIZ CARLOS DA COSTA JUNIOR(6); GABRIEL HENRIQUE CLEMENTE E SILVA(7); MARIO VEIGA FERRAZ PEREIRA(8); PSR(1);PSR(2);PSR(3);PSR(4);PSR(5);PSR(6);PSR(7);PSR(8); ;

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar a comparação entre a aplicação de dois métodos de alocação de custos no sistema de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). O primeiro método é a metodologia Nodal, atualmente empregada no processo de tarifação do uso do sistema de transmissão (TUST) em vigência no Brasil, levando em conta um único cenário operativo do sistema. O segundo é o método *Aumann-Shapley* de alocação baseado na teoria de jogos com utilização de múltiplos cenários. Esta comparação é realizada utilizando-se uma base de dados equivalente àquela empregada atualmente no processo de determinação da TUST de geradores e consumidores. Neste artigo, ainda é apresentada uma abordagem relativa à análise da adequabilidade das metodologias para o sistema brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Nodal, Teoria de Jogos, Aumann-Shapley, TUST, Sinal Locacional

1.0 - INTRODUÇÃO

O advento da transmissão de energia elétrica por longas distâncias tem um lugar especial na história do setor elétrico e do desenvolvimento tecnológico da humanidade. Graças a essa tecnologia de transporte por longas distâncias, o uso da energia elétrica se disseminou a partir de regiões com potencial de geração de energia para outras regiões onde se encontram as cargas. Esta configuração de infraestrutura possibilitou o aumento da confiabilidade e dinâmica de suprimento de energia ao consumidor final. Atualmente, diversos sistemas elétricos ao redor do mundo contam com sofisticada e complexa infraestrutura de transmissão capaz de conectar e transferir energia entre regiões e países. Entretanto, a construção e disponibilização de tamanha infraestrutura de transporte apresentam um elevado custo uma vez que requerem a utilização de materiais de alto valor agregado (transformadores, condutores, sistemas de controles) e mão de obra especializada. Este custo se torna cada vez mais relevante quando há a incorporação massiva de recursos de geração longe da carga. Como exemplo no SEB, tem-se a expansão das fontes renováveis não convencionais, eólica, nas regiões nordeste e sul, e solar, nas regiões nordeste e interior do sudeste, que demandaram e demandam uma expansão e reforço da rede de transmissão, tanto para garantir a confiabilidade de suprimento energético do sistema quanto a conexão dos parques geradores.

Considerando a existência deste custo de infraestrutura de transmissão existe e tem se tornado cada vez mais expressivo, a metodologia de alocação destes custos tem ocupado lugar de destaque nas discussões que envolvem custos de provisão de energia elétrica. Quem deve pagar por estes custos? Essa é a pergunta central que norteia o debate ao redor da alocação de custos de transmissão entre os agentes do setor elétrico. Como é discutido em [1], geralmente este debate é centralizado em duas escolhas: (i) Socialização de custos; ou (ii) Identificação e alocação aos beneficiados pelo fator gerador dos custos. De fato, a construção de certos ramos de

transmissão beneficia diretamente alguns agentes, porém, de maneira geral, devido as características físicas do fenômeno de transporte de energia, a determinação dos beneficiários da expansão da transmissão é uma tarefa complexa considerando que o próprio conceito de benefício muitas vezes, colocado de forma abstrata. Há ainda o fato que alguns dos benefícios de uma rede amplamente interconectada, como aumento da confiabilidade, melhora do desempenho dinâmico e maior aproveitamento do portfólio de geração são de fato sistêmicos. Desta forma, o ideal seria a aplicação de uma metodologia de alocação de custos capaz de endereçar as questões até aqui abordadas, alocando maiores custos para aqueles “responsáveis” e “beneficiados” pela expansão do sistema de transmissão mas levando em conta também que uma parcela dos custos deve ser compartilhada por todos os agentes do setor devido ao caráter sistêmico do benefícios de uma rede interconectada.

Neste contexto, se encaixa a teoria de alocação baseada no “uso”. Nesta teoria, busca-se alocar os custos da rede de acordo com o “uso” que cada agente faz da mesma. Para isso, define-se uma métrica de “uso” e cada agente paga a parcela utilizada do sistema. A parcela do custo associada à capacidade não utilizada da rede é então compartilhada entre todos os usuários, uma vez que, dado um planejamento eficiente, a margem de capacidade remanescente de transmissão ocorre principalmente devido aos requisitos de confiabilidade do sistema e o características sazonais da geração, ambos benefícios tidos como sistêmicos.

