

# Opis metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči

Blaž Kladnik<sup>1</sup>, Gašper Artac<sup>2</sup>, Tomaž Štokelj<sup>1</sup>, Andrej Gubina<sup>3</sup>

<sup>1</sup> HSE d.o.o., Koprška ulica 92, 1000 Ljubljana, Slovenija

<sup>2</sup> GEN-I d.o.o., Cesta 4. julija 42, 8270 Krško, Slovenija

<sup>3</sup> Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana, Slovenija  
E-pošta: blaz.kladnik@fe.uni-lj.si

**Povzetek.** V delu opisujemo novo metodo koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov. Ker se metoda opira na izračun pretokov moči, lahko točno ugotovimo, kako se je posamezna komercialna izmenjava med dvema območjema v regiji razporedila po prenosnem omrežju in ali se je zaradi nje kateri od vodov zamašil. To poenostavlja čezmejno trgovanje. Čezmejne prenosne zmogljivosti se pri obravnavani metodi dodeljujejo koordinirano na podlagi izvedene dražbe. Pri izvajanju dražb glede na fizikalne in sigurnostne omejitve v omrežju nova metoda maksimira skupni prihodek zaradi zamašitev, ki so posledica čezmejnega trgovanja. Z njo smo opravili izračun na testnem sistemu trgovanja med petimi različnimi tržnimi območji (državami) v izbrani regiji. Na podlagi zbranih ponudb za čezmejno trgovanje in stanja v omrežju smo zaznali morebitne zamašitve na vodih, izmenjave ustrezno omejili in izračunali tržne cene čezmejnih prenosnih zmogljivosti za posamezne komercialne prenose.

**Ključne besede:** dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti, metoda koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti, čezmejno trgovanje z električno energijo

## A Description of the Flow-based Capacity Allocation Method

**Extended abstract.** In the paper we present the field of cross-border capacity allocation which is rarely discussed in the technical literature. Allocation of the cross-border capacity plays an important role in the international electricity exchange and the UCTE power system operation [1]. Since the open market integration in the European system, we have been using the Net Transfer Capacity (NTC) model for cross-border capacity calculation and allocation. Due to the lack of cross-border capacity and the new political objective of the European Union to achieve an efficient and coordinated trading of electricity, the methods for cross-border capacity allocation are being increasingly developed and are based upon the actual power flows across the network [2].

In the paper we present the ways and models of calculation of the cross-border capacity, levels of coordination and ways of cross-border capacity allocation. Figure 1 shows different methods of cross-border capacity allocation. Further, a new proposed method called the Flow-Based Capacity Allocation (FBCA) is described. The FBCA method is based on coordinated auctions considering the power flows in the power system, where all the bids for the cross-border capacity are optimized centrally by the auction office [12]. The commercial transfers are not limited to interconnection lines on pre-defined borders, but are transposed to physical power flows using the Power Transfer Distribution Factors (PTDF) in the PTDF matrix. This way,

*Raziskava je nastala v okviru raziskovalne skupine Elektroenergetski sistemi, P2-0356, ki jo financira Javna agencija za raziskovalno dejavnost Republike Slovenije (ARRS).*

*Operacijo delno financira Evropska unija, in sicer iz Evropskega socialnega sklada.*

the impact of the flows on all the lines and their security are considered. The cross-border capacity allocation follows the flow of the energy from the source to the sink, which means that market participants only define the source and sink area, and the natural flow path is automatically determined by the PTDF factors that define a simplified network model. This enables the maximum physical flow on each of the interconnection lines, which we call the available maximum flow (AMF). The FBCA method aims to maximize the economic prosperity of the region [17].

FBCA method is designed to group areas, where the area stands for the geographic area (region), where the import and export is restricted by limiting the cross-border capacity, which was granted in coordinated auctions. The contractor may carry out annual auctions, several-month auctions, monthly, weekly and daily auctions and also allocate the available cross-border capacity intra-day [13].

Restrictions of the FBCA method are expressed as restrictions on the transfer of physical flows resulting from the transfer of energy between the commercial areas. In the calculation of the PTDF matrix and the AMF vector, results of previous auctions have to be taken into account. A circular process, including the following steps is used [15]:

1. Preparation of a simplified model, Common Grid Model (CGM): a segmentation process is based on CGM of the UCTE network power flows.
2. Preparation of various scenarios: scenarios are determined only in annual and monthly distribution, based on CGM.
3. Determination of the PTDF matrix: the PTDF matrix elements are set for each pair of the source and sink areas and for each critical branch in combination with the respective critical outage.
4. Determination of the AMF vector: the AMF vector is determined for each combination of critical branches and critical shortfalls.

The FBCA method is further illustrated on a five price area test system shown in Figure 2. The results, Table 4 and

Figure 3 clearly show that the critical C-E branch is congested in reverse direction, i.e. in the direction from zone E to zone C. The corresponding value of that congestion (shadow price) is 4,004.58 €/MW. The market clearing price is the marginal price for the capacity of the congested critical branch, i.e. the price of the last (fully or partly) accepted bid, which causes congestion. Each bid pays as much as much congestion the power transfer causes. Bid 3 is only partly accepted, i.e. 31.12 MW of 200 MW.

With the new proposed method of the coordinated flow-based capacity allocation, a simplification of trading is achieved, which is a great advantage in facilitating the trading of electricity across national borders.

