

Methods For Pricing Inter - Area Electricity Trades

Judite Ferreira¹, Zita Vale²

^{1,2} Gecad – Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e apoio à Decisão do Instituto Politécnico do Porto (IPP)/ (ISEP)
Rua Dr. António Bernardino de Almeida – 4200 – 072 – Porto- Portugal
e-mail: mjudite@dee.isep.ipp.pt, zav@dee.isep.ipp.pt

Abstract – Around the world, electricity industries are being restructured and liberalised. The European Union is working towards a Single European Market in electricity. In the liberalised market the buyers can buy the electricity to the more distant generators and to other electricity systems. Normally, different electricity systems have a different way to allocate the costs to the users of the transmission network. For this reason, to allow electricity trades between systems with different cost transmission methods it is necessary to agree protocols for cross border trades.

In this paper we presented some methods that allow solving this kind of problems. The Generation Shift distribution Factors (GSDFs or A factors), Generalized Generation distribution Factors (GGDFs or D factors) and Tracing methods, are presented. We also presented the method Module or Use for compare the distribution cost of different generators.

Keywords: transmission cost, Tracing method, Generation Shift distribution Factors, Generalized Generation distribution Factors, Module or Use method.

1. Introdução

No contexto de liberalização do mercado de electricidade na Europa e noutros países espalhados por todo o mundo, surge a necessidade de criação de protocolos para realizar negócios entre diferentes sistemas. Cada operador de sistema, ISO (Independent system operator) ou TSO (Transmission system operator), tem de ter conhecimento da zona e quantidade de rede eléctrica que irá ser utilizada para a concretização de um determinado negócio para que dessa forma possa alocar devidamente ao outro sistema o custo de utilização da sua rede.

O mercado de electricidade não pode operar isolado do sistema de transmissão. É necessário fazer o balanço da produção/ carga segundo a segundo de forma a diminuir o risco da existência de ocorrer uma contingência que prejudique a rede inteira, e garantir que a potência chegue ao destino com uma tensão dentro dos limites de variação admissíveis.

O trânsito de potência em cada linha de um sistema depende de vários factores, entre as quais a configuração da rede e a localização dos barramentos de produção e de consumo.

As Empresas de transmissão, para que sejam economicamente sustentáveis, têm de cobrar uma tarifa que cubra vários custos, dos quais os fundamentais são:

perdas de transmissão, operação e manutenção da rede eléctrica, retorno e depreciação do capital investido no equipamento.

As alterações da regulação para a abertura do mercado eléctrico de energia pressupõem que estes custos devem ser distribuídos de um forma equitativa e clara. As tarifas de utilização da rede eléctrica devem induzir um uso eficiente da rede por parte de todos os participantes do mercado. Desta forma, devem fornecer incentivos para o uso eficiente da rede eléctrica, fazendo com que o regime dos preços de transmissão sejam diferentes de país para país.

Esta diferenciação cria problemas quando se pretende a realização de transacções de energia eléctrica entre países diferentes, normalmente designados *cross-border trades*.

Uma das questões fundamentais é: “Como deve ser realizada a atribuição de tarifas neste caso?”

Quando os dois sistemas têm legislação muito diferente, não é de todo possível uniformizar as metodologias de atribuição de preços de transmissão, o que se verifica na grande maioria dos países.

Na realidade, quando se verifica esta falta de harmonização entre as metodologias do sistema de transmissão pode-se optar por uma metodologia tipo Selo de Correio para o custo a atribuir pela utilização da rede para um negócio transfronteiriço. No entanto, este método não será o mais justo, mas é efectivamente simples o que leva a ser aplicado em muitos casos [1],[2]

Existem, no entanto, diversas metodologias que permitem determinar a alocação de custos pela utilização do sistema de transmissão, para além do método Selo de Correio, tais como os métodos Marginal Nodal, MW – Milha [3], *Generation Shift distribution Factors* (GSDF) e *Generalized Generation distribution Factors* (GGDFs) [1]etc. O método designado de *Bialek*, que tem por base a chamada “*Tracing Methodology*”, é uma metodologia mais adequada para alocação de custos do sistema de transmissão, num ambiente de mercado eléctrico transfronteiriço [2],[4],[5].

Este artigo mostra alguns resultados dos custos a imputar a cada gerador em função do método de cálculo utilizado para calcular o impacto em cada linha do sistema. Justifica-se o interesse da utilização dos factores Bialek’s [6] para o cálculo das taxas a imputar a cada subsistema, pela utilização das linhas de interligação, considerando o caso de dois sistemas interligados com TSO’s diferentes.

Para a realização deste estudo foi realizado software dedicado e foi usada a rede exemplo de nove barramentos apresentada na figura 2.

