

**UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA**

MAGISTRSKO DELO

**DEJANSKA ODPRTOST TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE V
EVROPSKEM PROSTORU, OMEJITVE PRI ODPIRANJU TRGA IN
PRISTOPI PRI ODPRAVLJANJU OMEJITEV**

Ljubljana, junij 2011

PRIMOŽ POGAČNIK

Kazalo vsebine

UVOD	3
Opredelitev problema	3
Opredelitev namena	6
Opredelitev cilja	6
Opredelitev metode dela	6
Opredelitev delovnih hipotez	7
Sestav poglavij	8
1 OPREDELITEV ELEKTRIČNE ENERGIJE	9
1.1 Statistična opredelitev	9
1.2 Vsebinska opredelitev	10
Uporaba statističnih podatkov	10
Časovna opredelitev spremenljivke	10
Osnovne enote opazovanja	10
Morebitne vsebinske in metodološke pomanjkljivosti	12
2 OPIS IN ANALIZA POSEBNOSTI TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE	12
2.1 Trgi električne energije in fizične omejitve	12
2.2 Razvoj notranjega trga EU	15
Pogodba o energetske listini	16
Lizbonska deklaracija	16
Direktive EU	16
Tretji energetske paket EU	19
Atenski memorandum	20
Pogodba o energetske skupnosti	21
2.3 Organiziranost trga	21
Udeleženci na trgu električne energije	21
Trg na debelo	25
Trg na drobno	27
Čezmejne prenosne zmogljivosti (ČPZ)	27
2.4 Ekonomski učinki liberalizacije trga	29
3 PONUDBA IN POVPRASEVANJE NA TRGU ELEKTRIČNE ENERGIJE	30
3.1 Proizvodnja električne energije	30
3.2 Potrošnja električne energije	32
3.3 Mednarodna izmenjava električne energije	33
3.4 Oblikovanje cen na trgu električne energije	36
Letne cene električne energije po posameznih trgih znotraj UCTE	36
Dnevne cene na evropskih borzah električne energije	39
4 DEJAVNIKI RAZVOJA MEDNARODNE TRGOVINE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO	41
4.1 Standardizacija mednarodne trgovine	42

Netransakcijska metoda poštna znamka	42
Standardizacija poročil o dnevnih transakcijah v obliki voznih redov (ESS-ETSO scheduling system)	42
Standardizirane oblike krovnih pogodb EFET, ISDA	43
4.2 Mehanizmi čezmejnega trgovanja (angl. CBT mechanism)	44
Lastnosti posameznih mehanizmov razdelitve omejenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti	44
Osnovni model implicitnih avkcij	48
Rezultati regionalnega spajanja trgov na primeru Belgije, Nizozemske in Francije	51
5 MOŽNI PRIHODNI RAZVOJ TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE	53
5.1 Projekcije proizvodnje in porabe	53
Svetovna proizvodnja	53
Proizvodnja v Evropi	55
Poraba v Evropi	57
5.2 Bodoči scenariji tržnih razmer	58
Infrastruktura	58
Razvoj dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti	58
ZAKLJUČEK	62
LITERATURA IN VIRI	64
SEZNAM SLIK	70

UVOD

Opredelitev problema

Evropski trg električne energije postopoma prehaja iz državne regulacije posameznih držav v postopno deregulacijo in liberalizacijo, ki dopušča prosto trgovino tako znotraj posamezne države, kot med državami, ki imajo sinhroniziran elektroenergetski sistem. Po besedah Klemenca (1999) je bilo osnovno vodilo pri oblikovanju energetske politike EU v povečevanju konkurenčnosti evropske industrije na svetovnih trgih, čemur je bilo potrebno podrediti zakonodajo. Ključna dokumenta, ki sta začrtala energetske politiko EU, sta Zelena knjiga energetske politike (Green Paper on Energy Policy), ki določa osnovna izhodišča, ter Bela knjiga energetske politike (White Paper on Energy Policy), ki določa, po kakšnih poteh te strateške cilje doseči. Z uvedbo prostega trga z energijo naj bi delovanje konkurence pripeljalo do znižanja cen energije. Olajšale naj bi se okoliščine za investiranje zasebnega kapitala v energetiko in tako omogočilo vstop novih akterjev na energetski trg. Odpravile naj bi se ovire za trgovanje z energijo med evropskimi državami, kar naj bi pripomoglo k čim bolj uravnoteženim učinkom odpiranja trga. V predlogu Nacionalnega energetskega programa (NEP) iz leta 2003 naj bi bila energetika izpostavljena kot ključen element evropske konkurenčnosti in nadaljnjega gospodarskega razvoja pri zasledovanju lizbonske strategije iz leta 2000, s katero naj bi EU do leta 2010 postala najbolj konkurenčen trg na svetu. Cilji se žal niso uresničili tako pri uresničevanju lizbonske strategije kot tudi na področju razvoja evropskega energetskega trga, saj med trgi še vedno obstajajo tako administrativne kot fizične omejitve, zaradi česar še ne moremo govoriti o prosti trgovini z električno energijo med državami.

Pravno podlago za uvajanje enotnega notranjega evropskega trga predstavljata električna in plinska direktiva (96/92/EC in 98/30/EC), ki zagotavljata postopno odpiranje trga električne energije in zemeljskega plina (NEP, 2003, str. 40). Direktiva zahteva odločno in pregledno ločitev posameznih dejavnosti elektroenergetskih dejavnosti, kot so proizvodnja, prenos in distribucija električne energije. Pri tem je treba dejavnosti ločiti na regulirane (prenos, distribucija, oskrba tarifnih odjemalcev), pri čemer naj bi vlogo regulatorja prevzela neodvisna institucija in država ter tržne dejavnosti, ki so prepuščene delovanju trga. Direktiva je bila sprejeta 19.12.1996, v veljavo pa je stopila 19.2.1999. V letu 2003 je bila izdana direktiva 2003/54/EC, ki dopolnjuje temeljno elektroenergetsko direktivo 96/92/EC in v kateri je zapisano, da bodo določila direktive morale države članice prenesti v svoje nacionalne zakonodaje v enem letu, kar pomeni najkasneje do 1.7.2004. Prav tako se je s 1.7.2004 začel uporabljati tudi predpis 1228/2003 EC evropskega parlamenta in sveta o pogojih za dostop do čezmejnih zmogljivosti za izmenjavo električne energije. Predpis omogoča reševanje problema premajhnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti z nediskriminatornimi, tržno usmerjenimi rešitvami. Na podlagi raziskave komisije ob koncu leta 2006 je bil podan sklep komisije o spremembi Priloge k Uredbi št. 1228/2003. Spremembe so bile izvedene z

namenom, da se v smernice vključijo učinkovite metode razreševanja prezasedenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti. V ta namen naj bi se po 1.1.2008 večkrat na dan ugotavljale dodatne možnosti za povečanje tržnih priložnosti. Metode razreševanja prezasedenosti so tržno zasnovane in omogočajo učinkovito čezmejno trgovanje. Zato se zmogljivosti podeljujejo izključno z eksplicitnimi ali implicitnimi dražbami. Na podlagi sklepa komisije je julija 2009 Uredba št. 714/2009 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe (ES) 1228/2003 nadomestila omenjeno Uredbo 1228/2003. V aprilu 2009 je evropski parlament potrdil kompromisni dogovor s Svetom EU o zakonodajnem svežnju o notranjem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom ter dostopu ponudnikov do teh omrežij, tako imenovani tretji energetskega paket. Temeljno načelo omenjenega paketa je ločitev proizvodnih in prenosnih zmogljivosti za elektriko in plin. Paket sestavljajo Uredba o pogojih za dostop do električnega omrežja, Uredba o ustanovitvi agencije za sodelovanje energetskega regulatorjev (angl. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – ACER) in Direktiva o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo. Na podlagi tretjega energetskega paketa je bil v Sloveniji leta 2010 izdelan nov predlog NEP (2010), ki med ključne cilje energijske politike vključuje konkurenčnost, socialno kohezivnost, varstvo okolja in zanesljivost oskrbe.

Ker posamezni trgi po svetu nimajo vpliva na povpraševanje in ponudbo na evropskem trgu električne energije, je problematika magistrskega dela omejena predvsem na sinhroniziran elektroenergetski sistem na območju UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), ki pokriva pretežni del kontinentalne Evrope. Poleg omenjenega sistema evropski trg sestavlja še sinhronizirano območje NORDEL (združeni norveški, švedski in finski sistemski operaterji), UKTSOA (združenje britanskih sistemskih operaterjev brez Severne Irske) in ATSOI (združenje irskih sistemskih operaterjev). Med temi območji obstajajo določene povezave, ki omogočajo omejeno medsebojno trgovanje. Poleg omenjenih v Evropi obstaja tudi sinhronizirano območje BALTSO (združeni litovski, latvijski in estonski sistemski operaterji), ki je trenutno povezano z UCTE območjem le preko Finske. Seznam sinhroniziranih območij kot tudi njihovo podrobnejšo predstavitev lahko najdemo na uradnem spletnem naslovu združenja ENTSO-E, katerega člani so vsa omenjena območja (<http://www.entsoe.eu/>). Na isti spletni strani lahko najdemo tudi prikaz sinhroniziranega območja UCTE ter fizičnih tokov tako znotraj posameznih trgov tega območja kot tudi fizičnih tokov z ostalimi sinhroniziranimi območji v Evropi.

Obstajajo želje, da bi v prihodnosti zgoraj omenjena sinhronizirana območja povezali tudi s sosednjimi območji, s čimer bi razširili trg in prišli do cenejših virov. V ta namen je bila decembra 2008 zaključena triletna študija o izvedljivosti sinhronizacije UCTE z UPS/IPS območjem, ki pokriva vse države bivše Sovjetske Zveze. Z omenjeno sinhronizacijo bi pridobili skupni trg električne energije, ki bi razpolagal z 960 GW inštalirane moči in bi pokrival 700 milijonov odjemalcev (<http://www.ucteipsups.org/>).