**Keywords:** Transmission-capacity allocation methods, Flow-based capacity allocation, Cross-border trading with electricity, Flow-Based Capacity Allocation method

## 1 Uvod

Dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti (ČPZ) je pomemben element mednarodne izmenjave električne energije, ki je ključna za delovanje trgov električne energije in za sigurnost obratovanja evropskega elektroenergetskega sistema UCTE (ang. *Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) [1]. V Evropi se že od odprtja trga z električno energijo v uporabi NTC (ang. *Net Transfer Capacity*) model izračuna in dodeljevanja ČPZ. Zaradi čedalje večjega pomanjkanja ČPZ in zaradi cilja Evropske unije da se doseže učinkovito in usklajeno trgovanje z električno energijo, so Evropska komisija in nacionalni regulatorji dali pobudo, naj se metode izračuna in dodeljevanja ČPZ razvijajo tako, da se bodo izvajala na podlagi pretokov moči po prenosnem omrežju [2]. Skladno s tem se je v zadnjih letih razvila metoda koordiniranega dodeljevanja ČPZ na podlagi pretokov, (ang. *Flow Based Capacity Allocation*) metoda FBCA, ki jo predstavljamo v tem članku.

Članek je razdeljen na več poglavij. V poglavju 2 govorimo splošno o dodeljevanju ČPZ: načinih izračuna, modelih za izračun, stopnji koordinacije, načinih dodeljevanja ČPZ in zdajšnjem stanju v evropskem prostoru na tem področju. Poglavje 3 podrobneje predstavlja metodo FBCA, določanje parametrov omrežja in izračun rezultatov dražbe. V poglavju 4 na testnem sistemu predstavljamo dodeljevanje ČPZ z metodo FBCA in zaključek v poglavju 5.

## 2 Dodeljevanje ČPZ

Čezmejne prenosne zmogljivosti so na voljo za prenos električne energije med državami. V UCTE delujejo elektroenergetski sistemi posameznih držav med seboj sinhrono. Za zagotavljanje večje sigurnosti delovanja omrežja, čim večjega obsega trgovanja z električno energijo med posameznimi državami in pospeševanja konkurence na notranjih trgih z električno energijo je evropski parlament sprejel Uredbo (ES) št. 1228/2003 [2] in Prilogo k Uredbi (ES) št. 1228/2003 [3][4], ki ob

upoštevanju posebnosti nacionalnih in regionalnih trgov z električno energijo določata smernice za vodenje in dodeljevanje ČPZ med nacionalnimi omrežji.

### 2.1 Načini izračuna ČPZ

Pri čezmejnem trgovanju znotraj ene regije lahko obstaja več območij z različnimi cenami električne energije. Načine izračuna ČPZ delimo na izračun ČPZ med posameznimi

- vozlišči (vozliščni izračun) ali
- regulacijskimi območji (območni izračun).

Vsako območje sestavlja večje število vozlišč. V Evropi uporabljamo izključno območni izračun, medtem ko se v ZDA ponekod uporablja tudi vozliščni izračun.

Vozliščni izračun najbolj učinkovito upravlja ČPZ, saj se za vsak MW pretoka na vodu lahko hkrati potegujejo vsi generatorji (vozlišča). Tako ima vsako vozlišče svojo sistemsko ceno. Veliko število vozlišč je največja slabost vozliščnega izračuna, saj zelo otežuje preglednost in preprostost trgovanja v posameznih državah. Območni izračun ČPZ po drugi strani omogoča neomejeno trgovanje znotraj območja z enotno ceno. Večinoma se zamašitve na vodih znotraj območja prenesejo na zunanje meje območja. To pomembno zmanjšuje zmoglosti trgovanja med območji [5]. Pri izbiri vozliščnega ali območnega načina razdelitve omrežja torej iščemo za izračun ČPZ ravnotežje med količino trgovanja in preprostostjo trgovanja tako znotraj posameznega območja kot tudi med območji.

### 2.2 Modeli za izračun ČPZ

V Evropi sta v uporabi in v razvoju dva modela za izračun ČPZ:

- model NTC (ang. *Net Transfer Capacity*) in,
- model FB (ang. *Flow Based*).

Model NTC izračunava fizični pretok na meji med dvema sosednima območjema, vendar ne upošteva fizičnih pretokov, ki so posledica komercialnih izmenjav med posameznimi območji. Vse komercialne izmenjave (ang. *Power Transfer – PT*) na meji morajo biti manjše od vrednosti NTC, ki pomeni neto prenosno zmogljivost med sosednima območjema [2]. Čeprav je dodeljevanje ČPZ na podlagi modela NTC preprosto, je uporaba modela upravičena le v preprostih omrežjih, ali v omrežjih, ki niso močno obremenjena. NTC model namreč ne upošteva paralelnih pretokov moči, ki zaradi komercialnih izmenjav med območjema lahko nastanejo na tretjih mejah [6].

Model FB za izračun ČPZ je bolj izpopolnjen kot model NTC. Pri modelu FB se ČPZ izračunava koordinirano za več območij hkrati na podlagi fizičnih pretokov, ki so posledica vseh komercialnih prenosov v prenosnem omrežju. Proces izračuna ČPZ temelji na maksimiranju cene sprejetih ponudb ob upoštevanju fizičnih omejitev v elektroenergetskem sistemu (EES), zato se povzročeni pretoki na mejah vedno nahajajo v dovoljenem območju [6]. Pri modelu FB z uporabo

faktorjev vpliva spremembe prenosa električne energije (ang. *Power Transfer Distribution Factors – PTDF*) upoštevamo vse fizične pretoke, ki so posledica vseh izmenjav v prenosnem omrežju.

### 2.3 Stopnja koordinacije pri dodeljevanju ČPZ

Glede na različno povezanost trgov z električno energijo lahko poteka trgovanje s ČPZ na dva načina: časovno usklajeno le med dvema tržnima območjema ali koordinirano med več tržnimi območji hkrati. Zato ločimo metode dodeljevanja ČPZ glede na različne stopnje koordinacije na:

- bilateralne dražbe (izvajajo se lahko koordinirano ali v razmerju 50:50 %),
- multilateralne dražbe (izvajajo se koordinirano).

