

МЕТОДИ ЗА ОЦЕНЯВАНЕ ПРЕНОСА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ

Резюме: Достъпът на трети лица до електропреносната мрежа въвежда необходимостта от разграничаване на разходите в мрежата и изследване на методите за определяне на цените за пренос от гледна точка на тяхната справедливост и ефективност. Тази статия представя обзор на съществуващите алтернативни методи за поделене на разходите за пренос на електроенергията през електропреносните мрежи.

Ключови думи: методи за оценяване на пренос, вложени разходи, прирастни разходи, местни прирастни цени.

METHODS FOR ELECTRICITY TRANSMISSION PRICING

Dimo Stoilov, Ivan Zagorchev

Abstract: The third party access to transmission network causes a necessity for distinction of network costs and investigation of transmission pricing methods for fair and efficient payment of electricity transmission. This paper presents a survey on existing alternative methods for cost allocation for the transmission of electricity via transmission networks.

Keywords: transmission pricing methods, embedded costs, marginal costs, local marginal pricing.

1. Въведение

Пренос на електроенергия по електропреносна мрежа означава провеждане на електромагнитни вълни по елементите на мрежата в резултат от едновременното вкарване на електроенергия в едни възли и изкарване на електроенергия от други възли под надзора на оператора на мрежата.

Собственикът/операторът на мрежата поддържа мрежата, координира нейното опериране и развитие. Обикновено той е доставчик на спомагателните услуги, но не доставя, а само посредничи при търговията на разполагаема мощност и електроенергия между двата типа ползватели на мрежата (производители и потребители - крайни или препродавачи). Те плащат разходите на оператора на мрежата, към които се добавят и прехвърляемите разходи за спомагателни услуги.

Оценяването на услугата пренос на електрическата енергия е един от най-дискутираните въпроси, свързани с либерализацията на пазара по света. Още преди предоставянето на достъп на трети лица до преносната мрежа са предложени много методи: [35], [42], [17], [33], [31], [25], [7], [41], [21], [5], [13], [16], [24] и др. Повечето от тях са споменати в обзора на Krause [40].

След предоставяне на платен достъп до преносните мрежи поредицата предложени методи продължава: [43], [44], [9], [2], [11], [45], [46], [14], [28],

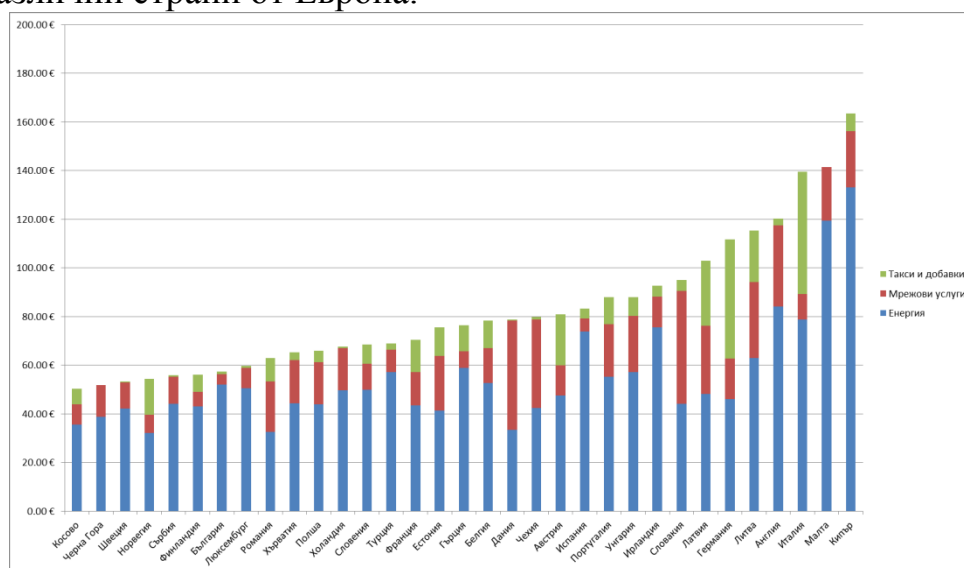
[23], [34], [3]. Появяват се все по-развити и по-сложни методи: [15], [19], [4], [29], [10], [26], [39], [32].