Prav tako se je na ob koncu leta 2010 začel postopek sinhronizacije UCTE z turškim energetskega sistema, ki je povezano z evropskim trgom preko Bolgarije in Grčije (<https://www.entsoe.eu>). V začetni fazi stabilizacije med omenjenimi sistemi še ni potekala izmenjava električne energije. V drugi fazi, ki se je začela konec marca 2011, je prišlo do prvih nekomercialnih tokov električne energije med sistemskimi operaterji, kateri je sledila tretja faza, kjer so sistemski operaterji razdelili omejene količine čezmejnih prenosnih zmogljivosti za komercialno trgovanje.

Poleg fizičnih omejitev med sinhroniziranimi območji obstajajo omejitve tudi znotraj posameznih sinhroniziranih območij. Predvsem na posameznih mejah obstajajo omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki onemogočajo želen pretok električne energije. Kot ugotavlja Fernandez-Menendez imajo omenjene omejitve močan vpliv na varnost elektroenergetskega sistema in likvidnost na trgu. Posledično naj bi znotraj evropskega trga električne energije obstajali posamezni regionalni trgi z različnimi tržnimi cenami, kar želim preveriti in potrditi tudi v svoji nalogi. Rezultati avkcij za čezmejne prenosne zmogljivosti so informacije, ki bodo pokazale obstoj omejitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti in so pridobljene iz javno dostopnih virov na spletnih naslovih posameznih sistemskih operaterjev oziroma avkcijskih hiš, ki organizirajo avkcije za čezmejne prenosne zmogljivosti. Podatki, ki prikazujejo različne cene na posameznih trgih, so dostopni na spletnem naslovu združenja evropskih borz električne energije EuroPEX (<http://www.europex.org/>).

Po definiciji, ki jo podaja na svoji spletni strani sistemski operater ELES (<http://www.eles.si/>) so čezmejne prenosne zmogljivosti (ČPZ) zmogljivosti vodov, ki povezujejo sosednje elektroenergetske sisteme (EES). Višina ČPZ, ki jih sistemski operater ponudi za komercialne namene, je omejena. Večina sistemskih operaterjev jih izračunava po metodologiji, dogovorjeni znotraj organizacije sistemskih operaterjev v Evropi, ENTSO-E. Pri tem se upošteva obremenjenost omrežja, števila njegovih uporabnikov in konfiguracije omrežja. Na podlagi metodologije sistemski operaterji določijo indikativne vrednosti ČPZ ali NTC (angl. *Net transfer Capacity*).

Omejene čezmejne prenosne zmogljivosti sistemski operaterji posameznih držav dodeljujejo posameznim tržnim subjektom na podlagi različnih tržnih pristopov. Med manj tržne (diskriminatorne) pristope lahko štejemo proporcionalni način razdelitve prenosnih zmogljivosti (pro rata) med samo določeno skupino tržnih igralcev (uvozne zmogljivosti samo za končne porabnike električne energije, izvozne zmogljivosti le za proizvajalce električne energije) ali način 'kdor prvi pride prvi dobi' (angl. *first come first serve*).

Z novimi direktivami EU se uveljavljajo bolj tržni in transparentni pristopi podeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti v obliki avkcij, na katerih lahko sodelujejo pod enakimi pogoji vse družbe, ki na posameznem trgu izpolnjujejo zahteve tržnih regulatorjev. Kot navaja Purchala (2003) lahko posamezni sistemski operater ločeno organizira avkcije ali pa se izvajajo koordinirane avkcije, kjer se na avkciji hkrati ponudijo vse razpoložljive čezmejne

prenosne zmogljivosti vseh vključenih sistemskih operaterjev. Pri tem se lahko oblikujejo prodajne cene na podlagi ponudbenih cen (angl. *pay as bid*) ali na podlagi mejnih cen.

Prav tako je potrebno ločevati eksplicitne in implicitne avkcije. Pri eksplicitnih avkcijah so avkcije omejene le na čezmejne prenosne zmogljivosti, energijo pa kupimo ločeno, ki jo nato lahko uvozimo ali izvozimo preko pridobljenih prenosnih zmogljivosti. Pri implicitnih avkcijah pa gre za združitev avkcije za prenosne čezmejne zmogljivosti in energijo. V samih tržnih ponudbah električne energije so zajete tudi uvozne in izvozne čezmejne prenosne zmogljivosti, ki tako povečujejo likvidnost na posameznem trgu (EuroPEX, 2006, str. 5).

Kot navedeno v članku organizatorja trga Borzen (2007), so rezultati uporabe implicitnih avkcij v obliki '*Market Coupling*' med trgi Belgije, Francije in Nizozemske pokazali, da se je učinkovitost dodeljevanje prenosnih zmogljivosti povečala. Belgija je tako dobila likviden in transparenten trg, kot sinergijski učinek pa se je povečala tudi likvidnost na francoski in nizozemski borzi. Do enakih ugotovitev prihaja tudi Vink (2006), ki napoveduje nadaljnje povezovanje omenjenih treh trgov preko borze Nordpool tudi s skandinavskimi trgi.

Povečana likvidnost na trgu električne energije je zelo pomembna tudi za razvoj izvedenih finančnih instrumentov, ki omogočajo omejevanje tveganj dnevnih cenovnih nihanj. Bajpaj in Singh (2004) navajata številne oblike finančnih instrumentov, s katerimi bi se udeleženci konkurenčnega trga, ki niso vertikalno integrirani od proizvodnje do prodaje končnim odjemalcem, lažje ščitili pred velikimi dnevnimi spremembami cen.

Todem (2007), ki ugotavlja, da prihaja do zamašitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti skoraj na vseh mejah na evropskem trgu predlaga možnost uporabe '*flow based*' avkcij, ki temeljijo na fizičnih pretokih električne energije in ne na vrednostih NTC, ki jih določajo posamezni sistemski operaterji. Na ta način bi se med drugim udeleženci trga izognili sodelovanja na avkcijah za čezmejne prenosne zmogljivosti ločeno na posameznih mejah, ki se nahajajo med nakupnim in prodajnim trgov.

Evropska komisija je januarja 2007 (Komisija evropskih skupnosti, 2007a) izdala poročilo o možnostih za notranji trg s plinom in električno energijo, ki je uporabljeno tudi v poročilu Energetska politika za Evropo. V poročilih podaja glavne ugotovitve glede uresničevanja konkurenčnega evropskega trga z električno energijo. Konkurenčen integriran trg ostaja po mnenju Komisije edini način za zagotovitev varne in trajnostne energetske prihodnosti za Evropo, temelječ na skladnem trgu z električno energijo, kjer za vse potrošnike velja enak konkurenčni in regulativni okvir. Med pozitivne rezultate konkurence štejejo večjo učinkovitost oskrbe z energijo, vendar pa omenjene izboljšave ne pridejo dovolj hitro do potrošnikov. Zato se pojavlja vprašanje, ali so cene električne energije rezultat resnično konkurenčnega procesa ali le rezultat odločitev podjetij s tržno močjo. Konkurenca naj bi prav tako izboljševala zanesljivost oskrbe, saj možnost velikega trga z električno energijo v EU z enotnimi pravili močno spodbuja nove naložbe. Za naložbe pa so pomembni jasni cenovni signali, ki jih lahko dobimo na likvidnih in transparentnih trgih. Zagotavljanje zanesljivosti

oskrbe ni več nacionalni problem, ampak je vezano na razvoj in upravljanje evropskih energetske mreže, ki omogočajo povezavo med trgi in z večjim številom oskrbovalnih poti zmanjšujejo tveganja prihodnjih motenj. Konkurenčen trg odjemalcem omogoča pravičen dostop do proizvajalcev obnovljive energije in učinkovito uporabo instrumentov politike, kot na primer sistema trgovanja z emisijami in obdavčitve energije. Države članice lahko v skladu z Direktivo o obdavčitvi energije električno energijo iz obnovljivih virov oprostitjo obdavčitve. Čeprav je rezultat raziskave pokazal nekaj napredka in nadaljnje znatne potencialne koristi, pa obstajajo na evropskem trgu električne energije precejšnje pomanjkljivosti, kot je prevelika tržna koncentracija v večini nacionalnih trgov električne energije, pomanjkanje likvidnosti trga, kar onemogoča vstop nove konkurence, premajhna integracija med posameznimi evropskimi trgi, pomanjkanje transparentnih informacij o posameznih trgih, nezadovoljiva ločitev storitev upravljanja omrežij in oskrbe z električno energijo (angl. *unbundling*), vezanost odjemalcev na obstoječe dobavitelje električne energije preko dolgoročnih pogodb in neustreznost izravnalnih trgov.

Na podlagi omenjenih ugotovitev je komisija septembra 2007 predstavila tretji energetski paket EU, ki je bil po številnih usklajevanjih sprejet v evropskem parlamentu aprila 2009.

Styles in Oprea sta v letu 2007 v okviru evropskega združenja trgovcev z električno energijo (EFET – angl. European Federation of Energy Traders) izvedla tržno raziskavo, s katero so ugotavljali, katere so glavne motnje na trgu električne energije, ki zavirajo nadaljnji razvoj enotnega evropskega trga električne energije. Rezultati so pokazali, da največjo oviro predstavljajo regulirane cene električne energije v posameznih državah, neuspešna implementacija EU zahtev v zakonodaje posameznih držav ter neprimerno in neučinkovito dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti. V še vedno velikem obsegu sledi ščitenje nacionalnih šampionov, pomanjkanje transparentnosti o uporabi infrastrukture, negotovost glede potreb po emisijskih kuponih in neustrezna delitev reguliranih in tržnih dejavnosti v posameznih državah (angl. *unbundling*). Največ zgoraj omenjenih motenj se pojavlja v državah centralne in jugovzhodne Evrope. Krivda pa naj bi bila po mnenju anketirancev predvsem pri evropski komisiji, vladah posameznih držav in nacionalnih regulatorjih (<http://www.efet.org>).