Com base neste conceito, uma série de metodologias [2], [3] e [4] foram formuladas utilizando-se técnicas de engenharia elétrica capazes de determinar o uso que cada agente realiza da rede. Em geral, a métrica de uso é dada pelo fluxo de energia que transita pelas instalações de transmissão e o beneficiário é o agente responsável por gerar aquele fluxo. Uma outra questão, foco de debate sobre este tema, é a alocação dos custos entre segmentos. Os agentes usuários da transmissão se separam em basicamente dois segmentos, o segmento de consumo e o segmento de geração. Em última análise, não faria sentido realizar esforço para alocar custo à ambos segmentos, uma vez que, em tese, os custos com conexão e transporte de energia seriam repassados aos preços de energia de qualquer forma, poderíamos alocar os custos diretamente e exclusivamente aos consumidores. No entanto, as tarifas de transmissão, quando calculadas com base no uso da rede, tem a capacidade de prover sinalização econômica ótima para expansão, tanto da geração quanto do consumo. Esta capacidade advém do fato que, na maioria das vezes os agentes que mais utilizam a rede, são aqueles que se encontram longe dos centros de carga e por isso demandam maiores investimentos na transmissão e vice-versa. Esta sinalização econômica tem o poder de direcionar a expansão do sistema contribuindo para tomada de decisão que leve a opção ótima entre geração de menor preço distante dos centros de carga ou geração próxima do centro de carga.

Não por acaso, o sistema Brasileiro se encontra atualmente neste dilema. De forte vocação hidroelétrica, o sistema elétrico brasileiro já faz amplo uso da capacidade hidráulica presente no sul e sudeste do país (áreas que correspondem pela maior parcela da demanda de energia). Desta forma as opções de expansão restantes envolvem (i) a construção de usinas térmicas próximas aos centros de carga; (ii) investimento na construção de empreendimentos hidrelétricos no norte (onde ainda há capacidade para aproveitamento hidráulico) ou construção de empreendimentos eólicos no nordeste e sul e solares no nordeste e sudeste. A primeira opção demandaria menores investimentos em transmissão, mas poderia expor o consumidor aos preços de combustíveis utilizados nas térmicas que em geral não tem sido baixo. A segunda opção, tem o potencial de oferecer custos de geração menores, porém demandaria maiores investimentos na transmissão.

O planejamento da expansão do sistema de geração e transmissão é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que divulga anualmente relatórios contendo sinalização de expansão do sistema de geração. A expansão do parque gerador no Brasil é realizada de forma descentralizada uma vez que os empreendedores desenvolvem projetos, eólico, solar, termelétrico, que competem em um processo licitatório de leilões de energia nova para atendimento de uma nova demanda de energia. Ou seja, o governo não determina quais projetos deverão ser licitados. Os projetos hidrelétricos, participam de uma dinâmica um pouco mais distinta quando comparada à anterior em que os empreendimentos hidráulicos a serem desenvolvidos são indicados diretamente pelo planejador como projetos indicativos ou estruturantes. Considerando que localização da implantação dos projetos desenvolvidos pelos empreendedores não é imposto pelo governo, é necessário que este forneça uma sinalização locacional para que os investidores se comportem de maneira ótima nos leilões de energia nova, procurando locais de conexão que não demandam expansões onerosas para o sistema.

Dessa forma, este artigo enfoca na análise da adequabilidade de duas metodologias, descritas na literatura técnica, ao sistema brasileiro tendo como base de comparação a eficiência e coerência do sinal locacional que elas provêm. As metodologias analisadas serão (i) a variante da metodologia Nodal [5], que é atualmente utilizada no Brasil segundo [6]; e (ii) a metodologia *Aumann-Shapley* de alocação, formulada em [7] para o problema de alocação de custos de transmissão considerando a utilização de múltiplos cenários de operação do sistema, conforme metodologia utilizada em [8].

Este estudo apresenta elevada relevância em meio as discussões envolvendo os crescentes custos da rede de transmissão, alocados a partir das TUSTs no Brasil, por analisar o emprego da metodologia *Aumann-Shapley* como alternativa. Recentemente, o emprego da metodologia Nodal e o atual processo de cálculo das TUST têm sofrido fortes críticas no Brasil devido às distorções causadas pela utilização de procedimentos infundados no cálculo tarifário e pela incompatibilidade da metodologia Nodal às características físicas do SEB.