Pri bilateralnih dražbah poteka trgovanje s ČPZ vedno samo med sosednjima sistemskima operaterjema (SO), pri čemer lahko vsak od SO razpolaga s polovico razpoložljivih ČPZ. Trgovanje lahko poteka tudi na koordiniran način, ki ga vodi eden izmed SO, ki ponudi na trgu celotne ČPZ. Prihodek iz ponujenih ČPZ se enakovredno razdeli na polovico med oba SO [7].

Pri multilateralnih oz. večstranskih dražbah poteka trgovanje s ČPZ sočasno med vpletenimi SO, vendar samo na koordiniran način, pri čemer eden od SO ali pooblaščen dražbena hiša na isti dan izvede dražbe ČPZ na vseh mejah med udeleženi SO. Prihodek iz dodeljenih ČPZ se med udeležene SO porazdeli glede na stopnjo dogovora med SO [7].

### 2.4 Načini dodeljevanja ČPZ

Izračunom ČPZ sledi koordinirano ali nekoordinirano dodeljevanje pravic njihove uporabe. Obstaja več načinov dodeljevanja ČPZ, ki so se razvijali skupaj z razvojem trga z električno energijo. Z ustreznim načinom poskušamo zagotoviti, da bodo pretoki po interkonekcijskih vodih in na vseh notranjih delih prenosnega omrežja v mejah, ki še omogočajo zanesljivo obratovanje vseh povezanih EES [2]. Metoda za dodeljevanje ČPZ se oblikuje s kombinacijami načina izračuna ČPZ, trenutnega modela izračuna in stopnje koordinacije, katerih prepletanje prikazuje slika 1. Oglejmo si posamezne načine dodeljevanja ČPZ.

#### 2.4.1 FCFS

Način FCFS (ang. *First Come, First Served*) daje prednost ponudbam glede na čas prijave in daje prvoprijavljenim prednost pred naslednjimi. Način FCFS ni tržen, zato ne daje ekonomsko učinkovitih signalov za investicije v prenosne zmogljivosti. Udeleženci navadno plačujejo nizko ceno zakupa ČPZ ali pa je sploh ni. Način FCFS spodbuja udeležence, da se potegujejo za dodelitev ČPZ za daljše obdobje vnaprej. To omogoča SO, da hitreje zagotavljajo sigurnost obratovanja EES, saj so jim vnaprej znane količine izmenjav. Slabost metode FCFS je, da lahko ostane premalo prostora za

kratkorочно dodeljevanje ČPZ, ki je pogoj za uspešno delovanje organiziranega trga z električno energijo. Dolgoročne rezervacije namreč zapolnijo ČPZ za daljša obdobja in ovirajo normalno delovanje trgovanja z električno energijo za krajša obdobja [8].

#### 2.4.2 Pro rata

Način *pro rata* ne daje prednosti nobeni ponudbi za nakup ČPZ, temveč enakovredno upošteva vse ponudbe. Pri večjem povpraševanju od razpoložljivih ČPZ SO zmanjša razpoložljive ČPZ proporcionalno glede na razmerje med zahtevanimi in izračunanimi prostimi ČPZ. Ker načinu *pro rata* ni tržno zasnovan, ne daje ekonomskih signalov, saj ne vsebuje vzvoda za preprečevanje zamašitev niti na strani proizvodnje niti na strani SO. Prav tako ni učinkovitega ekonomskega signala za investicije v prenosne in proizvodne zmogljivosti. Če regulator trga ne obstaja, lahko ta metoda vodi do precenjevanja ČPZ in tudi do pridobivanja prenosnih pravic s podajanjem nerealno velikih zahtev, ki presegaajo zmožnosti udeleženca na trgu [8].

#### 2.4.3 Eksplicitne dražbe

Eksplicitne dražbe so najbolj razširjen način dodeljevanja ČPZ. Ponudbe za nakup ČPZ se oddajo ločeno od ponudb za električno energijo. To pomeni, da se pri eksplicitnih dražbah trguje samo s ČPZ. Vsak posel prenosa električne energije sestavljata dva posla, in sicer nakup ČPZ na dražbi ter nakup ali prodaja električne energije. Na eksplicitnih dražbah se sprejemajo ponudbe posameznih udeležencev na trgu, v katerih ti ponujajo ceno za uporabo ČPZ. Izvajalec dražb uredi ponudbe po ceni in izbere najvišje, da zapolni celotne ČPZ. Po končani dražbi se izračuna tržna cena ČPZ, ki jo plačajo vsi uspešni ponudniki. Ta cena je enaka ceni zadnje popolno ali delno sprejete ponudbe [8].

Eksplicitne dražbe kot tržni model uvajajo konkurenco, ker ponudbe v večini primerov odražajo pravo vrednost ČPZ. Pri tem se mora za ekonomsko učinkovitost dražbe za ČPZ potegovati dovolj veliko število udeležencev [9]. Bistvena slabost je ločitev trgovanja na ČPZ in električno energijo, saj lahko zaradi tega eksplicitne dražbe postanejo nepregledne in tvegane za udeležence na trgu z električno energijo.