2. Desenvolvimento Teórico

O diagrama de blocos apresentado na figura 1 mostra a sequência de passos seguidos pelo software desenvolvido que permite a obtenção da tarifa a aplicar a cada gerador pela utilização da rede eléctrica.

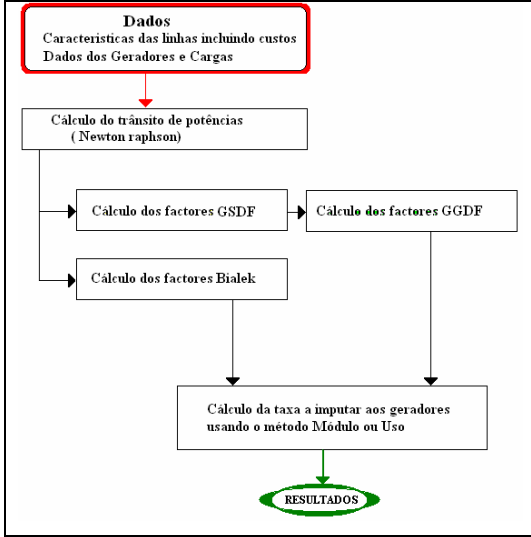


Fig. 1. Diagrama de blocos

Os dados necessários para que seja possível realizar as simulações são os seguintes:

- características eléctricas da rede de transmissão;
- valores da produção e do consumo em cada barramento;

Após conhecidos todos os dados necessários, é utilizado o software desenvolvido que calcula os trânsitos de potência. O método utilizado para esse cálculo foi método *Newton Raphson*.

Após este cálculo são usados os chamados métodos de factores de distribuição

Os factores de distribuição são calculados baseados nos trânsitos de potência nas linhas. Estes factores são normalmente usados em análise de contingências e de segurança. Nos últimos anos, estes factores têm sido sugeridos como mecanismo para alocar o pagamento do sistema de transmissão na reestruturação do sistema de energia, uma vez que estes permitem calcular (avaliar) eficientemente o uso do sistema de transmissão. Estes factores determinam fundamentalmente o impacto dos geradores e das cargas nos trânsitos de potência activa das linhas. Neste artigo são analisados os factores de distribuição denominados por *Generation Shift distribution Factors (GSDF)* e *Generalized Generation distribution Factors (GGDFs)*.

No diagrama de blocos da figura 2 segue-se uma outra metodologia designada por *Tracing Methodology*, neste artigo será analisada exclusivamente a *Bialek Tracing Methodology*. Este método tem várias aplicações, entre as quais se destaca a aplicação na atribuição dos custos de transmissão bem como aplicação na imputação de custos nas linhas de interligação entre dois sistemas

que tenham tarifários diferentes. Este método permite calcular o impacto de cada gerador ou carga no trânsito de potência de cada linha do sistema. Tem como grande vantagem poder ser aplicado em modelo ac, o mesmo não se verificando com os métodos dos factores de distribuição.

Finalmente, para calcular a taxa efectiva a pagar é utilizado o método Módulo ou Uso.

A. Generation Shift distribution Factors (GSDFs or A factor)

Como ponto de partida, os factores GSDF constituem uma análise de sensibilidades de uma rede eléctrica. Esta análise consiste em examinar o impacto dos trânsitos de potência em cada linha da rede eléctrica, se a produção no barramento i , G_i , aumenta ΔG_i e este aumento é compensado diminuindo a produção no barramento de referência r (equação 1). Pode-se demonstrar que a variação de trânsito de potência na linha $l-k$ que denominamos por ΔF_{l-k} é dado por:

$$\Delta G_r = -\Delta G_i \quad (1)$$

$$\Delta F_{l-k} = A_{l-k,i} * \Delta G_i \quad (2)$$

Onde:

ΔF_{l-k} variação do trânsito de potência activa na linha $l-k$.

$A_{l-k,i}$ factor A (GSDF) da linha que liga os barramentos l e k correspondendo a alterar o gerador i

ΔG_i variação na produção no barramento i , com o barramento de referência excluído

ΔG_r variação na produção no barramento de referência

O factor ΔF_{l-k} corresponde a uma constante de proporcionalidade, o factor GSDF para a linha $l-k$ associado ao gerador i . Este cálculo pressupõe que