2.0 - METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO

2.1 Metodologia Nodal

A metodologia de alocação de custos conhecida como metodologia Nodal é a base do procedimento de cálculo de TUST no Brasil. A metodologia Nodal [5] se baseia em um cenário de operação do sistema elétrico (e faz uso da propriedade de superposição dos fluxos).

De maneira geral, a metodologia busca alocar o custo de transmissão baseado na contribuição marginal de cada agente para o fluxo que passa nos circuitos dado o par geração carga do cenário base de fluxo de potência para o qual as tarifas são calculadas. Ou seja, a metodologia nodal prevê o cálculo da variação que a injeção em uma barra i do sistema causa no fluxo do circuito j . Esta variação é dada a partir do fator de sensibilidade β_{ij} que pode ser calculado a partir do modelo de fluxo de potência linear [9].

Dessa forma, de posse de uma matriz de sensibilidades β que nos fornece a sensibilidade dos fluxos de cada circuito do sistema dada uma injeção marginal em cada barra do sistema, podemos calcular a sensibilidade dos custos de transmissão atribuindo a cada unidade de fluxo um custo dado pelo custo unitário do circuito em questão.

Sendo assim a tarifa π_i da barra i seria calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\pi_i = \sum_k \beta_{ik} * c_k \quad (1)$$

Onde β_{ik} representa a sensibilidade do fluxo no circuito k dada uma injeção marginal na barra i e c_k o custo unitário do circuito k em (\$/MW).

O pagamento total realizado pelo agente localizado na barra i seria então dado pelo produto entre a injeção do agente na barra i , Inj_i , e a tarifa, π_i . Com as tarifas calculadas de acordo com a formulação acima, o total recuperado pelos pagamentos dos geradores e consumidores, T , pode então ser calculado pela expressão:

$$T = \sum_i Inj_i * \pi_i \quad (2)$$

De acordo com a propriedade de superposição, temos que $\sum_i Inj_i * \beta_{ik}$ é igual ao fluxo no circuito k e a expressão $\sum_i Inj_i * \beta_{ik} * c_k$ recupera para cada circuito apenas a parcela dos custos compatível com o carregamento do próprio circuito no cenário de fluxo de potência base.

Dessa forma, o restante dos custos não recuperados é compartilhado entre todos os agentes do setor. Neste ponto é importante a determinação da alocação do custo entre os segmentos. Por exemplo, se desejamos recuperar 50% dos custos totais através dos pagamentos de geradores e 50% dos custos totais através dos consumidores, o compartilhamento de custos não recuperados deve levar em consideração estas proporções. A tarifa resultando deste compartilhamento de custos é chamada de *SELO* e é igual para cada agente dentro de um mesmo seguimento. As expressões (3) e (4) representam o cálculo da tarifa final para os agentes no segmento de geração (o cálculo para o seguimento de consumo é similar) levando em consideração que os custos totais, *RAP*, devem ser recuperados em 50% pelos consumidores e 50% pelos geradores:

$$\pi_{Gi} = \pi_i + SELO_G \quad (3)$$

$$SELO_G = \frac{RAP \cdot 0.5 - \sum_i \pi_i \cdot G_i}{\sum_i G_i} \quad (4)$$

Onde $SELO_G$ é a parcela da tarifa que recupera os custos não recuperados pela parcela locacional das tarifas do segmento de geração e G_i representa a geração localizada na barra i .

Ainda, é importante notar que esta metodologia permite tarifas negativas para alguns agentes que marginalmente contribuem para a redução dos fluxos no sistema (contribuem para na direção do contra-fluxo).

2.2 Variante Brasileira da metodologia Nodal

Como já mencionado, o processo de tarifação pelo uso da transmissão no Brasil é baseado na metodologia Nodal. Porém, no Brasil, é adicionado um fator ρ_k ao cálculo das tarifas locais que representa o carregamento do

circuito para o qual está sendo realizada a alocação de custos, este fator é conhecido como *fator de ponderação*. Desta forma a equação (1) é substituída pela seguinte expressão:

$$\pi_i = \sum_k \beta_{ik} \cdot c_k \cdot \rho_k \quad (5)$$

Como o carregamento dos circuitos é dado pela divisão entre o fluxo verificado no cenário base de fluxo de potência e a capacidade total do circuito, o fator ρ_k sempre tem valor menor ou igual a 1. Dessa forma a aplicação deste fator sobre as tarifas tem o efeito de reduzir a parcela locacional das tarifas e conseqüentemente aumentar a participação do *SELO* na tarifa final.