#### 2.4.4 Implicitne dražbe

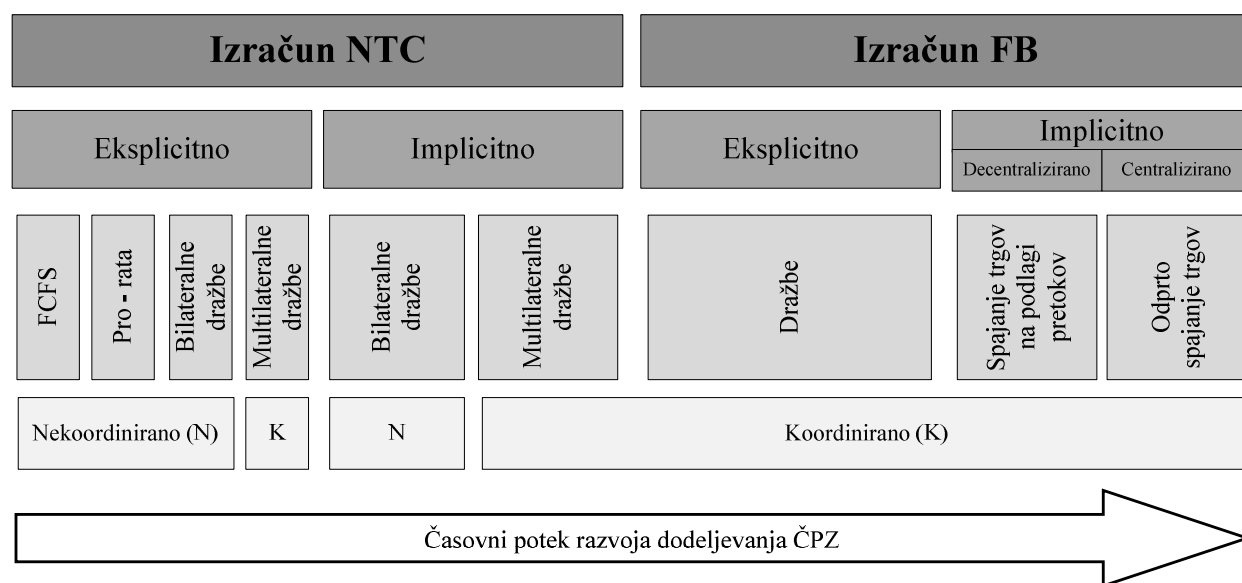
Implicitne dražbe so način dodeljevanja ČPZ, kjer so ponudbe sestavljene iz ČPZ in električne energije skupaj. Če gre za čezmejno trgovanje med dvema območjema, govorimo o bilateralnem ali dvostranskem trgovanju. Pri multilateralnem trgovanju zahteva metoda visoko stopnjo usklajevanja povezanih območij, saj se njihove ponudbe izklicujejo na enem mestu. Implicitne dražbe so lahko organizirane na dva načina: način

razdelitve trga (ang. *Market Splitting*) in način združitve trgov (ang. *Market Coupling*) [6].

O razdelitvi trga govorimo, ko se nastane zamašitev znotraj posameznega območja in se organizirani trg z električno energijo v tem območju razdeli na več območij. Nova območja nastanejo na vsaki strani zamašitve in v vsakem se izračuna nova sistemska cena. Ceno električne energije določa ta ponudba in povpraševanje za celotno območje [8]. Ta način naj bi bil optimalen s tehničnega in ekonomskega vidika.

Če govorimo o dodeljevanju ČPZ med posameznimi območji, uporabljamo izraz spajanje trgov. Ta način temelji na spajanju več sosednjih trgov z električno energijo, pri čemer se upošteva omejitve v prenosu med obema območjema.

Pri obeh metodah pri zamašitvah nastaneta dve ali več območij, v katerih se določijo sistemske cene. Ko pa zamašitev ni, se obravnava celotno območje kot enoten trg z električno energijo.



Slika 1: Metode dodeljevanja ČPZ

Figure 1. Methods of cross-border capacity allocation

## 2.5 Stanje v Evropi in zakonodaja

V Evropi potekajo razprave o različnih tržnih zasnovah metod dodeljevanja ČPZ za evropski trg z električno energijo. Smernice EU zahtevajo uvajanje metode dodeljevanja ČPZ glede na pretoke moči. Dodatno je Evropska komisija naročila študijo o različnih metodah razreševanja zamašitev, ki naj zadoščajo zahtevam EU Uredbe 1228/2003 po ekonomski blaginji in preprosto izvedljivosti [10]. Študija, ki jo je naročila Evropska komisija, kot metodo dodeljevanja ČPZ predlaga postopno uvajanje mešane eksplicitne in implicitne dražbe [2]. Glede na sedanje stanje evropskega trga z električno energijo je predlagana uvedba koordiniranih dražb na podlagi pretokov (izračun FB) [2][11]. Tako je ta metoda že v poskusnem delovanju v regiji Jugovzhodna Evropa, v regiji Srednjevzhodna Evropa pa je v fazi razvoja. Zdaj so v Evropi najbolj razširjene eksplicitne dražbe. Te se na večini mej izvajajo bilateralno, v nekaterih državah pa se izvajajo koordinirano [6]. V Skandinaviji se uporabljajo implicitne dražbe [9].

Ker se v evropski trg z električno energijo uvaja nova metoda koordiniranega dodeljevanja ČPZ na

podlagi pretokov moči, bomo naslednje poglavje namenili natančnejšemu opisu te metode.

## 3 Metoda koordiniranega dodeljevanja ČPZ na podlagi pretokov moči

### 3.1 Glavne značilnosti

Pri čezmejnem trgovanju z električno energijo so za trgovca pomembni zlasti izvorno in ponorno območje trgovanja ter urni načrt pretokov električne energije. Električna energija se od izvornega do ponornega področja pretaka v skladu s Kirchhoffovimi zakoni in tako lahko komercialni prenosi električne energije med izvornim in ponornim območjem povzročijo zamašitve prenosnih poti na povsem drugih vodih omrežja. Dolžnost SO je vodenje EES na podlagi fizikalnih zakonov električnega pretoka in odpravljanje zamašitev na interkonekcijskih vodih. Pri tem morajo uporabljati metode, ki so pravične do vseh udeležencev in ki so ekonomsko učinkovite [12].