$\Delta G_r + \Delta G_i = 0$. Note-se que a expressão anterior deixa claro que os factores GSDFs dependem do barramento de referência que se definir. A razão deste facto é que o trânsito em cada uma das linhas é diferente dependendo do barramento que for escolhido para compensar as variações arbitrárias ΔG_i . No caso do barramento escolhido ser o barramento r , os trânsitos do sistema não são alterados e por definição

$$A_{l-k,r} = 0 \text{ para todas as linhas } l-k.$$

Na equação 2, ΔG_i é linear sendo por isso possível usar o teorema da sobreposição para calcular o efeito das variações arbitrárias de produção. Considerando também a restrição relativa ao balanço entre produção e carga,

$$\sum_i G_i = \sum_l L_l = \text{constante} e, \text{ para todos}$$

os geradores i e cargas l , a aplicação do princípio da sobreposição permite expressar a variação de trânsito para uma linha $l-k$ como:

$$\Delta F_{l-k} = \sum_{i=1}^N A_{l-k,i} * \Delta G_i \quad (3)$$

O que corresponde a dizer que a variação total dos trânsitos de potência da linha $l-k$ devido à combinação arbitrária de trocas de produção ΔG_i (compensadas, em cada, caso por uma variação de sinal contrário no barramento de referência r) pode ser decomposta numa soma de termos como os apresentados na equação (2).

B. Generalized Generation distribution Factors (GGDFs ou D factor)

O método denominado por GGDF determina o impacto de cada gerador na potência activa das linhas. Estes factores podem ser negativos, são determinados para o modelo dc e só podem ser utilizados para o trânsito de potência activa.

O factor GGDF (ou D) é definido como:

$$F_{l-k} = \sum_{i=1}^N D_{l-k,i} * G_i \quad (4)$$

Partindo da equação (4) e supondo que o gerador i incrementa a sua produção em ΔG_i , variação essa que é compensada por uma variação da mesma magnitude, mas de sinal contrário no barramento de referência arbitrário r , com $r \neq i$. Por definição, o novo trânsito para uma linha $l-k$ é igual a:

$$F'_{l-k} = \sum_{i=1}^N D_{l-k,i} * G_i + D_{l-k,i} * \Delta G_i - D_{l-k,r} * \Delta G_i \quad (5)$$

onde:

N número de geradores incluindo o de referência

F'_{l-k} é o trânsito modificado na linha $l-k$

G_i é a produção total no barramento i antes da variação.

Considerando as equações (4) e (5) obtemos:

$$\Delta F_{l-k} = F'_{l-k} - F_{l-k} = (D_{l-k,i} - D_{l-k,r}) * \Delta G_i \quad (6)$$

A equação (6) relaciona os factores de distribuição GGDF com a variação de trânsito numa linha. Na secção anterior verificamos que

$\Delta F_{l-k} = A_{l-k,i} * \Delta G_i$, portanto

$$D_{l-k,i} - D_{l-k,r} = A_{l-k,i} \quad (7)$$

Desta forma, para obter o factor GGDF do nó i basta conhecer o factor GSDF e somar o factor GGDF da barra de referência, $D_{l-k,r}$ sendo assim, temos:

$$D_{l-k,i} = D_{l-k,r} + A_{l-k,i} \quad (8)$$

Vejamos, agora como calcular o factor GGDF relativo ao barramento de referência, atendendo à equação (8) para a determinação dos factores GGDFs, para todos os barramentos de um sistema eléctrico, é necessário calcular o factor GGDF do barramento de referência. Na prática, isto corresponde a simular variações na produção de cada um dos geradores, variações essas com valor igual à totalidade da sua produção, isto é $\Delta G_i = -G_i$, para

todos os geradores excepto para o gerador de referência r . Estas variações são totalmente compensadas por uma variação da mesma amplitude, mas de sinal contrário, num barramento de referência arbitrário r , em que

$$\Delta G_r = -\sum_i G_i.$$

Das equações (4, 6 e 7), obtêm-se

$$\begin{aligned} F'_{l-k} - F_{l-k} &= \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^N A_{l-k,i} * \Delta G_i \\ &= -\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^N A_{l-k,i} * G_r \end{aligned} \quad (9)$$

Por outro lado da equação (5), obtêm-se

$$F'_{l-k} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^N D_{l-k,i} * G'_i + D_{l-k,r} * G'_r \quad (10)$$

Em que:

G'_i é a produção final injectada no barramento i

G'_r é a produção final injectada no barramento de referência.

Este deslocamento de produção obriga a que a produção de todos os geradores excepto o de referência seja zero, porque se viu anteriormente $\Delta G_i = -G_i$

Assim, obtêm-se:

$$F'_{l-k} = D_{l-k,r} * G'_r \quad (11)$$

Depois do deslocamento, toda a produção do sistema encontra-se concentrada no barramento de referência r :

$$G'_r = \sum_{i=1}^N G_i \quad (12)$$

Substituindo as equações (11), (12) e na equação (9), obtêm-se a equação para a determinação do factor de distribuição para o barramento de referência:

$$D_{l-k,r} = \left\{ F_{l-k}^0 - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^N A_{l-k,i} * G_i \right\} \div \sum_{i=1}^N G_i \quad (13)$$

Em que:

F_{l-k} potência activa na linha $l-k$

F_{l-k}^0 potência activa na linha $l-k$ correspondente à última iteração

$D_{l-k,i}$ factor (GGDF) da linha $l-k$, correspondente ao gerador do barramento i

$D_{l-k,r}$ GGDF da linha $l-k$ correspondente ao gerador de referência r

G_i produção total no barramento i

O impacto na potência activa nas linhas medido com os factores GGDFs é uma medida absoluta e não incremental. Esta medida reflecte o uso em cada linha

do sistema devido à injeção de potência em cada barramento do sistema.