Kot lahko vidimo, so rezultati obeh raziskav zelo podobni. Med drugim so ugotovili še vedno premajhno integracijo med posameznimi evropskimi trgi, kar povzročajo omejene čezmejne prenosne zmogljivosti kot tudi premalo učinkovit način dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Trenutno se v večini držav izvajajo eksplicitne avkcije v okviru NTC vrednosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki jih dodeljujejo posamezni sistemski operaterji, počasi pa se na posameznih mejah uvajajo tudi implicitne avkcije, ki naj bi predstavljale bolj učinkovit pristop dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Vendar pa se pojavlja vprašanje, ali takšne avkcije lahko odpravijo čezmejne omejitve in dosežejo popolno integracijo evropskega trga.

Opredelitev namena

Namen magistrske naloge je predstaviti glavne značilnosti trga električne energije, predvsem omejitve, ki preprečujejo vzpostavitev enotnega evropskega trga in pristope, s katerimi bi se dalo obstoječe omejitve odstraniti oziroma omiliti. V ta namen je izdelana primerjalna analiza med posameznimi državami na območju EU, oziroma delnimi trgi, ki nastajajo zaradi omenjenih ovir. Med pristopi, ki bi lahko najbolj prispevali k vzpostavitvi enotnega evropskega trga, pa izpostavljam predvsem implicitne avkcije kot način pridobivanja omejenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti.

Opredelitev cilja

Glavni cilj in znanstveni prispevek magistrske naloge je poleg celovitega pregleda trga električne energije tudi potrditev hipoteze, da omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti onemogočajo vzpostavitev enotnega evropskega trga električne energije, zaradi česar obstaja več delnih trgov z različnimi cenami produktov električne energije. Poleg tega želim potrditi tudi pomožno hipotezo, da tudi implicitne avkcije kot oblika razdelitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ne morejo izenačiti cen produktov električne energije. Vseeno pa zaradi svoje transparentnosti in nediskriminatornosti lahko dodatno prispevajo k razvoju trga električne energije.

S potrditvijo hipotez pridemo do podobnih ugotovitev, do katerih so prišli v preteklih raziskavah v zvezi s čezmejnih prenosnih zmogljivosti tudi združenje EFET in Evropska komisija, kar je pripeljalo tudi do potrditve nove uredbe na tem področju s strani evropskega parlamenta. Ker različni tržni mehanizmi alokacije čezmejnih prenosnih zmogljivosti ne odpravijo njihovih omejitev, lahko potrdimo, da bo poleg komercialnih pristopov potrebno tudi ustrezno dolgoročno planiranje izgradnje večjih zmogljivosti omrežja, ki bo te omejitve odpravljalo. Za doseg te ciljev pa je potrebna okrepitev regulatornih teles in evropskega združenja sistemskih operaterjev, ki bodo poleg usklajenega planiranja nadzorovali in koordinirali samo izvedbo.

Opredelitev metode dela

Pri opisovanju specifičnosti in liberalizacije trga električne energije uporabljam deskriptivno metodo, pri čemer si pomagam z ustrezno literaturo in viri. Sledi komparativna metoda, s katero primerjam različne države EU po proizvodnji, porabi in izmenjavi električne energije med državami. Nato sledi metoda klasifikacije, s katero opredelim različne pristope pri odpravljanju ovir za razvoj trga električne energije. S pomočjo metode analize in metode sinteze ugotavljam, kako različne oblike odpravljanja ovir dejansko vplivajo na pretok energije med državami in izenačevanje cen ter prispevajo k večji transparentnosti in nediskriminatornosti. S pomočjo induktivne metode uporabnost mehanizma implicitnih avkcij posplošim in tako poskušam dokazati hipotezo. Vse metode pa se prav tako prepletajo tudi z

empirično metodo, saj mi osebno strokovno znanje s trga električne energije pri izdelavi magistrskega dela močno pomaga.

Opredelitev delovnih hipotez

Glavna hipoteza: Omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti onemogočajo vzpostavitev enotnega evropskega trga električne energije, zaradi česa obstaja več delnih trgov z različnimi cenami produktov električne energije.

Ker večina delnih trgov znotraj evropskega trga ni dovolj likvidnih in transparentnih, ni javno razpoložljivih zadovoljivih informacij o tržnih cenah na posameznem delnem trgu. Mnogo bolj likvidne in transparentne so avkcije za čezmejne prenosne zmogljivosti, katerih cene na posameznih mejah in smereh odražajo tržna pričakovanja o relativnih razlikah v cenah električne energije med trgi. V kolikor so cene različne od 0 lahko sklepamo, da je bilo povpraševanje večje od ponudbe, kar je povzročilo omejitve pri čezmejnem trgovanju med dvema državama in posledično različne cene med tema državama oziroma trgoma zaradi dodatnih transportnih stroškov v višini vrednosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Na ta način se preveri glavna hipoteza. Podatke o čezmejnih prenosnih zmogljivostih lahko najdemo na uradnih spletnih naslovih posameznih sistemskih operaterjev in avkcijskih hiš, ki avkcije organizirajo, ali pa na uradnem spletnem naslovu evropskega združenja sistemskih operaterjev ENTSO_E.

Na primeru držav, kjer obstaja dnevna borza električne energije se lahko neposredno primerja dnevne cene in tako ugotavlja razlike v cenah med posameznimi delnimi trgi znotraj evropskega trga. Tako se ponovno preveri glavna hipoteza. V evropskem prostoru obstaja 15 dnevnih borz električne energije, ki jih lahko najdemo med članicami evropskega združenja borz električne energije EuroPEX na uradnem spletnem naslovu združenja (<http://www.europex.org>).

Pomožna hipoteza: Implicitne avkcije ne morejo izenačiti cen produktov električne energije, vendar te razlike zmanjšujejo in zaradi svoje transparentnosti in nediskriminatornosti prispevajo k razvoju trga električne energije.

Medtem ko pri eksplicitnih avkcijah trgovci zaradi različnih pričakovanj o tržnih cenah produktov električne energije posameznih trgov in različnih pozicijah na teh trgih, kupujejo čezmejne prenosne zmogljivosti med dvema trgoma v obe smeri in tako s povpraševanjem dvigajo njihovo ceno, se pri implicitnih avkcijah potrebe posameznih trgovcev srečajo in pride do bolj optimalne razdelitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti zaradi izvedenega 'nettinga' (le neto povpraševanje, ki ga sestavljata povpraševanji v obeh smereh na posamezni meji obremenjuje razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti in to samo v smeri, za katero je bilo povpraševanje po ČPZ večje). Povpraševanje v obe smeri je seveda izrazitejše na mejah, kjer so razlike med trgoma manjše. V nasprotnem primeru je povpraševanje omejeno

le na eno smer, saj racionalno odločanje trgovcev preprečuje, da bi energijo vozili iz dražjih trgov v cenejše.

Preko modela implicitnih avkcij in dejanskih rezultatov na posameznih trgih, ki so uvedli implicitne avkcije, se potrdi ali ovrže pomožno hipotezo.

Sestav poglavij

Magistrsko delo je ob uvodu in zaključku sestavljeno iz petih poglavij. V uvodnem poglavju je opredeljen problem, namen, cilj, metoda dela in delovne hipoteze magistrskega dela. Podana so tudi spoznanja predhodnih raziskav, moja izhodišča raziskave in predviden znanstveni prispevek magistrskega dela. V prvem poglavju so statistično in vsebinsko opredeljeni produkti električne energije. Pri statistični opredelitvi so produkti razvrščeni v skladu s standardnimi trgovinskimi opredelitvami SITC in NACE. V vsebinskem delu so opisane glavne značilnosti proizvodov in njihov zgodovinski razvoj.

V drugem poglavju so predstavljene glavne značilnosti trga električne energije. Pri tem so najprej predstavljene fizične omejitve, ki omejujejo prosti pretok električne energije, nato je opisan razvoj notranjega trga EU na področju električne energije in dokumenti, ki usmerjajo energetska politika. V zadnjem delu poglavja je predstavljena organiziranost trga električne energije in motnje, ki zavirajo razvoj evropskega trga električne energije.

V tretjem poglavju je prikazana struktura ponudbe in povpraševanja, izmenjava med državami ter njihova dinamika. Prav tako je izvedena razdelitev evropskega notranjega trga na posamezna cenovna območja, prikazana so nihanja cen znotraj leta in dolgoročni trend gibanja cen električne energije.

V četrtem poglavju so podrobneje predstavljeni mehanizmi, ki naj bi prispevali k rasti mednarodne trgovine s produkti električne energije. Pri tem je izpostavljen pristop poštna znamke, poenoteni sistem prijavljanja vozniških redov ESS (angl. *ETSO Scheduling System*) in CBT mehanizem, kar omogoča konkurenčnost oddaljenih trgov, saj stroški transporta ne igrajo vloge. Podrobneje je predstavljen način razdelitve omejenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti, pri čemer so izpostavljene implicitne avkcije. Podanih je nekaj pojasnil, zakaj bi takšen način pridobivanja omejenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti lahko prispeval k razvoju evropskega trga električne energije. Omenjeno je podkrepljeno s konkretnim primerom.

V petem poglavju so podani različni možni scenariji razvoja trga električne energije, skupne ugotovitve pa so podane v zaključku.

1 OPREDELITEV ELEKTRIČNE ENERGIJE

1.1 Statistična opredelitev

Kot lahko najdemo na spletni strani evropskega statističnega urada Eurostat (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>) se na podlagi standardne mednarodne trgovinske opredelitve SITC Rev.3 (angl. *Standard International Trade Classification, third Revision*, 1988) uvršča električno energijo pod oznako SITC – 351. Tudi z ponovno revizijo SITC Rev.4 v letu 2006 električna energija ohranja enako oznako.