Zato so v evropskem združenju sistemskih operaterjev prenosnega omrežja ETSO (ang. *European Transmission System Operators*) razvili novo metodo, ki temelji na dodeljevanju ČPZ na podlagi pretokov, kar

pomeni boljše upoštevanje fizikalnega delovanja prenosnega omrežja. Namen FBCA metode je maksimiranje ekonomske blaginje v regiji. FBCA metoda temelji na koordiniranih dražbah na podlagi pretokov, kjer so vse ponudbe za ČPZ optimizirane centralizirano. Za to skrbi avkcijska hiša (ang. *Auction Office* – AO). Pri metodi FBCA komercialni prenosi niso omejeni čezmejnimi prenosnimi povezavam na točno določenih mejah. Pretvorjeni so v fizične pretoke z uporabo faktorjev matrike PTDF. S tem je upoštevan vpliv komercialne izmenjave na tretje vode in njihovo sigurnost, kar metoda upošteva že med razdelitvenim ciklom.

Dodeljevanje poteka od izvornega do ponornega območja, kar pomeni, da morajo udeleženci na trgu določiti le izvorno in ponorno območje. Fizično pot pretoka določajo faktorji PTDF matrike, ki definira poenostavljeni model omrežja. Tako FBCA metoda določa maksimalen fizični pretok na vsaki od čezmejnih prenosnih povezav, ki ga imenujemo razpoložljivi maksimalni pretok (ang. *Available Maximum Flow* – AMF).

### 3.2 Postopek metode FBCA

Metoda FBCA je namenjena skupini območij, med katerimi so bile ČPZ dodeljene na koordiniranih dražbah. Območje pomeni geografsko območje (regijo), kjer sta uvoz in izvoz omejena z omejitvijo ČPZ. Poznamo letne, večmesečne, mesečne, tedenske, in dnevne dražbe ter dražbe ČPZ znotraj dneva [13]. Proces metode FBCA lahko zapišemo v štirih korakih [14]:

- SO in AO določita parametre omrežja (PTDF matrika, vektor AMF, ki sta podrobneje predstavljena v poglavjih 0 in 3.3.1).
- AO nato združi vse podatke in odpre dražbo.
- Udeleženci dražbe oddajo AO svoje ponudbe za prenos med poljubnimi udeleženi območji.
- AO izvede dražbo ter obvesti ponudnike in SO o rezultatih.

### 3.3 Določanje parametrov omrežja

Pri metodi FBCA so omejitve prenosa izražene kot omejitve fizičnih pretokov, ki so posledica komercialnih prenosov energije med območji. Povezavo med komercialnimi izmenjavami in fizičnimi pretoki opisuje matrika PTDF. Omejitve pretokov na kritičnih vodih izraža vektor AMF. Pri izračunu matrike PTDF in vektorja AMF je treba upoštevati rezultate prejšnjih dražb. Uporabimo t. i. krožni postopek, ki vsebuje naslednje korake [15]:

1. Priprava (poenostavljenega) modela skupnega omrežja (ang. *Common Grid Model* – CGM): vsak razdelitveni proces je zasnovan na skupnem modelu pretokov moči sistema UCTE.

2. Priprava posameznih scenarijev: scenariji se določijo samo pri letni in mesečni razdelitvi in temeljijo na CGM.
3. Določitev matrike PTDF: elementi matrike PTDF so določeni za vsak par izvornih in ponornih območij ter za vsako kombinacijo kritičnih vodov in kritičnih izpadov.
4. Določitev vektorja AMF: vektor AMF se določi za vsako kombinacijo kritičnih vodov in kritičnih izpadov.

V nadaljevanju sta podrobneje predstavljena izračuna matrike PTDF in vektorja AMF. Ta pristop upošteva vsak posamezen element prenosnega omrežja kot potencialno kritični vod (kv, ang. *Critical Branch*). Ti kritični vodi predstavljajo elemente prenosnega omrežja, ki lahko omejujejo komercialne prenose med dvema tržnima območjema. Za vsak kritični vod se določijo kritični izpadi (ki, ang. *Critical Outage*). Za kritični izpad je lahko upoštevan izpad vsakega voda oz. transformatorja ali kombinacija le-teh. Glede na mogočo preobremenitev kritičnega voda je v praksi le omejeno število izpadov kritičnih. Z upoštevanjem N-1 sigurnostne analize nam to dopušča zmanjšanje števila upoštevanih kritičnih izpadov matrika PTDF

Elemente matrike PTDF pogosto imenujemo tudi občutljivostni faktorji, saj prikazujejo občutljivost komercialnih prenosov na fizične pretoke [16]. Matrika PTDF je sestavljena iz:

- $M \cdot (M - 1)$  vrstic, kjer je  $M$  število udeleženi SO,
- $L$  stolpcev, kjer je  $L$  število vseh kombinacij kritičnih vodov in kritičnih izpadov.

Operativni izračun elementov matrike PTDF temelji na določitvi razlike pretokov moči v dveh različnih obratovalnih stanjih [16]:

- korak 1: simulacija izpadov v CGM,
- korak 2: simulacija dodatnega povečanja proizvodnje v vseh generatorskih vozliščih izvornega območja A za  $\Delta P_g = 100$  MW in upada proizvodnje v vseh generatorskih vozliščih ponornega območja B za  $\Delta P_g = 100$  MW, sorazmerno s prispevkom v osnovnem primeru.

Med korakoma 1 in 2 mora topologija omrežja ostati enaka, oba koraka pa ob tem upoštevata kritični izpad določenega kritičnega voda. Elementi matrike PTDF se glede na komercialni prenos med območjema A (izvorno) in B (ponorno) za kritični vod ob kritičnem izpadu izračunajo po naslednji enačbi (1):

$$PTDF_{kv,ki}^{A,B} = \frac{\Delta F_{kv,ki}}{\Delta P_g} \quad (1)$$

$\Delta F_{kv,ki}$  je razlika med pretokoma moči na kritičnem vodu (kv) ob kritičnem izpadu (ki) med korakoma 1 in 2,  $\Delta P_g$  pa je razlika v proizvodnji generatorja  $g$ .