O factor GGDF depende dos parâmetros das linhas, das condições do sistema, mas não depende do barramento de referência.

C. Bialek's Tracing Methodology

A *Bialek tracing methodology* tem como princípio a lei dos nós de Kirchhoff. Isto é, assume que a potência que entra para o nó é proporcional à potência que sai do nó. [6]. Este método usa uma topologia aproximada para determinar a contribuição individual de cada gerador ou carga para todas as linhas do sistema eléctrico baseado no cálculo dos factores de distribuição. Este método pode ser utilizado no trânsito de potência *ac* ou *dc*, pode também ser usado para determinar as contribuições para os trânsitos de potência activa ou reactiva.

O método de Bialek considera:

- O trânsito de início e fim da linha diferentes (considerando assim as perdas),
- Produção e carga e cada linha.

A figura 2 ilustra o chamado *proportional sharing*. Considerando quatro linhas ligadas a um nó. As potências que saem do nó (q_m e q_l) podem ser representadas em função das potências que entram (q_j e q_k), isto é, pode ser determinada a porção que q_m e q_l têm de q_j e de q_k sendo assim, temos:

$$q_m = q_m \times \frac{q_j}{q_j + q_k} + q_m \times \frac{q_k}{q_j + q_k} \quad (14)$$

$$q_l = q_l \times \frac{q_j}{q_j + q_k} + q_l \times \frac{q_k}{q_j + q_k} \quad (15)$$

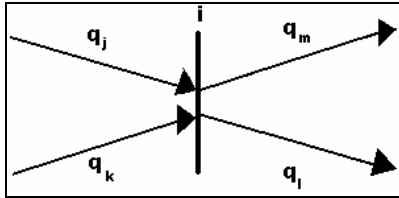


Fig. 2. Ilustração do *proportional sharing*

Este método utiliza o algoritmo *upstream-looking* no caso de se pretender alocar o custo de transmissão aos geradores, sendo as perdas distribuídas pelas cargas. No caso de se pretender alocar o custo de transmissão às cargas é usado o algoritmo *downstream-looking*, neste caso as perdas são distribuídas pelos geradores. Os factores calculados por este método são sempre positivos e vão ser representados por $D_{ij,k}^g$ (que corresponde ao factor de participação do gerador k na linha i - j).

Formulação do Problema

$$p_{ij}^g = \frac{P_{ij}^g}{P_{pass,i}} \times \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \times P_{GK} \quad (16)$$

$$= \sum_{k=1}^n D_{ij,k}^g \times P_{GK} \quad \text{para } j \in \alpha_i^{(u)}$$

Sendo $P_{pass,i}$ a potência total que atravessa o barramento i pode ser representada pela seguinte expressão [3], [7], [8]:

$$P_{pass,i} = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} |P_{ji}| + P_{Gi} \quad (17)$$

para $i = 1, 2, 3, \dots, n$

em que:

$\alpha_i^{(u)}$ - conjunto dos nós que alimentam o

barramento i

P_{ji} - trânsito de potência na linha que se encontra entre o barramento i e j

P_{Gi} - potência gerada no barramento i

como $|P_{ji}|$ pode ser representado por:

$$|P_{ji}| = \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,j}} \times P_{pass,j} \quad (18)$$

a expressão (17) pode ser escrita da seguinte forma:

$$P_{pass,i} - \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,j}} \times P_{pass,j} = P_{Gi} \quad (19)$$

para $i = 1, 2, 3, \dots, n$

ou

$$A_u \times P_{pass} = P_G \quad (20)$$

Que A_u é uma matriz de dimensão $(n \times n)$, é esparsa, não simétrica e com os elementos da diagonal principal unitários. A matriz A_u tem os elementos em i, j dados por:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|P_{ij}|}{P_{pass,j}} & \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{para os outros} \end{cases} \quad (21)$$

onde

P_{pass} - vector nodal dos trânsitos de potências activas que atravessam o barramento