V okviru statistične opredelitve NACE Rev.1.1 (angl. *Statistical Classification of Economic Activities in the European Community*, Rev. 1.1 (2002)) električna energija spada v področje E – Oskrba z električno energijo, plinom in vodo (angl. *Electricity, gas and water supply*), podpodročje EA, v oddelek 40 – Oskrba z električno energijo, plinom, paro in vročo vodo (angl. *Electricity, gas, steam and hot water supply*), skupino 40.1 – Proizvodnja in distribucija električne energije (angl. *Production and distribution of electricity*), nato pa se razdeli še v posamezne razrede: 40.11 – Proizvodnja električne energije (angl. *Production of electricity*); 40.12 – Prenos električne energije (angl. *Transmission of electricity*); 40.13 – Distribucija in trgovanje z električno energijo (angl. *Distribution and trade of electricity*).

V okviru statistične opredelitve NACE Rev. 2 (2007) električna energija spada v področje D – Oskrba z električno energijo, plinom in paro (angl. *Electricity, gas, steam and air conditioning supply*), v oddelek 35 – Oskrba z električno energijo, plinom in paro (angl. *Electricity, gas, steam and air conditioning supply*), skupino 35.1 – Oskrba z električno energijo (angl. *Electric power generation, transmission and distribution*), nato pa se razdeli še v posamezne razrede: 35.11 – Proizvodnja električne energije (angl. *Production of electricity*); 35.12 – Prenos električne energije (angl. *Transmission of electricity*); 35.13 – Distribucija električne energije (angl. *Distribution of electricity*) in 35.14 - Trgovanje z električno energijo (angl. *Trade of electricity*).

Kot lahko najdemo na spletni strani Statističnega urada RS (<http://www.stat.si>) po SKD (2002) (Standardna klasifikacija dejavnosti, 2002) električna energija spada v področje E (Oskrba z električno energijo, plinom, vodo), oddelek E40, skupina E40.1., ki se prav tako razdeli na proizvodnjo (E40.11), prenos (E40.12) ter distribucijo in trgovanje z električno energijo (E40.13).

S 1.1.2008 se je v vseh državah članicah EU pričela uporabljati nova različica Standardne klasifikacije dejavnosti – SKD (2008), ki v celoti povzema evropsko klasifikacijo dejavnosti NACE Rev. 2, hkrati pa jo tudi dopolnjuje z nacionalnimi podrazredi. Tako se je električna energija preselila iz področja E, kjer je bila zavedena v SKD 2002, v področje D in se razvrstila v enake oddelke, skupine in razrede kot so navedeni zgoraj v opredelitvi NACE Rev. 2, dodani pa so jim podrazredi 35.111 – Proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah; 35.112 – Proizvodnja električne energije v termoelektrarnah, jedrskih elektrarnah; 35.119 – Druga proizvodnja električne energije; 35.120 – Prenos električne

energije; 35.130 – Distribucija električne energije in 35.140 - Trgovanje z električno energijo.

1.2 Vsebinska opredelitev

Uporaba statističnih podatkov

Za pregled stanja proizvodnje in potrošnje po posameznih državah znotraj UCTE in stanja fizičnih pretokov električne energije med njimi sem uporabil statistične podatke združenja evropskih sistemskih operaterjev ENTSO-E, ki jih lahko najdemo na njihovi spletni strani (<http://www.entsoe.eu>) .

Časovna opredelitev spremenljivke

Pri uporabi komparativne metode za primerjavo proizvodnje, porabe in izmenjave električne energije med državami znotraj evropskega trga sem uporabil podatke za leto 2008. Pri analizi cen električne energije po posameznih trgih pa sem uporabil podatke o cenah čezmejnih prenosnih zmogljivosti in cenah produktov električne energije na likvidnih trgih za leto 2010.

Osnovne enote opazovanja

Električna energija je končni proizvod, pri čemer gre za pretvorbo ene oblike energije v drugo. Električne energije ne uporabljamo samostojno ampak predstavlja glavni vir za delovanje tehničnih izdelkov in osvetlitev. Pridobivamo jo lahko iz termo, nuklearne, vodne, vetrne ali drugih oblik energije. Glavni viri, ki se uporabljajo pri proizvodnji električne energije so premog, plin, uran in pretoki vode. Električno energijo merimo v kWh (kilovatnih urah) oziroma večjih enotah kot so MWh (mega-), GWh (giga-), TWh (tera-), vrednostno pa v ustrezni valuti proučevane države.

Na trgu električne energije obstajajo določene fizične omejitve, ki onemogočajo njen prosti pretok. Prenosna omrežja, po katerih se pretaka električna energija, morajo biti med seboj ustrezno sinhronizirana, v nasprotnem primeru pride do razpada omrežja in električnega mrka. Posledično svetovni trg električne energije sestavlja množica posameznih trgov, ki so ločeni od ostalih. Med njimi ni mogoče trgovanje. Zato pa morajo biti ločeni trgi samozadostni in omogočati samostojno zadovoljevanje potreb po električni energiji.

Prav tako pa so tudi sinhronizirana območja razdeljena na veliko število posameznih trgov, ki imajo različne cene. Razlike se pojavljajo zaradi omejitev trgovanja med posameznimi trgi, kar posledično prinaša dodatne stroške državam, ki imajo negativno energetske bilanco.

Omejitve trgovanja med posameznimi trgi so povezane z razpoložljivimi čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi (v nadaljevanju ČPZ). Na podlagi opredelitve, ki jo najdemo na spletni strani slovenskega sistema operaterja ELES (www.eles.si), so ČPZ zmogljivosti

vodov, ki povezujejo sosednje elektroenergetske sisteme (EES). NTC vrednosti predstavljajo vrednosti celotnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti na določeni meji, namenjenih za komercialno dodeljevanje, ob upoštevanju vseh kriterijev zanesljivega in varnega obratovanja obeh sosednjih omrežij. Vrednosti se navajajo v enakih enotah kot električna energija. Podrobneje bodo ČPZ predstavljene v poglavju 2.3.4.

Medtem ko se cene električne energije na posameznem trgu na debelo razlikujejo po produktih, s katerimi se trguje, se pri prodaji električne energije na drobno cene razlikujejo po segmentih končnih odjemalcev. Razlogi za razlike so v lastnostih odjema posameznih skupin odjemalcev (predvsem oblika in količina odjema) in določenih subvencijah občutljivih skupin.

V pregledu cen na trgu na debelo je uporabljena cenovna kvota produkta pasovne električne energije na terminski borzi EEX na dan 15.12.2009, kar se pokriva z obdobjem organiziranih avkcij za nakup letnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti na večini trgov. Za manj transparentne in likvidne trge so cene izračunane, pri čemer so upoštevane cene čezmejnih prenosnih zmogljivosti kot relativne razlike med trgi.

V statistični terminologiji, ki jo lahko zasledimo na spletni strani združenja evropskih sistemskih operaterjev ENTSO-E (<http://www.entsoe.eu>) se pri količinski vrednosti proizvodnje lahko upošteva proizvodnja na generatorju (angl. *Total gross electricity generation*) ali proizvodnja na pragu elektrarne (angl. *Total net electricity generation*), ki za razliko od proizvodnje na generatorju ne vključuje proizvodnje za porabo električne energije samih elektrarn in glavnih proizvodnih transformatorjev. V analizi je upoštevana proizvodnja na pragu elektrarne, količine pa so izražene v TWh na leto.

Pri potrošnji električne energije obstajajo različni tarifni razredi odjemalcev tako znotraj industrijskega odjema kot znotraj gospodinjstev, ki se med državami lahko razlikujejo. V svojih analizah sem za vrednosti o potrošnji električne energije upošteval neto nacionalno porabo, ki vključuje tudi izgube v omrežju. Količine so izražene v TWh na leto.

Zaradi vsesplošne uporabe, predvsem v gospodarstvu, je električna energija strateškega pomena. Zaradi tega poskuša biti vsaka država na področju oskrbe z električno energijo čim manj odvisna od ostalih držav. Poleg tega ima električna energija še nekatere posebne lastnosti:

- ni je mogoče skladiščiti (istočasna proizvodnja in poraba)
- lastnosti blaga so standardizirane, prodajalec nanje nima vpliva
- prodajalci si lahko konkurirajo le s ceno in dodatnimi storitvami, na zanesljivost dobave, ki je za kupca prav tako pomembna običajno nimajo vpliva (fizični in finančni tok sta ločena)
- zaradi zgoraj omenjenih lastnosti se je pojavila potreba po organiziranih trgih električne energije (borzah)

Morebitne vsebinske in metodološke pomanjkljivosti

Področja, ki so vključena v analizi podatkov, pridobljenih na spletni strani ENTSO-E, pokrivajo med 80% in 100% celotne porabe, odvisno od posamezne države. Zaradi tega lahko prihaja do odstopanj z drugimi primerljivimi statistikami (<http://www.entsoe.eu>) .