Matrika PTDF med območjema A in B na kritičnem vodu (kv) od kritičnem izpadu (ki) ima dve pomembni lastnosti:

- $PTDF_{kv,ki}^{A,B} = -PTDF_{kv,ki}^{B,A}$ , (2)
- $PTDF_{kv,ki}^{A,B} + PTDF_{kv,ki}^{B,C} = PTDF_{kv,ki}^{A,C}$ , (3)

### 3.3.1 Vektor AMF

Pri metodi FBCA je namesto vrednosti NTC med dvema območjema podana vrednost AMF. AMF je manjši od maksimalnega pretoka, saj del pretoka prispeva pretok znotraj območja, del pretoki zaradi nenadzorovanega tujega vpliva, del netočnosti v modeliranju, preostalo pa komercialne izmenjave med območji. Pri razdeljevanju ČPZ se vsi elementi AMF postavijo v en vektor, ki ima dvakrat več elementov, kot je kombinacij kritičnih vodov in kritičnih izpadov. Za vsak par kritičnih vodov in kritičnih izpadov je potrebno določiti vektor AMF za vsako smer pretoka posebej [15].

### 3.4 Izračun rezultatov dražbe

Dražba ČPZ je na splošno torej optimizacija, v kateri je sprejeta odločitev, kateri udeleženci na trgu bodo zastopani pri dodelitvi ČPZ in kolikšen bo njihov delež prihodka. Pri tem so ponudbe za nakup ČPZ spremenljivke, skupni prihodek je kriterijska funkcija, omejene ČPZ pa so glavne omejitve. Ob predpostavki, da je odnos med količino komercialnih izmenjav in pripadajočim pretokom na elementu linearen, lahko optimizacijski problem zapišemo s sistemom linearnih neenačb [17].

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{P_{A,B} \in Z} [c_{\text{off}}(P_{A,B}) \cdot v_{\text{acc}}(P_{A,B})] \\ \text{s.t.} \quad & 0 \leq v_{\text{acc}}(P_{A,B}) \leq v_{\text{off}}(P_{A,B}) \\ & \sum_{A,B \in Z} \{PTDF_{i,A,B} \cdot \sum_{P_{A,B} \in Z} [v_{\text{acc}}(P_{A,B})]\} \leq AMF_{kv,ki} \end{aligned} \quad (4)$$

$P_{A,B}$  pomeni ponudbo za nakup ČPZ za prenos energije iz območja A v območje B,  $c_{\text{off}}$  je ponujena cena,  $v_{\text{acc}}$  pomeni sprejeto in  $v_{\text{off}}$  ponujeno količino te ponudbe,  $PTDF_{kv,ki}^{A,B}$  je element matrike PTDF, ki prikazuje pretok na kritičnem vodu (kv) ob kritičnem izpadu (ki), zaradi komercialne izmenjave od območja A do območja B ter  $AMF_{kv,ki}$  vrednost razpoložljivega maksimalnega pretoka na kritičnem elementu ob kritičnem izpadu.

Končna cena na dražbi za nakup ČPZ je vedno odvisna od prispelih ponudb in od razpoložljivih ČPZ, ki so na voljo za trženje. Če je vseh prispelih ponudb manj kot razpoložljivih ČPZ, je tržna cena (ang. *Clearing Price* – CP) za zakup ČPZ enaka nič. Če je količina prispelih ponudb večja, pa zaradi medsebojne odvisnosti pretokov moči v prepletenem omrežju izračun tržne cene ni trivialen problem. Tržno ceno sprejetih ponudb, ki prispevajo k zamašitvi na kritičnih

vodih, določa produkt faktorjev matrike PTDF in dualne cene SP (ang. *Shadow Price*) na zamašenih kritičnih vodih. SP pove, koliko naraste prihodek, če se AMF poveča za 1 MW. Tržna cena ponudbe od izvirnega območja A do ponornega območja B se torej izračuna takole:

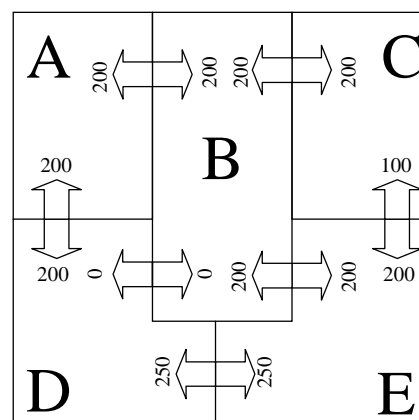
$$CP(p_{A,B}) = \sum_{kv,ki} PTDF_{kv,ki}^{A,B} \cdot SP_{kv,ki} \quad (5)$$

$SP_{kv,ki}$  pomeni dualno ceno omejitve AMF na kritičnem vodu ob kritičnem izpadu, zato ne more biti poševna.

## 4 Testni sistem

### 4.1 Opis

Kot primer delovanja metode FBCA imamo naslednji sistem s petimi tržnimi območji (A,B,C,D,E) in sedmimi kritičnimi vodi (AB, AD, BC, BD, BE, CE, DE). Slika 2 prikazuje topologijo omrežja in vrednosti AMF za vsak kritični vod.



Slika 2: Topologija testnega omrežja in prikaz kritičnih vodov  
Figure 2. Net topology and critical branches

Tabela 1 prikazuje matriko PTDF za izbrani primer. Vod B-D je v okvari, zato le-ta ni del matrike PTDF. V matriki PTDF so vrstice izvor in ponor komercialne izmenjave, kolone pa pomenijo kritične vode. Za primer, komercialna izmenjava 100 MW iz cone A v cone C povzroča pretok 31,1 MW na kritičnem vodu A-B, 31,7 MW na kritičnem vodu A-D.