P_G - vector de potências activas geradas no barramento

Usando a relação de proporcionalidade, P_{ji} é igual a:

$$|P_{ji}| = \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,i}} \times P_{pass,i} \quad (22)$$

$$|P_{ji}| = \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,i}} \times \sum_{K=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \times P_{Gk} \quad (23)$$

para $j \in \alpha_i^{(u)}$

Sendo assim, o vector das cargas ligadas ao barramento i , P_{Li} , pode ser escrito da seguinte forma:

$$P_{Li} = \frac{P_{Li}}{P_{pass,i}} \times P_{pass,i} \quad (24)$$

$$P_{Li} = \frac{P_{Li}}{P_{pass,i}} \times \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \times P_{Gk} \quad (25)$$

para $i = 1, \dots, n$

D. Método Módulo ou Uso

Este método distribui o custo total do sistema pelos diferentes geradores em função do impacto provocado no trânsito de cada linha. Quer o gerador provoque trânsito no sentido positivo ou negativo paga. Apesar do custo ser distribuído independente do sentido do trânsito, este método distribui o custo de forma mais justa do que por exemplo o método Selo de correio que não considera o trânsito de potência nas linhas. No entanto, este método tem como desvantagem não dar incentivos a quem descongestiona a linha Segue-se a expressão pela qual é calculada a taxa $R(u)$ a imputar a cada gerador u , para este método [3]:

$$R(u) = \sum_k C_k \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \quad (26)$$

Em que:

C_k Custo da linha k , (kEuro);

$F_k(u)$ Impacto da transacção u na linha k (MW);

$R(u)$ Taxa imputada à transacção u (kEuro);

Uma vantagem deste método é o facto de levar ao pagamento total do sistema (CT), tal como se passa a demonstrar.

Partindo da expressão (26) que caracteriza este método, o total de taxas imputadas às transacções é dado por:

$$TT = \sum_u \sum_k C_k \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \quad (27)$$

Invertendo a ordem dos somatórios:

$$TT = \sum_k \sum_u C_k \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \quad (28)$$

Como C_k e $\sum_s |F_k(s)|$ não dependem de u :

$$TT = \sum_k \left(\frac{C_k}{\sum_s |F_k(s)|} \sum_u |F_k(u)| \right) \quad (29)$$

Simplificando, tendo em conta que

$$\sum_s |F_k(s)| = \sum_u |F_k(u)| \quad (30)$$

tem-se:

$$TT = \sum_k C_k \quad (31)$$

logo:

$$TT = CT \quad (32)$$

Tal como se pretendia demonstrar, as taxas imputadas por este método (TT) levam ao pagamento do sistema (CT).

3 Casos de Estudo

Neste artigo são apresentados alguns resultados obtidos com o software desenvolvido e com a rede da figura 3.

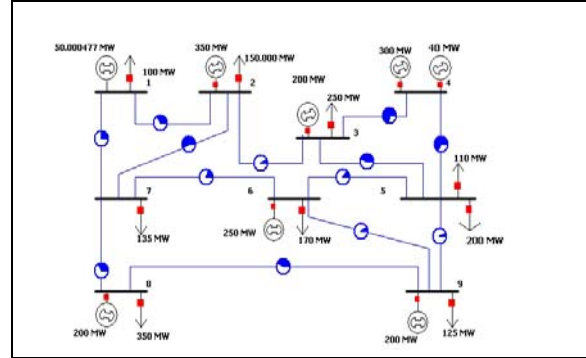


Fig. 3. Rede exemplo de nove barramentos

Foi atribuído o valor de 65707 KEuro/ano ao custo total do sistema. Este valor será distribuído pelos diferentes geradores usando o método Módulo ou Uso. São apresentados no ponto 3A as taxas imputadas a cada gerador utilizando os factores de distribuição GSDF e GGDF para o cálculo da participação de cada gerador no trânsito de potência de cada linha do sistema. No ponto 3B são apresentadas as taxas imputadas a cada gerador utilizando os factores Bialek para o cálculo das participações.

Após ter sido realizado o trânsito de potências obteram-se, para a potência activa, os resultados apresentados na tabela V.

O sinal negativo corresponde ao sentido contrário do convencionalizado como positivo. Por exemplo, para a linha 1-2 o trânsito dá positivo no sentido do barramento 2 para o barramento 1.

A. Factores de distribuição

Os factores GSDF's obtidos para o exemplo em estudo são os apresentados na tabela I. A leitura da tabela deve ser feita da seguinte forma. O factor GSDF da linha 1-2 devido ao gerador 2, é o valor -0,6575. É de notar que todos os valores são menores do que um, podendo ser positivos ou negativos.