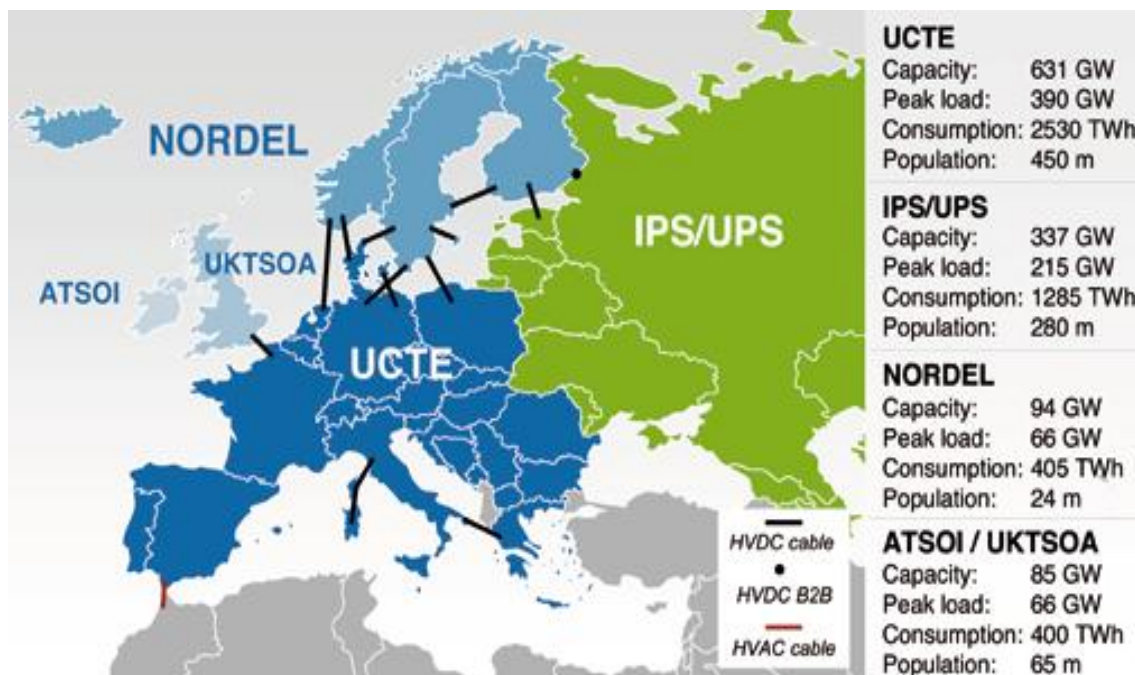
2 OPIS IN ANALIZA POSEBNOSTI TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE

2.1 Trgi električne energije in fizične omejitve

Na trgu električne energije obstajajo določene fizične omejitve, ki onemogočajo prosti pretok električne energije. Prenosna omrežja, po katerih se pretaka električna energija, morajo biti med seboj ustrezno sinhronizirana, v nasprotnem primeru pride do razpada omrežja in električnega mrka. Posledično svetovni trg električne energije sestavlja množica posameznih trgov, ki so ločeni od ostalih. Med njimi ni mogoče trgovanje. Zato pa morajo biti ločeni trgi samozadostni in omogočati samostojno zadovoljevanje potreb po električni energiji.

Ker posamezni trgi po svetu nimajo vpliva na povpraševanje in ponudbo na evropskem trgu električne energije, se bom v nadaljevanju posvetil predvsem sinhroniziranemu območju UCTE (angl: *Union for the Coordination of Transmission of Electricity*), ki pokriva pretežni del kontinentalne Evrope. Poleg omenjenega, pa evropski trg sestavljajo tudi sinhronizirano območje NORDEL (združeni norveški, švedski in finski sistemski operaterji), UKTSOA (združenje britanskih sistemskih operaterjev brez Severne Irske), ATSOI (združenje irskih sistemskih operaterjev), kar lahko vidimo v spodnji sliki (slika 1). Med temi območji obstajajo določene povezave, ki omogočajo omejeno medsebojno trgovanje. Poleg omenjenih v Evropi obstaja tudi sinhronizirano območje BALTSO (združeni litovski, latvijski in estonski sistemski operaterji), ki je z UCTE območjem povezano le preko Estonije in Finske (povezava Estlink, 350 MW). Precej bolje pa je to območje povezano z območjem IPS/UPS. Seznam sinhroniziranih območij kot tudi njihovo podrobnejšo predstavitev lahko najdemo na uradnem spletnem naslovu združenja ENTSO-E, katerega člani so vsa omenjena območja (<http://www.entsoe.eu/>). V spodnji Slika 1 lahko vidimo posamezna sinhronizirana območja in njihove medsebojne povezave.

Slika 1: Evropska sinhronizirana območja (brez BALTSO)



Vir: UCTE IPSUPS study, Feasibility Study: Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE, 2008, str. 2, tabela 1

Predhodnica združenja ENTSO-E se je imenovala ETSO (angl. *European Transmission System Operators*), ki je prav tako predstavljala združenje evropskih sistemskih operaterjev, kateri skrbijo za zanesljivost in kvaliteto dobave električne energije na skupnem sinhroniziranem elektroenergetskem omrežju ter za optimalno uporabo prenosnih zmogljivosti. Ob koncu leta 2008 so predstavniki evropskih sistemskih operaterjev ustanovili novo organizacijo, imenovano Evropska mreža sistemskih operaterjev električne energije - ENTSO-E (angl. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*), s katero bodo v skladu z tretjim energetskega paketa še utrdili medsebojno sodelovanje na skupnem evropskem trgu električne energije. Več informacij o omenjenem novem paketu podajam v naslednjem poglavju.

Ob koncu leta 1991 je zaradi vojne v osrednjem delu Jugoslavije prišlo do razdvajanja omrežja SUDEL, ki je bil do takrat v celoti sestavni del omrežja UCTE. Omrežje SUDEL se je tako razdelilo na severozahodni del, ki je obsegal celotni elektroenergetski sistem Slovenije in večji del hrvaškega elektroenergetskega omrežja ter na jugovzhodni del, ki je obsegal elektroenergetske sisteme Bosne in Hercegovine, Črne gore, Makedonije, Srbije, manjši del Hrvaške, Grčije in Albanije. Severozahodni del omrežja je bil še naprej povezan z omrežjem UCTE, jugovzhodni del pa se je ponovno povezal šele v letu 2004 z obnovitvijo daljnovoda v BIH (Mostar) in daljnovoda v Hrvaški (Ernestinovo). V vmesnem času je drugo območje UCTE (jugovzhodni del omrežja) izvedlo postopek povezave z Bolgarijo in Romunijo, prvo območje UCTE (severozahodni del) pa se je leta 2001 povežalo s sinhroniziranim območjem CENTREL, ki so ga sestavljale države Madžarska, Slovaška, Češka in Poljska (Eles, 2004).

Obstajajo želje, da bi v prihodnosti zgoraj omenjena sinhrona območja povezali tudi s sosednjimi območji, s čimer bi razširili trg in prišli do cenejših virov. V ta namen je bila decembra 2008 zaključena triletna študija o izvedljivosti sinhronizacije UCTE z UPS/IPS območjem, ki pokriva vse države bivše Sovjetske Zveze. Z omenjeno sinhronizacijo bi pridobili skupni trg električne energije, ki bi razpolagal z 960 GW inštalirane moči in bi pokrival 700 milijonov odjemalcev. (<http://www.ucteipsups.org>) .

Kot je navedeno v uradnem obvestilu na spletni strani ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu>), pa se je septembra 2010 na podlagi dogovora med turškim sistemskim operaterjem in sistemskimi operaterji znotraj ETSO-E skupine na sinhronizirano območje UCTE poskusno že priključil elektroenergetski sistem Turčije. Povezava je bila izvedena preko dveh 400 kV daljnovodov med turškim in bolgarskim sistemom ter preko enega 400 kV daljnovoda med turškim in grškim sistemom. V fazi stabilizacije med omenjenimi sistemi še ni potekala izmenjava električne energije. V drugi fazi, ki se je začela konec marca 2011, je prišlo do prvih tokov električne energije med sistemskimi operaterji, kjer je bila končna bilanca izmenjav izravnana (nekomercialna izmenjava, v kateri tržni udeleženci še niso sodelovali). Po uspešni izmenjavi v drugi fazi je sledila tretja faza, kjer so sistemski operaterji razdelili omejene količine čezmejnih prenosnih zmogljivosti za komercialno trgovanje. Tretja faza naj bi predvideno trajala 11 mesecev, ko naj bi se sprostile dodatne čezmejne prenosne zmogljivosti za komercialno rabo.

Poleg fizičnih omejitev med sinhroniziranimi območji obstajajo omejitve tudi znotraj posameznih sinhroniziranih območij. Predvsem na posameznih mejah obstajajo omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki onemogočajo željen pretok električne energije. Posledično znotraj evropskega trga električne energije obstajajo posamezni regionalni trgi z različnimi tržnimi cenami.

Omejene prenosne zmogljivosti sistemski operaterji posameznih držav dodeljujejo posameznim tržnim igralcem na podlagi manj tržnih (diskriminatornih) ali bolj tržnih pristopov. Med diskriminatorne pristope lahko štejemo proporcionalni način razdelitve prenosnih zmogljivosti (angl. *pro rata*) med samo določeno skupino tržnih igralcev (uvozne zmogljivosti samo za končne porabnike električne energije, izvozne zmogljivosti le za proizvajalce električne energije) ali način '*kdor prvi pride prvi dobi*' (angl. *first come first serve*).

Z novimi direktivami EU, kot bomo podrobneje omenili v nadaljevanju, se uveljavljajo bolj tržni in transparentni pristopi podeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti v obliki avkcij, na katerih lahko sodelujejo pod enakimi pogoji vse družbe, ki na posameznem trgu izpolnjujejo zahteve tržnih regulatorjev. Pri tem je potrebno ločevati eksplicitne in implicitne avkcije. Pri eksplicitnih avkcijah so avkcije ločene za čezmejne prenosne zmogljivosti in za energijo, ki jo lahko nato lahko kupimo in uvozimo ali izvozimo preko pridobljenih prenosnih zmogljivosti. Pri implicitnih avkcijah pa gre za združitev avkcije za prenosne čezmejne zmogljivosti in energijo. Istočasno z nakupom čezmejnih prenosnih zmogljivosti kupimo tudi

električno energijo, ki jo bomo plasirali preko pridobljenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Več o tržnih oblikah razdelitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti, s poudarkom na implicitnih avkcijah, je zapisanega v petem poglavju.

2.2 Razvoj notranjega trga EU

Kot navaja Klemenc (1999) sta ključna dokumenta, ki sta načrtala energetska politika EU, Zelena knjiga energetske politike (angl. *Green Paper on Energy Policy*), ki določa osnovna izhodišča ter Bela knjiga energetske politike (angl. *White Paper on Energy Policy*), ki določa, po kakšnih poteh te strateške cilje doseči. Osnovno vodilo pri oblikovanju energetske politike je povečevati konkurenčnost evropske industrije na svetovnih trgih in temu so podrejeni tako zakonodaja kot druge spremljajoče dejavnosti.