Цитираните източници са само част от над 200 по-важни публикации, касаещи плащането за ползване на преносната мрежа.

Преносът е естествен монопол и дейността на операторите е предмет на регулиране, а не на свободен пазар. Регулаторните органи надзирават и периодично одобряват разходите или цените на операторите.

Повечето европейски страни заместиха плащането за ползване на мрежата (Use of System Charges - UoSC) с плащане за „достъп до мрежата“ (fee for the access to the network) [38].¹

На фиг.1 са представени разходите за мрежови услуги на големи потребители на свободен пазар с годишна консумация от 20 000 до 70 000 MWh годишно в различни страни от Европа.



Фиг.1 Сравнение на разходите за мрежови услуги спрямо разходите за енергия

Най-често изтъкваните изисквания към ефективно оценяване на разходите за пренос са:

1. Стимулиране на икономическа ефективност на процеса пренос;
2. Адекватно компенсирание на разходите на мрежовите оператори;
3. Справедливо поделение стойността на разходите между всички пазарни участници, използващи мрежата;
4. Обезпечаване надеждността на мрежата (преди всичко предотвратяване на претоварванията).

Първото изискване, за стимулиране на икономическата ефективност означава преследване на максимално общо благополучие (сума от принадлезна стойност на продавачи и купувачи). Отговорността за благополучието на

¹ Освен плащане за достъп, заинтересуваните ползватели на мрежата в Европа плащат и физически права за пренос през участъци с недостатъчна преносна способност, най-често презгранични електропроводи. От своя страна операторите в Европа плащат за ползването на съседни мрежи, приходите/разходите за което социализират между всички местни консуматори, въпреки наличието на презгранично субсидиране [6], [18], [35], [36]. Тези плащания, както и плащането за присъединяване не са предмет на тази статия.

продавача и купувачите се пада на регулиращия орган, а икономическата ефективност зависи от използвания метод за контрол на разходите и на цените.

Второто изискване, за адекватно компенсирание разходите на мрежовите оператори, е отговорност както на регулатора, така и на предаващия оператор. Икономистите и до сега нямат единен отговор дали да се възстановяват краткосрочните (short-term) или дългосрочните (long-term) разходи (expenses, costs) на оператора. В различните страни тези разходи варират от 3 до 10 % от общата стойност на електроенергията при крайните консуматори, в зависимост от състава на електропреносната мрежа и включваните други разходи в съответната страна. Около 90% от тези разходи са за възстановяване на първоначалните инвестиции и за текущо поддържане, които не зависят от натоварването на мрежата и само около 10% са зависими, защото са причинени от загубите на активна енергия в мрежата.

Третото изискване, за справедливо поделение на общите разходи между купувачите на услугата пренос, е предмет на много дискусии и различни методи. Най-използваните се основават на товара в MW или на количеството електроенергия в MWh, което консуматорът изкарва от мрежата. Социализираното на разходите чрез еднаква цена е достатъчно справедливо плащане на пръв поглед, което в действителност не съответства на реалното ползване на мрежата. Например два потребителя, изкарващи еднакво количество енергия на различно разстояние от захранващия ги производител, биха заплатили еднаква сума, въпреки че използват различни елементи от мрежата.