Analisando a tabela III, podemos verificar que, como seria de esperar, e tendo em conta que não existe nenhum gerador no barramento 5 nem no barramento 7, os valores da comparticipação deste barramento para o trânsito de cada linha fosse zero, tal como se veio a verificar. Um outro aspecto importante é o facto de se verificar que efectivamente a soma das comparticipações de cada gerador é igual ao resultado

TABELA I – Factors GSDF

linha	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9
1 2	0	-0,6575	-0,5219	-0,4992	-0,4540	-0,4148	-0,3425	-0,3696	-0,4239
1 7	0	-0,3425	-0,4781	-0,5008	-0,5460	-0,5852	-0,6575	-0,6304	-0,5761
2 3	0	0,0904	-0,5568	-0,4908	-0,3805	-0,2786	-0,0904	-0,1610	-0,3031
2 7	0	0,2520	0,0350	-0,0012	-0,0736	-0,1363	-0,2520	-0,2086	-0,1218
3 4	0	0,0452	0,2216	-0,5824	-0,1902	-0,1393	-0,0452	-0,0805	-0,1510
3 5	0	0,0452	0,2216	0,0843	-0,1902	-0,1393	-0,0452	-0,0805	-0,1510
4 5	0	0,0452	0,2216	0,4176	-0,1902	-0,1393	-0,0452	-0,0805	-0,1510
5 6	0	0,0301	0,1477	0,1673	0,2065	-0,3034	-0,0301	-0,0010	0,0572
5 9	0	0,0603	0,2954	0,3346	0,4130	0,0248	-0,0603	-0,1600	-0,3593
6 7	0	0,0362	0,1773	0,2008	0,2478	0,4254	-0,0362	0,0514	0,2265
6 9	0	-0,0060	-0,0295	-0,0335	-0,0413	0,2712	0,0060	-0,0524	-0,1693
7 8	0	-0,0543	-0,2659	-0,3012	-0,3717	-0,2960	0,0543	-0,7876	-0,4714
8 9	0	-0,0543	-0,2659	-0,3012	-0,3717	-0,2960	0,0543	0,2124	-0,4714

Como se pode verificar o factor A para o barramento 1 (A1) é zero para todas as linhas, porque o barramento 1 é o barramento de referência. Os factores GSDF vão ser utilizados para o cálculo dos factores GGDF. Seguidamente foram calculados os factores de comparticipação de cada gerador para cada linha (GGDF's) e os resultados são apresentados na tabela II

obtido pelo trânsito de potências. Isto pode ser verificado comparando a última coluna da tabela III com a última coluna da tabela V.

TABELA II – Factors GGDF

linha	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
1 2	0,4180	-0,2395	-0,1038	-0,0812	-0,0360	0,0032	0,0755	0,0484	-0,0059
1 7	0,5191	0,1766	0,0409	0,0183	-0,0269	-0,0661	-0,1384	-0,1113	-0,0570
2 3	0,2486	0,3390	-0,3082	-0,2494	-0,1319	-0,0300	0,1582	0,0876	-0,0535
2 7	0,0751	0,3271	0,1101	0,0739	0,0015	-0,0612	-0,1769	-0,1335	-0,0467
3 4	0,0453	0,0905	0,2669	-0,5371	-0,1450	-0,0940	0,0001	-0,0352	-0,1058
3 5	0,0461	0,0913	0,2677	0,1314	-0,1441	-0,0932	0,0009	-0,0344	-0,1050
4 5	0,0453	0,0905	0,2669	0,4629	-0,1450	-0,0940	0,0001	-0,0352	-0,1058
5 6	-0,0359	-0,0058	0,1118	0,1314	0,1706	-0,3393	-0,0661	-0,0369	0,0213
5 9	-0,0677	-0,0074	0,2277	0,2669	0,3453	-0,0429	-0,1280	-0,2277	-0,4270
6 7	-0,1513	-0,1152	0,0259	0,0495	0,0965	0,2741	-0,1875	-0,0999	0,0752
6 9	0,0085	0,0025	-0,0210	-0,0250	-0,0328	0,2797	0,0145	-0,0439	-0,1608
7 8	0,3579	0,3037	0,0920	0,0568	-0,0138	0,0619	0,4122	-0,4297	-0,1135
8 9	0,1378	0,0835	-0,1281	-0,1634	-0,2339	-0,1582	0,1921	0,3502	-0,3336

Após terem sido calculados os factores de comparticipação (GGDF) de cada gerador em cada linha, foram calculados os valores em MW que cada gerador é responsável no trânsito de potência activa de cada linha. Os resultados obtidos são os apresentados na tabela III.

Os resultados obtidos para as comparticipações de cada gerador calculados com os factores de distribuição entram em consideração com o sentido dos trânsitos.