Evropska komisija je identificirala tri ključna področja, ki lahko na področju energetike najbolj prispevajo k temu globalnemu cilju in sicer:

- Uvesti prosti trg v energetiko; ta bo zaradi delovanja konkurence pripeljal do znižanja cen energije.
- Olajšati okoliščine za investiranje zasebnega kapitala v energetiko, s tem bi se tržišče razširilo z novimi akterji
- Odpraviti ovire za trgovanje z energijo med članicami EU, kar naj bi pripomoglo k čim bolj uravnoteženim učinkom odpiranja trga po vsej EU

Eden od glavnih argumentov pri utemeljevanju nujnosti teh dejavnosti je tudi povečanje učinkovitosti obstoječih energetskih sistemov oziroma podjetij. Zaradi dosedanjih monopolnih položajev naj bi le ta ne posvečala dovolj pozornosti ekonomskim vidikom energetike, oziroma naj bi jo v nekaterih državah uporabljali za posredno subvencioniranje nekaterih drugih industrijskih panog. Evropska komisija je ugotovila, da globalno to škoduje gospodarskemu razvoju EU, zato se je odločila za oblikovanje nove energetske politike.

Vzroki za liberalizacijo:

- Ustanovitev notranjega trga EU leta 1992 je povzročila nadaljnji integracijski premik, ki je zajel tudi javna podjetja za oskrbo.
- Tehnološke novosti (npr. soproizvodnja električne energije in toplote) so ustvarile pogoje, da je liberalizacija dejansko povzročila konkurenco. Zaradi nizkih stroškov kapitala v primerjavi s tradicionalnimi elektrarnami, večjega izkoristka in manjše obremenitve okolja lahko pri odpiranju trga pričakujemo večja vlaganja.
- Evropska industrija se je pritoževala, da si v primerjavi z drugimi regijami zaradi vedno večje svetovne konkurence ne more več privoščiti previsokih stroškov energije.
- Pobude za liberalizacijo v posameznih državah, najprej v Veliki Britaniji, potem v nordijskih državah in nazadnje v vedno večjem številu držav članic EU, so bile dovolj velik povod za nastanek evropskega notranjega tržišča.

Medtem ko sta Zelena knjiga energetske politike in Bela knjiga energetske politike načrtali energetske politiko EU, pa je bilo v zadnjem desetletju s strani EU izdanih še nekaj dokumentov, ki so neposredno ali posredno vplivali na razvoj trga električne energije v Evropski uniji.

Pogodba o energetske listini

Zunanjepolitični razlogi v začetku 90-ih, zalivska vojna in razpad bivše Sovjetske zveze, so izpostavili ranljivost Evrope pri oskrbi z energijo. Stališče, da je energija strateško pomembna surovina, je osnovna smernica evropske energetske politike. To stališče je pripeljalo do podpisa multilateralne Pogodbe o energetske listini dne 17. decembra 1994 v Lizboni z namenom poglobiti sodelovanje na področju energetike med državami proizvajalkami in izvoznici energentov, državami preko katerih poteka tranzit energije ter državami uvozniki energije. Do 15.9.2002 je Pogodbo o energetske listini podpisalo skupaj 51 držav, 46 pa jo je tudi ratificiralo. Med državami, ki pogodbe še niso ratificirale, sta tudi Ruska Federacija in Norveška, sicer pomembni proizvajalki in izvoznici nafte in zemeljskega plina.

Lizbonska deklaracija

Pri zasledovanju t.i. lizbonske strategije iz leta 2000, s katero naj bi EU do leta 2010 postala najbolj konkurenčen trg na svetu, je Evropska Komisija v svojih strateških ciljih za obdobje od 2000 do 2005, energetiko izpostavila kot ključen element evropske konkurenčnosti in nadaljnjega gospodarskega razvoja. Med prednostne naloge na področju energetike, s katerimi bi uresničili te cilje, je EU izpostavila predvsem zagotavljanje zanesljivosti oskrbe z energijo, povečanje konkurenčnosti energetskega sektorja z deregulacijo in liberalizacijo trga ter zagotavljanje varovanja okolja (NEP, 2003).

Direktive EU

Oblikovanje enotnega trga je glavna prioriteta EU na področju energetske politike že od konca 80-ih let, ko se je pričela izvajati revolucionarna politika liberalizacije energetskih trgov. EU se je odločila za uvajanje konkurenčnega trga za električno energijo in zemeljski plin zaradi gospodarskih razlogov, saj je obstoj zaprtih nacionalnih energetskih gospodarstev nezdržljiv s konceptom enotnega in konkurenčnega gospodarskega prostora. Pravno podlago za uvajanje enotnega notranjega evropskega trga predstavljata električna (96/92/EC) in plinska direktiva (98/30/EC), ki zagotavljata postopno odpiranje trga električne energije in zemeljskega plina (NEP, 2003).

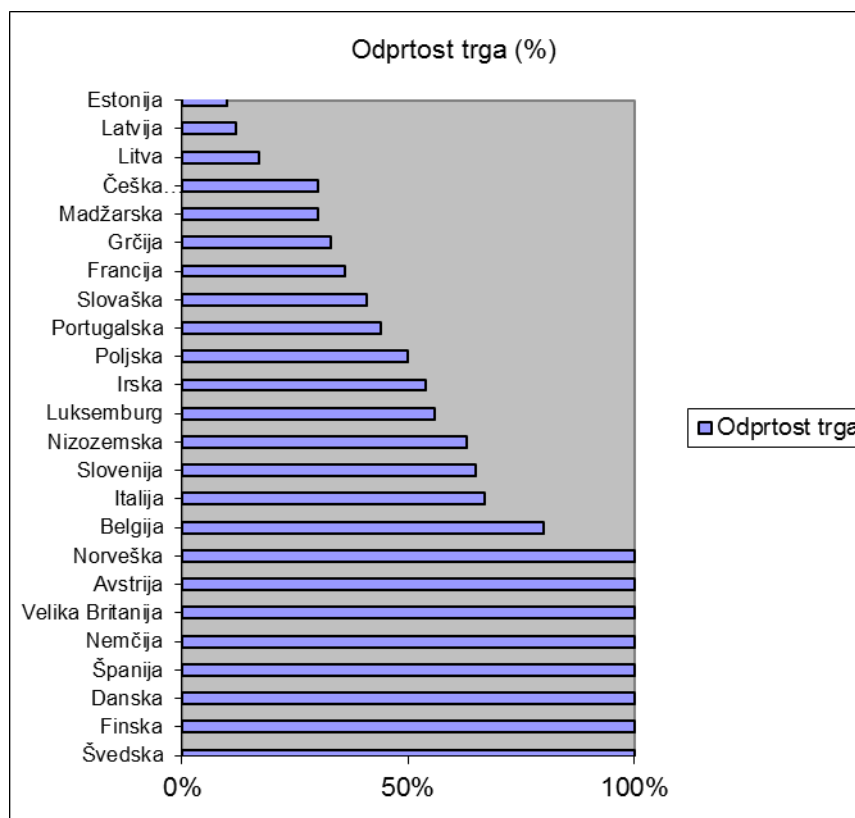
Direktiva 96/92/EC o skupnem notranjem trgu električne energije je bila sprejeta 19.12.1996 in je stopila v veljavo 19.2.1999. Predvidevala je postopno liberalizacijo trga v treh stopnjah:

- Prva stopnja: po 19.2.1999 odprtje najmanj 26 % trga in sicer za odjemalce, ki imajo letno porabo najmanj 40 GWh;

- Druga stopnja: po 19.2.2000 odprtje najmanj 28 % trga in sicer za odjemalce, ki imajo letno porabo najmanj 20 GWh;
- Tretja stopnja: po 19.2.2003 odprtje najmanj 33 % trga in sicer za odjemalce, ki imajo letno porabo najmanj 9 GWh.

V spodnji Slika 2 lahko vidimo stanje odprtosti trga na začetku leta 2004. Polovica starih članic EU je imela že v celoti odprt trg električne energije, ostale pa so se pridružile najkasneje do julija 2007.

Slika 2: Odprtost trga leta 2004 po državah



Vir: Montel Powernews 3/2004

Ena poglavitnih zahtev pri uvajanju tržišča z električno energijo, ki jo je omenjala Direktiva, je odločna in pregledna ločitev posameznih dejavnosti elektroenergetskih podjetij, kot so proizvodnja, prenos ter distribucija električne energije. Pri tem je treba dejavnosti ločiti na regulirane (prenos, distribucija, oskrba tarifnih odjemalcev), pri čemer naj bi vlogo regulatorja prevzela neodvisna institucija in država ter tržne dejavnosti, ki so prepuščene delovanju trga. Dezintegracija elektroenergetskih podjetij ima lahko naslednje oblike:

- Funkcionalna razdružitev, ki pomeni knjigovodsko izločanje posameznih dejavnosti
- Kalkulacijska razdružitev pri kalkulaciji stroškov.

- Organizacijska oziroma realna razdružitev, kjer gre za popolno razdružitev s snovanjem novih pravnih oseb.

Kot navaja Skubic (2004) je za zagotavljanje odprtosti trgov električne energije zelo pomemben tudi mehanizem, naveden v Direktivi, ki je namenjen zagotavljanju dostopa do omrežja, saj bodo omrežja tudi v prihodnje najverjetneje ostala naravni monopol, saj ni mogoče pričakovati, da se bodo pri odpiranju trga gradila nova (konkurenčna) omrežja. Tako je bistvenega pomena, da udeleženci na trgu pridobijo ustrezen dostop do prenosnih in distribucijskih omrežij. To je mogoče učinkovito zagotoviti le, če je upravljanje navedenih omrežij ločeno od drugih dejavnosti, povezanih z električno energijo, saj bi v nasprotnem primeru lahko prišlo do ekonomskih interesov, ki bi omejevali razvoj konkurence. Direktiva v določbi 20. člena zahteva ustanovitev neodvisnega telesa, regulatorja trga z električno energijo, ki skrbi za nepristransko in transparentno delovanje trga.