Um segundo aspecto importante do procedimento aplicado ao Brasil, é o cenário de fluxo de potência base utilizado para o cálculo das tarifas. Atualmente, o cenário utilizado leva em consideração uma regra de despacho em que cada usina deve suprir a carga do subsistema em que faz parte proporcionalmente à sua participação na capacidade total de geração do subsistema. Ou seja, para o cálculo dos fluxos nos circuitos é considerado que cada gerador é despachado por subsistema proporcionalmente a sua capacidade de geração. Este cenário é também conhecido como cenário de despacho proporcional por subsistema.

O terceiro aspecto de relevância está relacionado com as tarifas negativas produzidas pelo modelo. Estas tarifas, ao final do processo, são zeradas, de forma tal que geradores e consumidores que contribuem marginalmente para a redução dos fluxos nos circuitos no cenário de fluxo de potência base e deveriam receber por isso, tenham suas tarifas negativas zeradas.

Muitas das críticas ao modelo em vigência de cálculo de TUST no Brasil são atribuídas justamente aos fatores até aqui apresentados que distanciam o modelo implementado no Brasil da metodologia Nodal tradicional. De fato, as tarifas calculadas segundo o procedimento brasileiro fornecem uma sinalização locacional diminuta e distorcida. A aplicação do fator de ponderação acaba, como já mencionado, por diminuir a participação da parcela locacional das tarifas, enquanto o despacho proporcional por subsistema resulta em um cenário de fluxo de potência onde as interconexões tem baixos fluxos e tem seus custos quase que inteiramente recuperados através do *SELO* (lembrando que tarifa locacional recupera no máximo o percentual dos custos do circuito compatíveis com o carregamento do mesmo).

Além da utilização de um do despacho proporcional por subsistema se diferenciar muito de qualquer cenário operativo verificado na realidade o próprio uso de um único cenário operativo se distancia da realidade do sistema brasileiro. Isso porque a alta sazonalidade presente no perfil de geração do sistema brasileiro faz com que os cenários operativos reais se diferenciem muito entre diferentes estações do ano.

2.3 Metodologia *Aumann-Shapley*

A metodologia de alocação de *Aumann-Shapley* parte do pressuposto que em um ambiente isonômico cada gerador/carga deveria ter o direito de escolher seu par - no caso dos geradores, uma carga a suprir e no caso das cargas, um gerador do qual consumir energia - de forma a minimizar seus custos com a tarifa de energia. Neste caso, o custo T do sistema seria dado pela expressão:

$$T = \sum_k |f_k| \cdot c_k \quad (6)$$

Onde $|f_k|$ representa o valor absoluto do fluxo do circuito k no cenário base de fluxo de potência utilizado e c_k o valor do custo unitário do circuito k em (\$/MW).

Sendo assim, para reduzir seus custos o agente deveria escolher seu par de maneira a minimizar sua utilização dos circuitos. O procedimento de escolha e entrada no sistema deve ser feito de maneira ordenada. Por exemplo, para o caso dos geradores, o primeiro gerador a escolher, G_1 , entra no sistema e escolhe as cargas a suprir. Neste primeiro cenário (G_1 suprindo cargas ótimas) existe um custo do sistema, T_1 , dado pela equação (6), que deve ser atribuído ao gerador G_1 . Em um segundo cenário, um outro gerador também entra no sistema, G_2 , e escolhe as cargas ótimas dentre o conjunto de cargas restantes (todas as cargas excluindo-se as cargas já escolhidas). Neste novo cenário, em que existem os G_1 e G_2 o custo total do sistema seria T_2 . Dessa forma, a diferença entre T_1 e T_2 deve ser atribuída e paga pelo gerador G_2 .