TABELA III - Comparticipação GGDF (MW)

linha	Ger_1	Ger_2	Ger_3	Ger_4	Ger_5	Ger_6	Ger_7	Ger_8	Ger_9	Total
1 2	20,9008	-83,8244	-20,7667	-27,6157	0,0000	0,7978	0,0000	9,6825	-1,1707	-101,996
1 7	25,9538	61,8119	8,1882	6,2322	0,0000	-16,5209	0,0000	-22,2610	-11,4079	51,9963
2 3	12,4297	118,6645	-61,6460	-84,8103	0,0000	-7,4917	0,0000	17,5219	-10,6964	-16,0283
2 7	3,7542	114,4922	22,0114	25,1191	0,0000	-15,2955	0,0000	-26,7073	-9,3422	114,0319
3 4	2,2641	31,6763	53,3736	-182,6043	0,0000	-23,5001	0,0000	-7,0425	-21,1516	-146,985
3 5	2,3041	31,9568	53,5339	44,3349	0,0000	-23,2997	0,0000	-6,8822	-20,9913	80,9565
4 5	2,2641	31,6763	53,3736	157,3957	0,0000	-23,5001	0,0000	-7,0425	-21,1516	193,0155
5 6	-1,7952	-2,0151	22,3637	44,6810	0,0000	-84,8216	0,0000	-7,3873	4,2592	-24,7153
5 9	-3,3848	-2,5908	45,5500	90,7603	0,0000	-10,7207	0,0000	-45,5311	-85,3959	-11,313
6 7	-7,5665	-40,3046	5,1871	16,8132	0,0000	68,5207	0,0000	-19,9878	15,0406	37,7027
6 9	0,4255	0,8680	-4,2070	-8,4845	0,0000	69,9280	0,0000	-8,7831	-32,1651	17,5818
7 8	17,8962	106,2826	18,4055	19,2966	0,0000	15,4779	0,0000	-85,9373	-22,6906	68,7309
8 9	6,8901	29,2386	-25,6197	-55,5462	0,0000	-39,5536	0,0000	70,0375	-66,7158	-81,2691

TABELA IV – Comparticipação Bialek (MW)

linha	Ger_1	Ger_2	Ger_3	Ger_4	Ger_5	Ger_6	Ger_7	Ger_8	Ger_9	Total
1 2	21,8765	72,3032	4,5054	3,3111	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	101,9962
1 7	11,1524	36,8592	2,2968	1,6880	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	51,9964
2 3	0,0000	14,4645	0,9013	0,6624	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	16,0282
2 7	0,0000	102,9069	6,4124	4,7126	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	114,0319
3 4	0,0000	0,0000	84,7211	62,2635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	146,9846
3 5	0,0000	0,0000	46,6629	34,2936	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	80,9565
4 5	0,0000	0,0000	0,0000	193,0135	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	193,0135
5 6	0,0000	0,0000	5,5279	13,7485	0,0000	4,2128	0,0000	0,0000	1,2264	24,7156
5 9	0,0000	0,0000	2,5302	6,2929	0,0000	1,9283	0,0000	0,0000	0,5613	11,3127
6 7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	37,7028	0,0000	0,0000	0,0000	37,7028
6 9	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	17,5817	0,0000	0,0000	0,0000	17,5817
7 8	3,9691	41,8868	2,6101	1,9182	0,0000	18,3468	0,0000	0,0000	0,0000	68,7310
8 9	1,2202	12,8776	0,8024	0,5897	0,0000	12,4846	0,0000	28,3812	24,9132	81,2689

Analisando por exemplo as comparticipações para a linha 1_2, verificamos que a responsabilidade do trânsito fica distribuído pelos 4 primeiros geradores, o que se compreende porque são os que se encontram mais próximos da linha.

Seguidamente, foi distribuído o custo total do sistema pelos diferentes geradores tendo em conta as comparticipações obtidas pelos factores GGDF's.

Os resultados obtidos para a taxa a imputar a cada gerador pelo uso da rede são os apresentados no gráfico representado na Figura 4.

Estes resultados serão comparados com os obtidos posteriormente para os factores *Bialek*.

Como seria de espera o valor imputado aos geradores 5 e 7 é zero porque tal como tínhamos visto anteriormente a comparticipação foi também de zero.