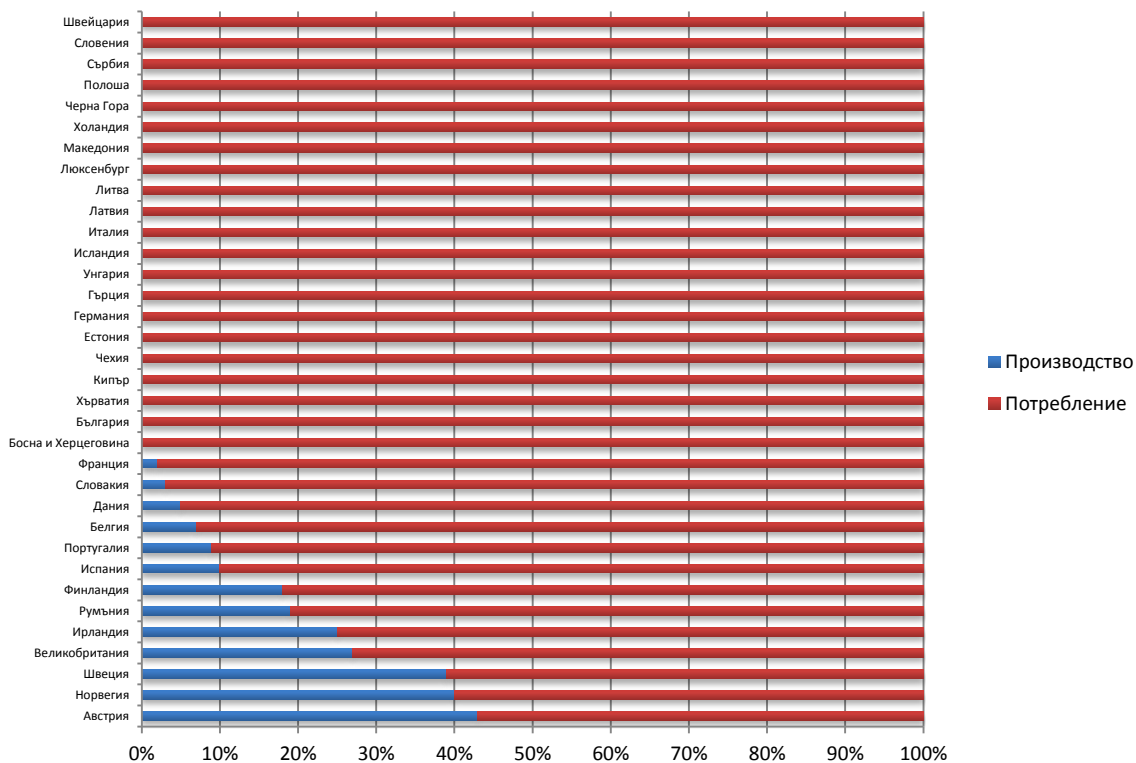
Класическите методи за оценяване на услугата пренос на електрическа енергия образуват две основни групи, които разглеждаме последователно.

2. Методи за оценяване въз основа на вложените разходи

При тази група методи всички вложени разходи се сумират/обединяват (rolled-in or embedded) и след това се поделят между различните участници по определен показател, който характеризира метода.

2.1. Метод на пощенската марка (Postage Stamp Method)

Това е най-простият и доста разпространен метод. Той се прилага както на пазари с отделни сделки за пренос (transaction based), така и за всички ползватели на мрежата без отделни сделки за пренос (non-transaction based). Подялбата се осъществява чрез цена в пари/MW, която се получава като отношение между необходимите годишни приходи (annually required revenue - ARR) на оператора на електропреносната мрежа и годишния максимален товар на всички ползватели на преносната мрежа. Всеки от тях плаща ежемесечно сума, която е равна на производението от цената и неговия максимален товар. Съществуват различни практики относно каква част от разходите се заплащат от производителите и каква от потребителите на електроенергията в страните групирани от Австрия до Франция на Фиг. 2. При повечето пазари (от Босна и Херцеговина до Швейцария) разходите се начисляват пряко на потребителите, които и без друго ще ги платят. Това решение е резултат от съображението за намаляване на разходите по сделките.



Фиг.2 Поделяне на заплащаните разходи за пренос на енергия между производители и потребители при различни Европейски пазари

2.2. Метод на договорения път (Contract Path Method)

Методът представлява подобрение на предходния метод, защото макар и приблизително се определя използваната част от мрежата между двете точки на производство и потребление. Този метод се прилага за всяка сделка поотделно (transaction based). Операторът поделя разходите за условно избрания път до товарите на всички участници, които използват елементите от този път, така че цената в пари/MW не е еднаква, както при методът на пощенската марка. Приетото опростяване задоволява страните поради по-голямото съответствие между договореното и реалното ползване в сравнение с метода на пощенската марка. В действителност потокът на активната мощност преминава през всички контури в зависимост от свързаността на мрежата през времето на сделката. Поради силното влияние на паралелните потоци върху претоварването на елементи от мрежата и неточния икономически сигнал на „договорения път“ върху ползвателите на тези елементи, този метод вече е официално отречен в Европа и почти не се прилага и в САЩ.