O procedimento mencionado acima deve ser realizado progressivamente até que todos os geradores entrem no sistema. Entretanto, a ordem em que os agentes podem escolher seus pares faz diferença, ou seja, os agentes que escolhem primeiro, tem a chance de escolher carga/geradores eletricamente mais próximos a eles, de forma a reduzir seus custos em detrimento dos agentes que escolhem por último, que tem seu conjunto de escolhas reduzido. Dessa forma, propõe-se ainda que o procedimento acima seja realizado repetidamente para todas as combinações possíveis de ordem de entrada de agentes. Este procedimento é conhecido como procedimento de *Shapley*.

O procedimento de *Shapley*, descrito, apesar de ser intuitivo e de fácil entendimento requer altíssimo custo computacional uma vez que para sistemas grandes (grande número de agentes), o número de combinações de ordem de entrada se torna muito grande inviabilizando muitas vezes o seu uso. Além do mais, o tamanho dos agentes pode beneficiá-los no momento das escolhas de forma que dois geradores de capacidades diferentes localizados na mesma barra podem ter tarifas diferentes.

Um procedimento alternativo ao mencionado que contorna os problemas relacionados à inviabilidade computacional e falta de isonomia causada pelo tamanho dos agentes é descrito em (10) e (11). Neste procedimento a injeção dos agentes, seria discretizada em parcelas infinitesimais e então se procederia o cálculo das tarifas de acordo com o procedimento de *Shapley*. A cada iteração, a injeção seria incrementada até chegar ao seu valor original e a diferença entre os custos de cada iteração para cada agente também seria acumulada. A este procedimento alternativo dá-se o nome de metodologia *Aumann-Shapley*.

A formulação para o problema de alocação dos custos de transmissão baseado no método de *Aumann-Shapley* é descrita conforme encontrado em (x):

$$T(\lambda) = \text{Min} \sum_{k=1}^K c_k \cdot \left| \sum_{i=1}^N \beta_{ki} (\delta_i - \lambda g_i) \right| \quad (7)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^N \delta_i = \sum_{i=1}^N \lambda g_i \quad (8)$$

$$-\bar{f}_k \leq \sum_{i=1}^N \beta_{ki} (\delta_i - \lambda g_i) \leq \bar{f}_k \quad (9)$$

$$\delta_i \leq d_i, \quad i = 1, \dots, N. \quad (10)$$

No modelo de programação linear apresentado, a expressão $\left| \sum_{i=1}^N \beta_{ki} (\delta_i - \lambda g_i) \right|$ representa o fluxo no circuito k para cada cenário de discretização, sendo δ_i a variável de decisão que representa a demanda ótima a ser suprida pelo gerador g_i , limitada superiormente pela demanda d_i . O parâmetro λ é responsável por realizar a discretização da geração para cada etapa e varia continuamente de no intervalo de (0,1) aplicando o mesmo fator de discretização para todos os geradores.

O problema de otimização formado pelas expressões acima, é então repetido para cada uma das discretizações promovidas. E as tarifas são dadas pelas variáveis duais das equações de (8) - (10).

2.4 Metodologia de seleção de cenários

Até aqui tratamos da metodologia de cálculo das tarifas em si levando em consideração que as mesmas são calculadas com base em um único cenário de operação do sistema. Entretanto, como já mencionado, o cálculo de tarifas baseado em um único cenário operativo não reflete de maneira adequada o uso do sistema de transmissão Brasileiro, uma vez que, no Brasil, as diferentes regiões brasileiras, todas conectadas pelo Sistema Interconectado Nacional, apresentam perfis de geração de energia que apresentam forte variabilidade sazonal. Dessa forma para cada época de um dado ano, os cenários operativos e o conseqüente uso da rede pelos agentes pode mudar drasticamente.

Com isto em mente, propõe-se a utilização de múltiplos cenários de operação do sistema elétrico no cálculo tarifário da forma a tornar o cálculo das tarifas mais aderente a realidade operativa do sistema. A metodologia aqui utilizada é aquela apresentada em (8). Nesta metodologia simula-se a operação do sistema a partir de diferentes cenários de geração e consumo, coerentes com aqueles utilizados no planejamento da operação real do sistema. Em cada um dos cenários simulados, promove-se apenas o cálculo de alocação dos circuitos que se encontram em seu carregamento máximo dentre todos os cenários obtidos. Por fim somamos as tarifas obtidas para cada barra em cada cenário obtendo a tarifa final para os agentes.