TABELA V – Trânsito Potência Activa

linha	Pot.(MW)
1-2	-101,9963
1-7	51,9963
2-3	-16,0282
2-7	114,0319
3-4	-146,9847
3-5	80,9565
4-5	193,0153
5-6	-24,7155
5-9	-11,3127
6-7	37,7028
6-9	17,5817
7-8	68,7310
8-9	-81,2690

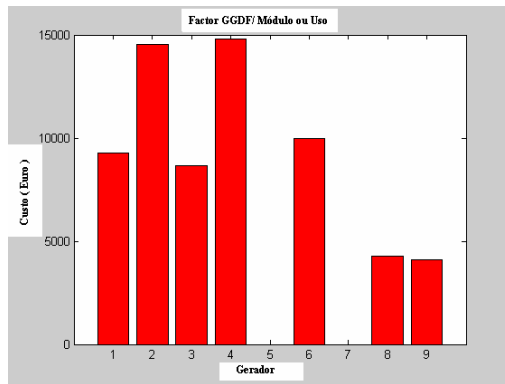


Fig. 4. Taxa alocada usando os factores GGDF

B. Factores Bialek's

No seguimento do estudo proposto neste artigo, foram calculados os factores denominados por Bialek, para se poder obter por um processo diferente a comparticipação de cada gerador no trânsito de potência de cada linha. Os valores dessa comparticipação encontram-se representados na tabela IV.

Analisando os valores apresentados na tabela IV, podemos verificar que a comparticipação de cada gerador no trânsito de cada linha toma valores bastantes diferentes dos valores obtidos para os calculados com os factores de distribuição.

Podemos constatar que no método Bialek as comparticipações para o trânsito de uma determinada linha recaem essencialmente no gerador ou geradores que se encontrem ligados nas extremidades da linha, enquanto que nos factores de distribuição a distribuição é independente de o gerador ser o da extremidade ou não.

Verifica-se também que nos factores Bialek os valores obtidos são todos positivos pois estes factores não nos indicam o sentido do trânsito.

Este método é o mais indicado para calcular a taxa a imputar ao subsistema pelo uso das interligações no caso de interligação de duas redes correspondendo a dois subsistemas. Se no nosso exemplo as linhas 6-7 e 6-9 fossem linhas de interligação não restariam dúvidas que a taxa a imputar pelo uso das interligações seria aplicada ao subsistema onde se encontra inserido o gerador 6, pois este é o único responsável pelo trânsito nas linhas de interligação.

Seguidamente, foi calculada a taxa alocada a cada gerador recorrendo aos factores Bialek e ao método Módulo ou Uso obtendo-me o gráfico representado na figura 5.

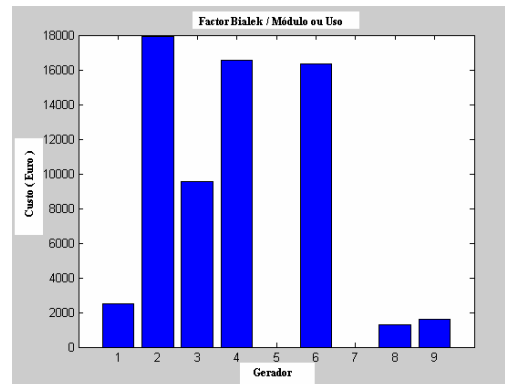


Fig. 5. Taxa alocada usando os factores bialek

Comparando os gráficos das figuras 4 e 5, verifica-se que os valores são muito diferentes, o que nos mostra que a distribuição de custos da utilização da rede eléctrica depende muito do método utilizado no cálculo da comparticipação do gerador no trânsito de cada linha do sistema.

4 Conclusões:

Podemos concluir pela análise dos resultados que, apesar de existir vários métodos que permitem tarifar a utilização do uso das interligações, os valores imputados a cada gerador variam com o método de cálculo das comparticipações de cada gerador no trânsito de potências. Entre os dois métodos estudados neste artigo, o método Bialek é o mais utilizado porque é um método que permite tarifar independentemente do barramento de referência e permite o cálculo no modelo ac [7],[8].

Referências

- [1] Mohammad S., Hatim Y. Zuyi L., "Market Operations in Electric Power Systems", 2002.
- [2] Alexander Galetovicy Rodrigo Palmaz "Transmisión eléctrica y la "ley corta": Una estimación de la redistribución de peajes" May 2003.
- [3] Judite Ferreira, "Tarifação em redes de transmissão de energia eléctrica – comparação de métodos e análise dos efeitos de novas interligações", Tese de Mestrado, Jul. 2003.
- [4] Judite Ferreira, Manuel João D. Gonçalves Zita A. Vale "Strategic Coalition Impact on Transmission Costs" ickedds, Polltugal, Julio 2004.
- [5] Janusz W. Bialek "Transmission Pricing Of Cross-border Trades In Europe, Slovenia, October 1999.
- [6] Juan M. Zolezzi, Hugh Rudnick "Consumers coordination and cooperation in transmission cost allocation" IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna-Italy, June 2003.
- [7] Janusz W. Bialek, Stanislaw Ziemianek, and Robin Wallace "A Methodology for Allocating Transmission Losses Due to Cross-Border Trades" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, August 2004.
- [8] Janusz W. Bialek, Stanislaw Ziemianek, and Robin Wallace " Benchmarking on transmission pricing in Europe Synthesis 2003", document. ETSO, July 2004.