Tabela 1: Matrika PTDF testnega primera

Table 1. PTDF matrix of the case study

	A-B	A-D	B-C	B-E	C-E	D-E
A-C	0,311	0,317	0,355	0,145	-0,432	0,287
B-D	-0,200	0,200	0,179	0,193	0,240	-0,433
C-B	0,010	-0,030	-0,488	-0,195	0,284	-0,089
E-B	0,013	-0,053	-0,305	-0,408	-0,437	-0,155

Tabela 2 prikazuje ponudbe, ki se na dražbi potegujejo za ČPZ. V določeni uri  $h$  bi radi izvedli štiri čezmejne izmenjave. Zahtevano količino moči želimo v uri  $h$  prenesti od izvornega do ponornega območja. Za vsako izmenjavo ponudimo tudi ceno. S tem smo oblikovali posamezne ponudbe, ki se za ČPZ po metodi FBCA potegujejo na koordinirani eksplicitni dražbi. Če bi po zdaj veljavni metodi NTC želeli prenesti določeno količino električne energije od izvora B do ponora D (ponudba 1), bi morali svojo ponudbo oddati na vseh mejah, prek katerih bi se električna energija lahko pretakala, torej: B-A, A-D ali B-E, E-D ali B-C, C-E, E-D. Pri metodi FBCA za eno čezmejno izmenjavo, ne glede na lego območij, zadošča ena ponudba.

Tabela 2: Ponudbe za ČPZ na dražbi

Table 2. Bids on cross-border capacity in the auction

	Izvor	Ponor	Zahtevana količina ČPZ [MW]	Ponujena cena ČPZ [€/MW]
1	B	D	420,00	1.500,00
2	C	B	200,00	2.000,00
3	E	B	200,00	1.750,00
4	A	C	200,00	2.250,00

#### 4.2 Rezultati

Tabela 3 prikazuje sprejete ponudbe na dražbi, opravljene po izračunu z metodo FBCA. Na enem od kritičnih vodov je prišlo do zamašitve, ki jo povzročata komercialni izmenjavi med območjema E in B ter A in C. Ker je izmenjava med območjema A in C ponujala višjo ceno ČPZ kot tista med območjema E in B, je ta ponudba (ponudba 4) sprejeta v celoti. Ponudbe 1, 2 in 4 so torej sprejete v celoti, ponudba 3 pa je sprejeta le delno; sprejetih je namreč 31,12 MW od ponujenih 200 MW. Za več informacij moramo preveriti tudi pretoke moči na kritičnih vodih in pripadajoče dualne cene.

Tabela 3: Sprejete ponudbe za ČPZ na dražbi

Table 3. Accepted bids on NCA in the auction

	Izv.	Pon.	Sprej. količina ČPZ [MW]	Sprej. cena ČPZ [€/MW]	Skup. tržna cena [€/MW]
1	B	D	420,00	1.500,00	0,00
2	C	B	200,00	2.000,00	0,00
3	E	B	31,12	1.750,00	1.750,00
4	A	C	200,00	2.250,00	1.729,00

Tabela 4 in slika 3 prikazujeta pretoke na kritičnih vodih na podlagi rezultatov izvedene dražbe. Sprejete tržne izmenjave, ki jih prikazuje tabela 3, se po omrežju razporedijo v obliki pretokov v skladu s Kirchhoffovimi

zakoni. Če bi sprejeli vse ponudbe v celoti, bi bil kritični vod C-E prezaseden v negativni smeri. Zato se tam pretok omeji na maksimalni dovoljeni pretok, SP pa je tam različna od nič.

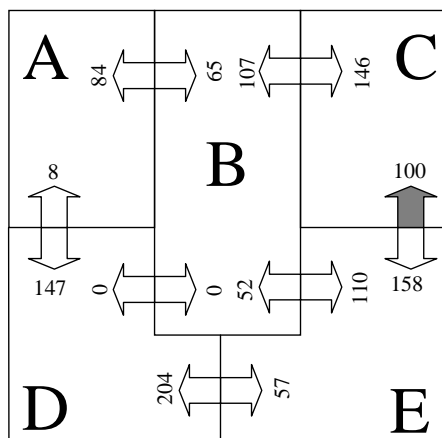
Ponudba z najnižjo ponujeno ceno na kritičnem vodju C-E (v negativni smeri) je ponudba 3. Zato je ponudba 3 prva, ki se zmanjša zaradi prezasedenosti kritičnega voda C-E. Sprejeta cena je mejna cena za zmogljivosti na prezasedenem kritičnem vodju. To je cena zadnje (popolnoma ali delno) sprejete ponudbe, ki povzroča prezasedenost. Ponudbe 4 ni potrebno zmanjševati in je sprejeta v celoti. Ustrezna cena prezasedenosti, torej dualna cena, znaša 4004,58 €/MW. Ponudbi 3 in 4, ki sta zamašitev povzročili, morata plačati za prezasedenost kritičnega voda. Ostale ponudbe, ki ne povzročajo zamašitve, ne plačajo ničesar.

Tabela 4: Pretoki moči na kritičnih vodih

Table 4. Power flows on critical branches

	Kritični vod	Pretok [MW]	AMF [MW]	Dualna cena [€/MW]
POZITIVNA SMER				
1	A-B	64,60	200,00	0,00
2	A-D	147,40	200,00	0,00
3	B-C	146,18	200,00	0,00
4	B-D	0,00	200,00	0,00
5	B-E	110,06	200,00	0,00
6	C-E	157,60	200,00	0,00
7	D-E	57,40	250,00	0,00
NEGATIVNA SMER				
1	A-B	-84,00	-200	0,00
2	A-D	-7,65	-200	0,00
3	B-C	-107,09	-200	0,00
4	B-D	0,00	-200	0,00
5	B-E	-51,70	-200	0,00
6	C-E	<b>-100,00</b>	<b>-100</b>	<b>4.004,58</b>
7	D-E	-204,48	-250	0,00

Temu izračunu sledita še izračun in delitev prihodka iz mehanizma FBCA, ki je posledica zamašitve kritičnega voda, v našem primeru C-E. Po zdaj veljavni metodi NTC bi si prihodek razdelila SO, med katerima je prišlo do zamašitev, v razmerju 50:50. Pri metodi FBCA pa se prihodek deli po določenih ključih, ki upoštevajo različna merila: nagrajevanje preteklih investicij v prenosno omrežje, dejansko uporabo prenosnega omrežja ne glede na ponudbo, povpraševanje in razliko cen na posameznih tržnih območjih, maksimiranje ponujenih ČPZ na trgu z električno energijo, optimalno izkoriščenost obstoječih ČPZ in spodbujanje financiranja investicij v prenosno omrežje. Ključev delitve prihodkov v tem članku nismo obravnavali.