2.3. Метод отчитащ разстоянието (MW-km метод) (Distance Based MW-Mile/km Method)

При този метод подялбата на разходите се основава на цена в пари/MW*km или в пари/MW*mile (в страни, които не прилагат метрична система за дължини). Произведението от предаваната мощност и разстоянието между производителя и потребителя, най-често се измерва по права (въздушна)

линия, а не по някоя инфраструктура (шосейна, железопътна или електроенергийна мрежа). Методът се прилага за всяка сделка поотделно. Той има значителни недостатъци и при него отново са необходими сериозни допускания, защото енергията в мрежите не следва единствен път от генератор до консуматор, нито захранването е винаги от един източник. Тъй като не съществуват ясно дефинирани зависимости между географско разстояние и реални разходи, точността е малка, но както и при горните два метода простотата и яснотата става предпочитание за някои участници.

2.4. Метод отчитащ разстоянието въз основа на електрическите потоци (Power Flow Based MW-Mile Method)

Този подобрен метод прилага реални изчисления на електрическите потоци по мрежата според предаваната по всяка сделка мощност. В изчислението на плащанията на участниците са отчетени както предаваната от тях мощност, така и изминатото от мощността разстояние. За целта се използва постоянен ток изчислител за потокоразпределение и поделяне на разходите спрямо преминаващите активни мощности. Изчисленията са за моментни товари и инжекции имитиращи няколко характерни периода, резултатите от които се сумират. Плащането от всеки ползвател на мрежата, се представя като:

$$CC_i = \sum_j EC_j \frac{|P_j(i)|}{\bar{P}_j}, \text{ пари} \quad (1),$$

където CC_i е задължението на ползвателя i , EC_j е разходът свързан с елемента j от мрежата, $P_j(i)$ е активната мощност преминаваща през елемента j , причинена от сделката на ползвателя i и \bar{P}_j е максималната преносна способност на елемента j (капацитет за електрически линии и максимална мощност за трансформатори). При този метод не могат да се възстановят всички разходи, защото натоварването на елемента j винаги е по-малко от преносната способност, затова е необходимо предварително адаптиране.

Един **адаптиран метод**, изразен с уравнението:

$$CC_i = \sum_j EC_j \frac{|P_j(i)|}{\sum_s P_j(s)}, \text{ пари} \quad (2)$$

дели общите разходи за елемента j на сумата от мощностите, породени от всички сделки s на всички ползватели на мрежата. Така се постига по-представително и по справедливо поделяне на разходите.

Има варианти на метода, които освобождават от плащане причинителите на потоци с противоположна на преобладаващите посока, тъй като те намаляват сумарния поток.

Други методи от тази група са „трасиране на потоците“ според избрани пропорционални съотношения, „метод на еквивалентните двустранни обмени“, „метод на зет възела“. На тях не се спираме защото не са намерили практическо приложение.

3. Методи за оценяване чрез прирастни цени

При тези методи цената се съобразява не спрямо общо вложените разходи в мрежата, а спрямо прираста им при нарастването на определен показател (мощност, товар, мрежови елемент и пр.).

$$MC_i = \frac{dC(P)}{dP_i}, \text{ пари/MW} \quad (3)$$

Както вложените така и прирастните разходи могат да бъдат краткосрочни или дългосрочни. При краткосрочните периоди съставът и капацитетът на мрежата се приема за фиксиран, което означава неизменност на разходите и нулева прирастна цена. При дългосрочните се отчитат въвежданите в работа нови мрежови елементи или извеждането на остарелите. Съставът на мрежата не е постоянен, което води до изменящи се разходи и реална прирастна цена.

Икономическата теория след 1970 г. е приела, че дългосрочните прирастни цени са най-ефективни, защото осигуряват максимално обществено благополучие. Това е валидно за икономическо общество състоящо се от производители и потребители. При по-сложните икономически общества различните видове посредничества изкривяват този принцип.