Essa metodologia trata de alocar o custo de cada circuito no cenário para o qual este foi teoricamente dimensionado, ou seja, cenário em que o fluxo no circuito chega ao máximo. Dessa forma, o cálculo tarifário passa a ter melhor aderência tanto com o planejamento do sistema quanto com a operação real do sistema.

3.0 - SIMULAÇÕES

Com o intuito de atingir os objetivos até aqui narrados, o método de *Aumann-Shapley* foi então implementado na linguagem de programação Julia e simulado para vários cenários de operação do sistema. Para tanto utilizou-se o seguinte procedimento:

- a. Obtém-se das bases de dados disponibilizadas pela EPE para simulações energéticas e elétricas relativas ao PDE 2026 contendo a topologia e os demais dados da rede do sistema Brasileiro como custos e capacidades das instalações de transmissão, bem como dados dos geradores.
- b. A base de dados energética mencionada acima é disponibilizada pela EPE em formato NEWAVE, dessa forma os dados energéticos também são convertidos para o formato utilizado pelo modelo SDDP.
- c. Calcula-se a política energética do sistema Brasileiro a partir dos dados disponibilizados na base energética. O cálculo foi efetuado com o software SDDP capaz de calcular a política energética ótima levando em consideração diversos cenários de vazão e geração de renováveis.
- d. A base de dados elétrica mencionada acima é também disponibilizada pela EPE em formato ANAREDE, dessa forma utilizou-se o software NETPLAN (software de análise de redes desenvolvido pela PSR) para conversão dos dados para o formato utilizado pelo modelo SDDP (software despacho hidrotérmico desenvolvido pela PSR).
- e. Acopla-se a política proveniente do caso energético à rede e simula-se o despacho ótimo para vários cenários operativo. Esta etapa também é realizada pelo software SDDP que simula a operação do sistema elétrico levando em consideração a política previamente calculada e a representação da rede junto de suas restrições operativas.
- f. Por fim, de posse de vários cenários de operação do sistema foi utilizado o software TARIFF (software de cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão) responsável por promover o cálculo das tarifas finais, no qual foi implementada a metodologia aqui destacada.

Já para o cálculo de tarifas utilizando a variante brasileira da metodologia Nodal foi utilizado o próprio programa desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cálculo de tarifas no setor elétrico brasileiro.

4.0 - RESULTADOS

Conforme o procedimento mencionado anteriormente, foram calculadas as tarifas para os geradores do sistema elétrico brasileiro para as metodologias Nodal e *Aumann-Shapley*, no ciclo tarifário 2025-2026 (período de aplicação das tarifas no sistema brasileiro que vai de julho de 2025 até Junho de 2026)

A figura abaixo mostra os resultados das tarifas de transmissão para o segmento geração de acordo com as metodologias *Aumann-Shapley* (AS) e a Nodal empregada pela ANEEL. Os mapas abaixo permitem visualizar a diferença locacional nos resultados de cada metodologia. Por exemplo, as tarifas no litoral do Nordeste no Nodal são próximas às tarifas no Sudeste enquanto o resultado do *Aumann-Shapley* mostra uma diferenciação entre as tarifas destas regiões.

Esse resultado é ratificado pela arrecadação da receita via selo em cada metodologia, enquanto o Nodal recupera 94% através do selo, a metodologia *Aumann-Shapley* recupera 55%. Ou seja, a metodologia *Aumann-Shapley* traz uma maior sinalização locacional embutida nas tarifas de transmissão fornecendo assim maior incentivo para expansão ótima do parque gerador.