Slika 3. Topologija testnega omrežja in prikaz kritičnih vodov

Figure 3. Net topology and critical branches

## 5 Sklep

Z metodo koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov dosežemo poenostavitev pri trgovanju, saj mora za eno komercialno izmenjavo med katerima koli regijama trgovec izdati le eno samo ponudbo. To je velika prednost pri poenostavitvi trgovanja z električno energijo prek državnih meja. Druga pomembna prednost je, da lahko s pomočjo matrike PTDF in vektorja AMF ugotovimo, na katerih vodih je določena komercialna izmenjava povzročila zamašitve in mora zato tudi plačati. Ker metoda FBCA ČPZ dodeljuje na podlagi pretokov moči po omrežju, je dodeljevanje ČPZ pravičnejše za vse udeležence na trgu.

## 6 Literatura

- [1] Thilo K. (2005). Congestion management in Liberalized Electricity
- [2] Consentec and Frontier Economics. (2004). Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market. Study commissioned by the European Commission, Directorate-General Energy and Transport. Final report
- [3] Uredba (ES) št. 1228/2003 Evropskega parlamenta in sveta z dne 26. junija 2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. Uradni list Evropske unije z dne 15. 7. 2003
- [4] Priloga k Uredbi (ES) (št. 1228/2003) 2006/770/ES, Sklep komisije z dne 9. novembra 2006 o spremembi Priloge k Uredbi(ES) št. 1228/2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. Uradni list Evropske unije z dne 11. 11. 2006, str. 59–65
- [5] Leuthold F., Rumiantseva I., Weigt H., Jeske T., Hirschhausen C. (2007). Nodal pricing in the German Electricity Sector – A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities. Working paper
- [6] ETSO. (2008). Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management. Interim Report

- [7] Coordinated Auction Office. [www.e-trace.biz](http://www.e-trace.biz)
- [8] ETSO. (2001). Evaluation of Congestion Management Methods for Cross-Border Transmission. Florence Regulators Meeting
- [9] Kristiansen T., Cross-border transmission capacity allocation mechanisms in South East Europe, Energy Policy 35. (2007). 4611–4622
- [10] Consentec and Frontier Economics. (2004). Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market. Study commissioned by the European Commission, Directorate-General Energy and Transport. Final report
- [11] Pérez-Arriaga, I. J., in Olmos, L. (2004). A Plausible Congestion Management Scheme for the Internal Electricity Market of the European Union. Working Paper IIT, Ref. Number: IIT-03-037A
- [12] Union of the Electricity Industry. (2007). Flow-Based Allocation of Transmission Capacity. Eurelectric Position Paper
- [13] ELES. (2007). Pravilnik o načinu dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti
- [14] Brunekreeft, G., Neuhoff, K., in Newbery, D. (2004). Electricity Transmission: An Overview of the Current Debate. CMI Working Paper 60
- [15] Consentec and Frontier Economics. (2007). Concept of the Technical Parameters Calculation for the Flow-Based Capacity Allocation in the CEE Region
- [16] Christie, R.D., Wollenberg, B.F., Wangensteen, I. (2000). Transmission Management in the Deregulated Environment. Proceedings of the IEEE. 88, str. 170–195
- [17] ETSO. (2006). Flow Based Coordinated Auction Dry Run in SEE Region. ETSO Report: 8th Athens Forum

**Blaž Kladnik** je diplomiral leta 2008 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Je mladi raziskovalec iz gospodarstva pri podjetju HSE, d.o.o. Njegovo področje raziskovanja obsega upravljanje odjema električne energije, obnovljive vire energije in učinkovito rabo energije.

**Gašper Artač** je diplomiral l. 2008 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Je mladi raziskovalec iz gospodarstva pri podjetju GEN-I, d.o.o. Njegovo področje raziskovanja obsega načrtovanje proizvodnje, zadostnost elektroenergetskega sistema in ekonomika v elektroenergetiki.

**Tomaž Štokelj** je doktoriral leta 2001 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Leta 2001 je sodeloval pri vzpostavitvi Holdinga Slovenske elektrarne, kjer od začetka do danes opravlja funkcijo izvršnega direktorja trženja družbe HSE, d.o.o.

**Andrej Gubina** je doktoriral leta 2002 na Univerzi v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, kjer je od leta 2006 tudi docent. Leto 2000 je kot Fulbrightov štipendist in gostujoči raziskovalec prebil na MIT (Cambridge, ZDA). Med letoma 2002 in 2005 je osnoval in vodil Oddelek upravljanja tveganj v Sektorju trženja na HSE, d.o.o. Je predstojnik Laboratorija za energetske strategije, UL FE. V letih 2008 in 2009 je tudi član Electricity Research Centra, University College Dublin (Irski). Njegovo raziskovalno področje obsega deregulacijo in ekonomiko EES, načrtovanje proizvodnje, obvladovanje tveganj, gospodarjenje s sredstvi EES, ter obnovljive vire električne energije, trženje in regulativo.