V letu 2003 je bila izdana direktiva 2003/54/EC, ki dopolnjuje temeljno elektroenergetsko direktivo 96/92/EC in v kateri je zapisano, da bodo določila direktive morale države članice prenesti v svoje nacionalne zakonodaje v enem letu, kar pomeni najkasneje do 1.7.2004. V ta namen so bile izdelane spremembe in dopolnitve energetskega zakona. V skladu z usmeritvami direktive se je:

- do 1.7.2004 formalno odprl trg za vse odjemalce razen gospodinjstev
- do 1.7.2007 se je odprl trg z električno energijo za vse odjemalce

Nova direktiva je tako uvedla nove kvantitativne in kvalitativne ukrepe; med prvimi določitev enotnega obsega odprtosti trga, med slednjimi pa novo definirane minimalne obveznosti, povezane z dostopom do omrežja, varstvom potrošnikov, regulacijo ter ločevanjem dejavnosti prenosa in distribucije od drugih dejavnosti v podjetjih, ki se ukvarjajo z električno energijo.

Prav tako se je s 1.7.2004 začel uporabljati tudi predpis 1228/2003 EC evropskega parlamenta in sveta o pogojih za dostop do čezmejnih zmogljivosti za izmenjavo električne energije. Predpis omogoča reševanje problema premajhnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti z nepristranskimi, tržno usmerjenimi rešitvami. Sistemski operater tako dodeli čezmejne prenosne zmogljivosti tistemu, ki na avkciji za zainteresirano količino zmogljivosti ponudi najvišjo ceno. S tem so netržni mehanizmi kot sta *'first come, first serve'* (kdor prvi pride, prvi dobi) in *'pro-rata'* sistem (proporcionalna razdelitev med interesenti), postali nezaželeni.

Na podlagi raziskave komisije, ki se je zaključila ob koncu leta 2006 in ki je bila omenjena že v uvodnem poglavju, je bil podan sklep komisije o naknadni spremembi Priloge k Uredbi št. 1228/2003. Spremembe so bile izvedene z namenom, da se v smernice vključijo učinkovite metode razreševanja prezasedenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti. V ta namen naj bi se po 1.1.2008 večkrat na dan ugotavljale dodatne možnosti za povečanje tržnih priložnosti.

Metode razreševanja prezasedenosti so tržno zasnovane in omogočajo učinkovito čezmejno trgovanje. Zato se zmogljivosti podeljujejo izključno z eksplicitnimi ali implicitnimi dražbami. Celotne zmogljivosti se z implicitnimi avkcijami dodeljujejo v regijah, kjer imajo dobro razvite finančne terminske trge z električno energijo. Omogočeno je tako dolgoročno kot kratkoročno dodeljevanje prenosnih zmogljivosti. Za pridobljene prenosne zmogljivosti velja načelo '*uporabi ali izgubi*' ali '*uporabi ali prodaj*'. Zaradi tega morajo udeleženci do določenega roka točno opredeliti porabo zmogljivosti za posamezna obdobja, da se neizkoriščene zmogljivosti ponovno ponudijo interesentom. Prav tako je potrebno ustrezno usklajevanje med posameznimi sistemskimi operaterji, kar vključuje skupni model prenosa, ki učinkovito obravnava med seboj odvisne fizično pretoke v zanki in upošteva neskladja med fizičnimi in trgovinskimi tokovi. Sistemski operater mora na enostaven in enak način posredovati informacije o prenosnih zmogljivostih vsem udeležencem na trgu.

Na podlagi sklepa komisije je julija 2009 Uredba št. 714/2009 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe (ES) 1228/2003 nadomestila omenjeno Uredbo 1228/2003.

Tretji energetske paket EU

V aprilu 2009 je evropski parlament potrdil kompromisni dogovor s Svetom EU o zakonodajnem svežnju o notranjem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom ter dostopu ponudnikov do teh omrežij, tako imenovani tretji energetske paket. Temeljno načelo omenjenega paketa je ločitev proizvodnih in prenosnih zmogljivosti za elektriko in plin. To pomeni, da le knjigovodsko ločevanje posameznih dejavnosti ne bo več zadostovalo. Kot lahko najdemo na spletnem naslovu EU (www.evropa.gov.si) paket na področju električne energije sestavljata dve uredbi in ena direktiva:

- Uredba o pogojih za dostop do električnega omrežja (714/2009)
- Uredba o ustanovitvi agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev (angl. *Agency for the Cooperation of Energy regulators – ACER*, 713/2009)
- Direktiva o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo (2009/72/ES)

Kot navaja Pirnat (2009) se najboljše spremembe nanašajo na pravni režim ločevanja sistemskih operaterjev prenosnih omrežij, nove zahteve glede položaja, nalog in pristojnosti nacionalnih regulatorjev in njihovega medsebojnega sodelovanja, prav tako pa je poudarjeno varstvo uporabnikov, kar predstavlja nove obveznosti tako sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij kot dobaviteljev.

Države članice EU so imele poldrugo leto časa, da pravila iz svežnja prenesejo v svoje zakonodaje. V ta namen se je v Sloveniji izdelala zelena knjiga za energetiko, ki bo v primeru zadostne podpore predstavljala osnovo za nov nacionalni energetske program (predlog NEP, 2010) do leta 2030 in ki vključuje zahteve iz zgoraj omenjenega tretjega energetskega paketa EU. Kot navaja Kopač (2010) naj bi glavne cilje energetske politike v predlogu NEP

predstavljala konkurenčnost, socialna kohezivnost, varstvo okolja in zanesljivost oskrbe. Konkurenčnost naj bi se dosegla na podlagi učinkovitih trgov in javnih služb, ustrezne mednarodne povezanosti, nizki energetske intenzivnosti in visoki energetske učinkovitosti ter na podlagi investicij v raziskave in razvoj. Socialna kohezivnost naj bi bila zagotovljena preko perspektivnih delovnih mest ob prehodu na nizkoogljično družbo. Zgoraj omenjeni koraki bodo imeli tudi pozitiven vpliv na okolje in večjo zanesljivost oskrbe, saj bomo zmanjšali odvisnost od nekaterih energentov, ki jih moramo uvažati (diverzifikacija, domači viri), na drugi strani pa se bodo izboljšale mednarodne povezave.

Na podlagi uredbe o ustanovitvi agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev je bila agencija ACER ustanovljena v letu 2010 s sedežem v Sloveniji. Poslanstvo agencije je v zagotavljanju pomoči nacionalnim regulatornim agencijam pri izvajanju njihovih nalog in ustrezni koordinaciji njihovih aktivnosti (<http://www.acer.europa.eu>).

Evropski trg električne energije poleg držav članic EU sestavljajo tudi države, ki so sestavni del sinhroniziranega elektroenergetskega omrežja UCTE, vendar ne pripadajo skupini EU. V nadaljevanju podajam glavne listine, ki so prispevale k poenotenju pravil tudi na območju teh držav. Države jugovzhodne Evrope so se preko Atenskega memoranduma leta 2002 zavezale, da bodo sledile direktivam EU.

Atenski memorandum

V okviru Pakta stabilnosti naj bi se države jugovzhodne Evrope integrirale v združeni evropski električni trg in posledične sprejele enake zahteve kot veljajo v obstoječem električnem trgu EU. To bi pospešilo trgovanje, ki bi zadovoljilo potrebe v regiji tako na strani ponudbe kot povpraševanja, predvsem pa bi zagotavljalo višjo stopnjo varnosti investicij v regiji. Poleg vseh ostalih držav bivše Jugoslavije razen Slovenije, ki je že bila del enotnega evropskega trga in Hrvaške, ki si je izborila odlog, so se pri podpisu omenjenega memoranduma pridružile tudi Albanija, Grčija, Bolgarija, Romunija, Grčija in Turčija.

Za vzpostavitev ustreznih tržnih modelov v posameznih državah je bilo v prvi vrsti potrebno vzpostaviti ustrezno telo znotraj vlade, ki bo nadzorovala potek integracije v enotni evropski trg ter neodvisnega regulatorja, ki bo postavil pravila v smeri konkurenčnosti, transparentnosti in nepristranskosti ter kontroliral njihovo izvajanje. Posledično je bilo potrebno vzpostaviti okolje, kjer bodo imeli vsi kvalificirani subjekti na trgu možnost na enak način dostopati do omrežja, čezmejnih prenosnih zmogljivosti in tako tudi do trga v posameznih državah. Potrebno je bilo pravno ločiti regulirane in tržne dejavnosti na trgu električne energije v posamezni državi. Med reguliranimi dejavnostmi je najpomembnejša neodvisnost systemskega operaterja, ki je odgovoren za varen, zanesljiv in učinkovit energetski sistem, do katerega udeleženci na trgu dostopajo na nepristranski način. (*The Athens Memorandum*, 2002)

Predhodne listine, ki so vplivale na omenjeni dokument, so: EU direktiva 1996/92, Solunska deklaracija iz leta 1999 (*Thessaloniki Declaration*, 10.9.1999), Atenski memorandum iz leta

2000 (*Athens Memorandum of Understanding*, 2.6.2000), Florenski forum (*European Electricity Regulatory Forum – Florence Forum*)

Podpis atenskega memoranduma novembra 2002 je pomenil sporazum o nastanku regionalnega trga električne energije na ozemlju Jugovzhodne Evrope in namero o integraciji v notranji trg električne energije EU. Omenjeni atenski proces je omogočil ponovno sinhronizacijo območja Jugovzhodne Evrope v omrežje UCTE in s tem osnovne pogoje za razvoj enotnega trga električne energije. Naslednji atenski memorandumi so proces pripeljali tudi do podpisa Pogodbe o Energetski skupnosti med EU in devetimi državami jugovzhodne Evrope – Hrvaško, BIH, Srbijo, Črno goro, nekdanjo jugoslovansko republiko Makedonijo, Albanijo, Romunijo, Bolgarijo in UNMIK v imenu Kosova.

Pogodba o energetski skupnosti

S podpisom pravno zavezujoče pogodbe se je začel postopek širitve notranjega energetskega trga EU na celotni Balkanski polotok. V teh državah se je uveljavila področna zakonodaja EU, ki ureja energijo, okolje in konkurenco. Omenjena pogodba je pospešila odpiranje trga, spodbudila naložbena jamstva in pomagala pri vzpostavitvi trdnega zakonskega nadzora nad energetskega sektorjem.