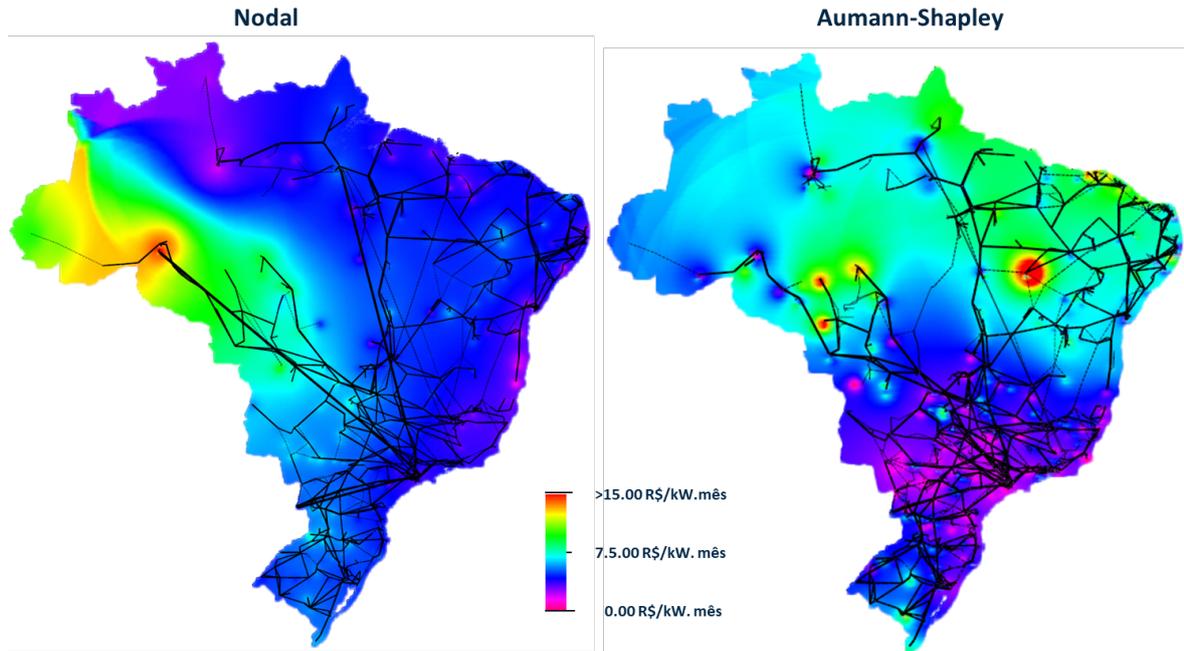


Figura 1 – Tarifas de transmissão para o segmento geração

Adicionalmente, as Tabelas (1) e (2) a seguir mostram, respectivamente, a tarifa média obtida por subsistema para cada metodologia e sua variância. A tarifa média no Nordeste do *Aumann-Shapley* é 9.1 R\$/kW.mês e do Nodal é 6.6 R\$/kW.mês, ou seja, a tarifa do Nordeste pelo *Aumann-Shapley* é 37% maior do que na metodologia Nodal. Enquanto no Sudeste, a tarifa média pelo *Aumann-Shapley* é 10% menor do que a obtida pelo Nodal.

Este resultado, reforça a intuição de que as tarifas do Nordeste devem de fato ser mais elevadas devido ao maior uso que os geradores dessa região fazem do sistema, uma vez que durante vários meses do ano, essa região exporta grande quantidade de energia para o sudeste que tem a maior carga do sistema.

Tabela 2 – Tarifa Média por subsistema para cada metodologia

Subsistema	TUST NODAL	TUST AS
se	7.6	6.9
su	7.5	7.0
ne	6.6	9.1
no	6.9	7.7
Brasil	7.3	7.5

Os resultados da variância das tarifas resumidas na tabela abaixo, mostra ainda, que a variância obtida na metodologia *Aumann-Shapley* é maior do que na metodologia Nodal. Como visto até então, esse resultado era o esperado visto que as tarifas do Nodal estão mais próximas do selo enquanto as tarifas do *Aumann-Shapley* são diferenciadas pela topologia da rede, provocando inclusive, diferenciações entre tarifas dentro de um mesmo subsistema. Ou seja, a capacidade de sinalização locacional da metodologia *Aumann-Shapley* vai além da diferenciação entre submercado, sinalizando a capacidade de reconhecer centros de consumo locais dentro dos subsistemas.

Tabela 2 – Variância das tarifas por subsistema para cada metodologia

Subsistema	TUST NODAL	TUST AS
se	3.43	4.80
su	1.34	4.65
ne	0.53	8.67
no	0.79	7.61
Brasil	1.82	9.87

Os resultados das tabelas acima são ilustrados no gráfico abaixo que mostra a dispersão das tarifas dos geradores em cada metodologia. Conclui-se que o Nodal subestima a tarifa da maior parte dos geradores.