Разглеждайки електроенергийната система като единна икономическа общност между производители, мрежови оператор и потребители през 1988 г. Scheweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Vohn, R. дефинират оптимални моместни (spot) цени $\rho_k(t)$, най-общият математичен израз за които е:

$$\rho_k(t) = \frac{\partial [TC]}{\partial d_k(t)}, \text{ пари/MWh/h} \quad (4), \text{ където:}$$

$\rho_k(t)$ е цената във възел k през времеви интервал (час) t ,

TC са общите дългосрочни разходи (total costs) за доставка на електроенергията до всички консуматори,

$d_k(t)$ е нарастването на товара d във възел k през периода t .

Тези цени са възлови и имплицитно включват разходите на производителите и на предаващия оператор, в това число разходите за загуби и оскъпяването заради използване на агрегати извън подредбата по заслуги при избягване на претоварвания, но не могат да отразят постоянните разходи.

През 1990г. Willam W. Hogan насочва теорията на оценяване от „договорен път“ към „договорена мрежа“ [42]. Първоначалната идея предвижда дългосрочно договаряне на „права за физически пренос“ на електроенергията от възел до възел. Впоследствие Hogan отрича ефикасността на правата за физически пренос и пледира за въвеждане на „финансови права за получаване на оскъпяването“, което възниква между два възела при избягване на претоварване чрез по-скъпи агрегати, отколкото подредените по възходяща цена.

През 1996 г. Hung-Po Chao и Stephen Peck [20] изследват и доразвиват модела за пазар на права за пренос както между два възела, така и по отделни клони.

Въз основа на тези теоретични модели през април 1998 г. е въведено оценяване чрез прирастни цени на електроенергията и спомагателните услуги според местоположението (Locational Marginal Pricing - LMP) в обединението

наричано PJM, през септември 1999 - в обединението New York, през януари 2000 г. - в California, през февруари 2002 - в Texas, през март 2003 - в New England и през април 2005 - в обединението Midwest [1], [20]. Възловите цени на електроенергията в тези обединения се изчисляват и обновяват на всеки пет минути според предлаганите от производителите цени на пазара за електроенергия и на пазара за спомагателни услуги. Пазарите за разполагаема мощност, за оперативен резерв и за права за приходи от теснини са отделни от споменатите пазари за енергия и услуги [27], [30].

Всяка прирастна възлова цена се състои от три съставки: за енергия, за загуби по мрежата и за едно “фалшиво” плащане. То е за енергия, но е предизвикано от използването на по-скъпи производствени агрегати при недостатъчна преносна способност. Това плащане е в допълнение на основното плащане за достъп (payment for open access to transmission network), предназначено да възстанови вложените в мрежата разходи на оператора. Този псевдо преносен разход е наричан с различни имена: местна рента (locational rent), рента при претоварване (congestion rent), търговски придатък (merchandising surplus), плащане за теснини (congestion charge), разходи за повторно диспечирание (redispatch costs), стойност на теснина (congestion cost), приход от теснина (congestion revenue) и т.н.

Прирастните цени според местоположението не осигуряват възстановяване на разходите на мрежовия оператор, както и разходите на производителите за пускане, спиране или работа на празен ход. За включване на тези разходи са създадени алгоритми и изчислителни комплекси под общото название „разширено оценяване чрез прирастни цени според местоположението“ (Extended LMP) [8].

4. Заключение

Статията представя сбит обзор на многообразните методи за оценяване ползването на електропреносната мрежа. Класическите методи за оценяване въз основа на вложените краткосрочни или дългосрочни разходи са разпространени заради по-голямата им простота и яснота, но те не удовлетворяват задоволително изискванията за ефективност и справедливост. В най-развитите пазари на едро плащанията за достъп до мрежата се допълват с плащанията за електроенергия и спомагателни услуги, оценявани чрез прирастни цени, в комбинация с плащания за ползването на участъци с недостатъчна преносна способност. Усъвършенстването на методите и инструментариумът за оценяване продължава с цел пълно възстановяване на разходите в системата, при максимална справедливост и икономическа ефективност.