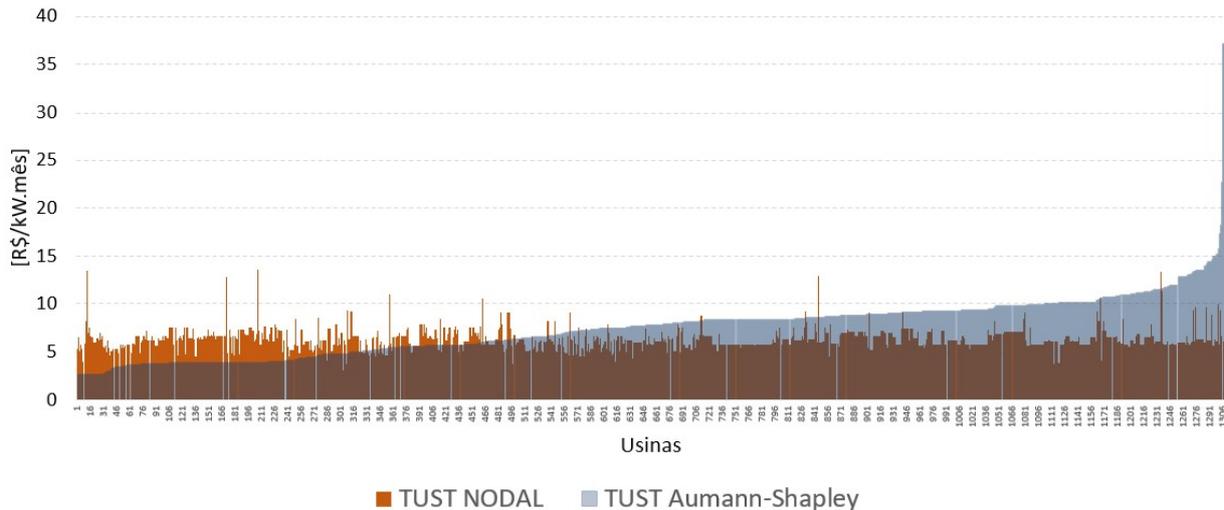


Figura 2 – Resultado das tarifas de transmissão dos geradores.

5.0 - CONCLUSÃO

A metodologia de *Aumann-Shapley*, que é baseada na teoria de jogos cooperativos, tem suas principais vantagens no fato de proporcionar maior justiça na alocação de custos. Sua aplicação em outros sistemas elétricos ao redor do mundo tem provado sua eficácia em identificar a proximidade elétrica de geradores à centros de carga espalhados em grandes sistemas elétricos e tarifar os usuários de forma coerente à estas distâncias e consequentemente aos investimentos necessários para integrar a geração de energia à carga.

Por outro lado, a metodologia Nodal atualmente aplicada ao sistema brasileiro, incorpora uma série de incoerência e distorções, provendo baixo sinal locacional beneficiando impropriamente alguns agentes em detrimento de outros que são excessivamente penalizados.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PJM, "A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices," PJM, 2010.
- [2] H. Rudnick, E. Cura e R. Palma, "Open access pricing methodologies," em *Proc. V SEPOPE*, Recife, 1996..
- [3] R. Green, "Electricity transmission pricing: An international comparison," *Util. Pol.*, vol. 6, nº 3, pp. 177-184, 1997.
- [4] J. W. M. Lima, "Allocation of transmission fixed charges: An," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, nº 3, pp. 1409-1418, Agosto 1996.
- [5] M. C. Calviou, R. M. Dunnett e P. H. Plumtre, "Charging for use of a transmission system by marginal cost methods," em *Proc. 11th, PSCC'93*, Avignon, 1993.
- [6] ANEEL, "MANUAL DO USUÁRIO , PROGRAMA NODAL Versão 5.2," Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2015.
- [7] Max Junqueira, Luiz Carlos da Costa, Jr., Luiz Augusto Barroso, Gerson C. Oliveira, Luiz Mauricio Thomé e Mario Veiga Pereira, "An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 22, nº 4, pp. 1532-1546, 2007.
- [8] G. H. C. e. Silva, "Proposta Metodológica para Alocação de," PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2016.
- [9] A. J. Monticelli, Introdução a sistemas de energia elétrica, UNICAMP, 1999.
- [10] R. J. Aumann e L. S. Shapley, "Values of Non-Atomic Games," *Princeton Univ. Press*, 1974.
- [11] N. Curien, "Cost-allocation methods," em *Transport Pricing of Electricity*, Kluwer., 2003.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Jairo Terra Ferreira Filho

Graduado em Eng. Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Mestrando em Eng. Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Atualmente Consultor na empresa PSR.