Благодарности

Авторите благодарят на Министерството на Образованието и Науката и на Научно-Изследователския Сектор на Технически Университет – София за оказаната помощ чрез финансирането на научно-изследователски проект в помощ на докторанти № 152ПД0036-01 на тема „Ценови образци при интелигентни преносни и разпределителни мрежи”.

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ:

- [1]. Andrew L. Ott, Experiences of PJM and Other US Markets in a Deregulated Environment What has worked and what are the challenges, May 27, 2014.
- [2]. Aniss Fradi, Sergio Brignone, Bruce F.Wollenberg, Calculation of Energy Transmission Allocation Factors (ETA Factors), TPS, V16, May 2001.
- [3]. A.R.Abhyankar, S.A. Soman, S.A.Khparde Optimization Approach to Real Power tracing: An Application to Transmission Fixed Cost Allocation, IEE TPS, V21, Aug 2006.
- [4]. Alireza Sedaghati, Cost of Transmission System Usage Based on an Economic Measure, IEE TPS, V21, May 2006.
- [5]. A. Zobian, Ilic, M.D., Unbundling of transmission and ancillary services: I. Technical issues II. Cost-based pricing framework, IEEE TPS, V12, May 1997.
- [6]. Dimo Stoilov, Luben Stoilov, Improving inter-transmission compensation in EU, Energy Policy 62 (2013) 282–291.
- [7]. Einhorn, M., Siddiqi, R. (Eds.), 1996. Electricity transmission pricing and technology, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London.
- [8]. Extantion Locational Marginal Pricing Filing, MITSO, 2011-12-22, Docket_No._ER12-668-000.
- [9]. Felix F.Wu, Yixin Ni, Ping Wei, 2000. Power transfer Allocation for open Access Using Graph Theory-Fundamentals and Applications in Systems Without Loopflow, IEE TPS, V15, August 2000.
- [10]. Franko Sore, H Rudnick, J Zolezzi "Definition of an efficient Transmission System using Cooperative Game Theory" IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No. 4, Nov. 2006.
- [11]. Francisco Danitz, Hugh Rudnick, Juan Zolezzi and David Watts, Use Based Allocation Methods for Payment of Electricity Transmission Systems, IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology, Kunming, China October, 2002.
- [12]. Fred M. Westfield, Practicing Marginal-Cost Pricing: A Review, 1966; {based on James R. Nelson (editor) (1964), Marginal Cost Pricing in Practice. Prentice-Hall Series in Management. Prentice-Hall Inc, New Jersey}
- [13]. Galiana, F., Ilic, M., A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access, IEEE TPS, V 13, May 1998.
- [14]. Galiana F.D., Conejo A. J., and Gil H. A. 2003. Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 18, No. 4, November 2003.
- [15]. Georgios Stamtzis, Power transmission cost calculation in deregulated electricity market, Dissertation, December 2003.
- [16]. E. Handschin, L. Muller, T.Nikodem, R.Palma, Comparison of Pricing Methodologies for Wheeling Transactions in Liberalized Energy Supply Systems, DRPT 2000.
- [17]. Happ, H. H., Cost of wheeling methodologies transmission pricing, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, No. 1, 1994.

- [18]. Hugo A. G., Galiana F.D., Conejo A. J., 2005. Multiarea Transmission Network Cost Allocation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, August 2005.
- [19]. Hugo A. G., Francisco D. Galiana, Edson L.da Silva, Nodal Price Control: A Mechanism for Transmission Network Cost Allocation, IEE TPS, V21, Feb 2006.
- [20]. Hung-Po Chao, Stephen Peck, A market mechanism for electric power transmission, Journal of Regulatory Economics, Volume 10, Issue 1, July 1996]
- [21]. J.A. Kavicky, S.M. Shahidehpour, Parallel Path Aspects of Transmission Modeling, IEEE TPS, V11, Aug 1996.
- [22]. Johannes Pfeifenberger, Kathleen Spees, Adam Schumacher, A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs, The Brattle Group Inc., September 2009.
- [23]. Julio Usaola, A transaction-based method for allocation of transmission grid cost and losses, Electric Power Systems Research, vol. 76, no. 6, 2006.
- [24]. Jiuping Pan, Yonael Teklu, Saifur Rahman, Fellow, IEEE, and Koda Jun, Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 4, November 2000.
- [25]. Marangon Lima, J.W., 1996. Allocation of transmission fixed charges: an overview, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, No. 3, 1409-1418.
- [26]. Max Jungqueira, Luiz Carlos da Costa, Luiz Augusto Barroso, Gerson C.Olivera, Luiz Mauricio Thome, Mario Veiga Pereira, An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets, IEE TPS, V22, Nov 2007.
- [27]. Michael D. Cadwaladeri, Paul Gribik, William Hogan, Susan Pope, Enhanced LMP and FTR, 060910.
- [28]. Miloš Pantoš, David Grgič, Ferdinand Gubina, New Transmission Service Pricing Technique Based on Actual Power Flows, IEEE Bolonga Power Tech Conference, June 2003.
- [29]. M. Oloomi-Buygi, and M. Reza Salehizadeh, Transmission Pricing based on Voltage Angle Decomposition, World Academy of Science, Engineering and Technology 17, 2006.
- [30]. Paul R. Gribik, William W. Hogan, and Susan L. Pope, Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift, 12 31 2007.
- [31]. Pérez-Arriaga I.J., Rubio Odériz, F.J., Marginal pricing of transmission services: An analysis of cost recovery, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, No. 1, Feb. 1995.
- [32]. Rohit Bhakar, V. S. Sriram, Narayana Prasad Padhy, and Hari Om Gupta, Probabilistic Game Approaches for Network Cost Allocation, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 25, No. 1, February 2010.
- [33]. Ross R.Kovacs, Allen L.Leverett, A load Flow Based Method for Calculating Embaded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity, TPS, V9, Feb 1994.

- [34]. S. Abdelkader, Efficient computation algorithm for calculating load contributions to line flows and losses, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 153, No.4, pp. 391-398, July 2006.
- [35]. Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R., 1988. Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers, Boston.
- [36]. Stoilov, D., Stoilov, G., 2006. Inter-Transmission Compensation: Part I- An Open Issue, Proceedings of Balkan Power 2006 Conference, Ohrid, Macedonia.
- [37]. Stoilov, D., Stoilov, G., 2006. Inter-Transmission Compensation: Part II- Network Use and Loss Assessment Method. Proceedings of Balkan Power 2006 Conference, Ohrid, Macedonia.
- [38]. Stoilov, D., Dimitrov, Y., Francois, B., 2011. Challenges facing the European power transmission tariffs: The case of inter-TSO compensation. Energy Policy, vol. 39, issue 9, September 2011, p. 5203-5210.
- [39]. Sudha Balagopalan, S. Ashok, and K. P. Mohandas, An Integrated Model for Transmission Sector using Cooperative Game Theory, 16th National Power Systems Conference, December, 2010.
- [40]. Thilo Krause, Evaluation of Transmission Pricing Methods for Liberalized Markets, A literature Survey, EEH_PSL_2003_001.
- [41]. Tsukamoto Y., Iyoda I., 1996. Allocation of Fixed Transmission Cost to Wheeling Transactions by Cooperative Game Theory, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, May 1996.
- [42]. William W. Hogan, 1990-1992. Contract Networks For Electric Power Transmission: Technical Reference, September 1990, Revised February 1992.
- [43]. William W. Hogan, 1998. Independent System Operator: Pricing And Flexibility In A Competitive Electricity Market, February 1998.
- [44]. Yan, Yonghe, A multi-agent based approach to transmission cost allocation, Dissertation, May 2000.
- [45]. Zolezzi J., Rudnick H., 2002. Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, November 2002.
- [46]. Zolezzi J., Rudnick, H. 2003. Consumers coordination and cooperation in transmission cost allocation, IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna-Italy, June 2003.

Автори: Димо Стоилов, доц. д-р, ТУ-София, катедра Електроенергетика, *e-mail:* dstoilov@tu-sofia.bg; Иван Загорчев, маг. инж. докторант, ТУ – София, катедра Електроенергетика, *e-mail:* i.zagorchev@ker.bg