2.3 Organiziranost trga

Z odpiranjem trgov se povečuje število tržnih igralcev tako na trgu na debelo kot na trgu na drobno. Pred odprtjem trga so na trgu na debelo nastopali le sistemski operaterji posameznih držav, ki so prilagajali ponudbo porabi na svojem območju, na trgu na drobno pa so nastopala le elektrodistribucijska podjetja, ki so imela z distribucijskim omrežjem možnost fizične dobave.

Udeleženci na trgu električne energije

Na liberaliziranih trgih električne energije je bilo potrebno najprej vzpostaviti ustrezno institucionalno okolje, ki bi zagotavljalo okvire tržnega poslovanja na omenjenem trgu. V ta namen so bile v prvi vrsti ustanovljene javne agencije v vlogi regulatorja trga, ki so pomagale ustvarjati primerne razmere za odpiranje trga z električno energijo in hkrati nadzirale te spremembe. V Sloveniji je bila tako leta 2001 ustanovljena Javna agencija RS za energijo.

Z ustrezno reorganizacijo so pomembno vlogo pri vzpostavitvi odprtega trga električne energije prevzeli tudi sistemski operaterji in organizatorji trga. Prvi omogočajo transparenten in nepristranski dostop udeležencev na trgu do prenosnega oziroma distribucijskega omrežja ter do čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Slednji preko organiziranega trga v obliki borz skrbijo za transparentno in nepristransko trgovanje z električno energijo.

V Sloveniji v vlogi systemskega operaterja prenosnega omrežja nastopa družba ELES, v vlogi systemskega operaterja distribucijskih omrežij pa SODO (Sistemski operater distribucijskega omrežja), ki ima distribucijsko omrežje v najemu od petih elektrodistribucijskih družb, ki fizično pokrivajo posamezne slovenske regije. Omenjene elektrodistribucijske družbe so pred ustanovitvijo družbe SODO same upravljale svoja distribucijska omrežja. V vlogi organizatorja v Sloveniji nastopa družba Borzen, ki je borzne aktivnosti iz slovenskega prostora razširila na regionalni trg jugovzhodne Evrope in v ta namen ustanovila hčerinsko družbo BSP Regionalna energetska borza d.o.o. (Southpool)

Poleg institucionalnih udeležencev pa na trgu električne energije nastopajo tudi tržni udeleženci v vlogah proizvajalcev električne energije, trgovcev z električno energijo, dobaviteljev električne energije končnim odjemalcem in končnih odjemalcev električne energije.

Nacionalni regulatorni organi na trgih električne energije

Kot lahko zasledimo na spletni strani Agencije RS za energijo (<http://www.agen-rs.si>), med glavne naloge in pristojnosti regulatorja na področju trga z električno energijo lahko uvrstimo:

- Odločanje o izdaji in odvzemu licenc za opravljanje določenih dejavnosti na trgu električne energije
- Določanje strukture stroškov omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij
- Daje soglasje k pravilom dodeljevanja zmogljivosti povezovalnih vodov, sistemskim obratovalnim navodilom, splošnim pogojem za dobavo in odjem električne energije iz prenosnega in distribucijskega omrežja in pravilom za izvajanje izravnalnega trga z električno energijo
- Nadzira neodvisnost systemskih operaterjev, učinkovito ločitev distribucije in prenosa od proizvodnje in dobave ter stopnjo transparentnosti in stopnjo konkurenčnosti trga z električno energijo
- Izdaja potrdila o izvoru električne energije in tržne zelene certifikate za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov

Sistemski operaterji (upravljavci prenosnega in distribucijskega omrežja)

Sistemski operaterji so odgovorni za prenos električne energije na prenosnem in distribucijskem omrežju, pri čemer morajo zagotavljati varnost obratovanja in vzdrževanja sistema. Omogočajo dostop do omrežja vsem tržnim akterjem, ki izpolnjujejo določene zahteve na nepristranski in transparenten način. Prav tako načrtujejo izgradnjo novih prenosnih zmogljivosti, ki bodo odpravile določena ozka grla in omogočile nastanek enotnega evropskega trga električne energije. Tako zaradi načrtovanja novih prenosnih zmogljivosti kot tudi zaradi zagotavljanja transparentnega in učinkovitega postopka dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti, so po navajanju Cornwalla (2008, str.99) sistemski operaterji prenosnega omrežja ključni igralci pri postopkih združevanja posameznih trgov.

Borze

Kot lahko zasledimo na spletni strani slovenskega organizatorja trga Borzen (<http://www.borzen.si>) borze nastopajo v vlogi organizatorja trga, kjer morajo slediti osnovnim načelom borznega trgovanja:

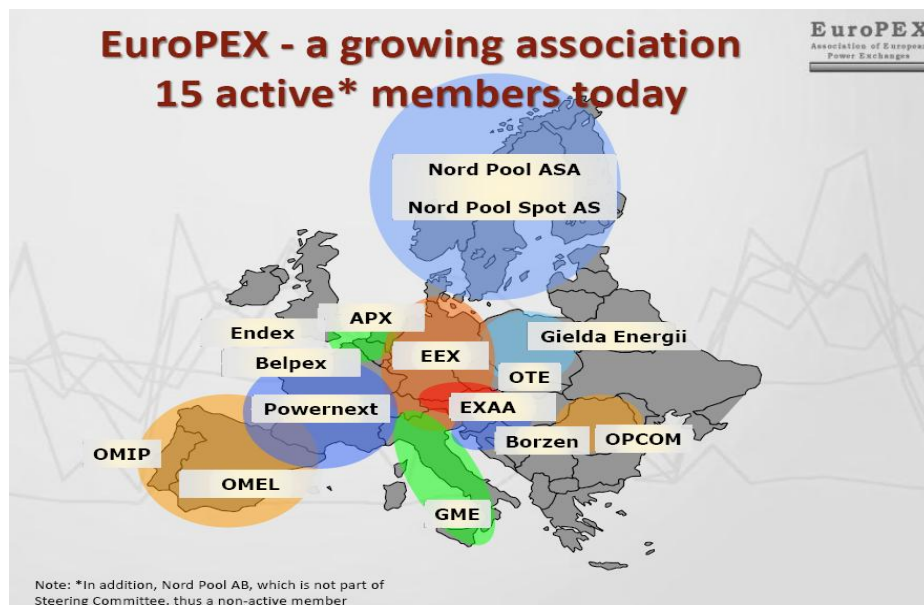
- načelo transparentnosti (pregledno, jasno in javno poslovanje za vse udeležence; javna objava tržnih gibanj),
- načelo likvidnosti (ublažitev nenavadnih sprememb obsega ponudbe in povpraševanja brez pretiranih nihanj cen oziroma nihče od udeležencev trga ne sme imeti prevelikega vpliva na oblikovanje cene na trgu),
- načelo varnosti (Energetski zakon, Pravila za delovanje trga električne energije, finančne garancije članov zmanjšujejo finančna tveganja),
- Načelo poštenosti (nediskriminatornost organiziranega trga je zakonsko določena),
- načelo učinkovitosti (prilagodljiv trgovalno informacijski sistem).

K večji učinkovitosti in likvidnosti prispevajo tudi standardizirani produkti električne energije, s katerimi se trguje na borzah. Ti produkti morajo odražati zahteve trga. Več o standardiziranih produktih električne energije bo podano v naslednjih poglavjih.

Na

Slika 3 se nahaja pregled 15 evropskih borz električne energije, ki so članice združenja evropski borz električne energije EuroPEX (angl. *Association of European Power Exchanges*). V letu 2010 se je združenju pridružila še novoustanovljena madžarska borza elektrtrične energije HUPX. Poleg navedenih v Evropi obstajata še borza Nord Pool Spot AB v Švedski, ki je neaktivni član EuroPEX, saj so bile s 1.1.2008 vse aktivnosti trgovanja prenesene na borzo Nord Pool Spot AS in borza v Grčiji, ki ni član združenja. Na njih v večini poteka fizično trgovanje z električno energijo, v Nemčiji, Franciji, Nizozemski in Skandinaviji pa poteka tudi trgovanje z izvedenimi finančnimi inštrumenti. Obe obliki trgovanja potekata tudi na borzah v Veliki Britaniji, ki pa prav tako niso članice EuroPEX.

Slika 3: Borze električne energije, ki so članice EuroPEX



Vir: 14. Florence Forum. EuroPEX presentation, 2007.

Kot navedeno na njihovi spletni strani (<http://www.bsp-southpool.com>) je BSP Regionalna energetska borza, ki sta jo ustanovili družbi Borzen in Eurex, novembra 2008 od družbe Borzen prevzela naloge oziroma izvajanje dejavnosti borze z električno energijo v Republiki Sloveniji. Avgusta 2010 je družba Borzen od družbe Eurex pridobila 66% delež v BSP in tako postala edini družbenik. Decembra istega leta je z dokapitalizacijo v lastništvo vstopila družba Elektro Slovenija d.o.o. in tako postala 50% lastnik družbe. V okviru BSP tako trenutno deluje borzni trg električne energije v Republiki Sloveniji in Republiki Srbiji, kasneje pa bi želeli razširiti aktivnosti tudi na druga območja v regiji jugovzhodne Evrope.

Kot navaja Cornwall (2008, str. 104) tudi borze električne energije s svojim delovanjem pozitivno vplivajo v smeri združevanja posameznih trgov. Prav tako je na večini borz prisoten močan trend rasti trgovanih količin, ki se bo v primeru uvajanja implicitnih avkcij in razvoja izvedenih finančnih instrumentov še izraziteje povečeval.

Tržni akterji na trgu električne energije

Med tržne dejavnosti na trgu električne energije spada proizvodnja električne energije, dobava električne energije končnim odjemalcem ter trgovanje z električno energijo na trgu na debelo.

Glavna lastnost proizvajalcev in končnih kupcev električne energije je posedovanje fizičnega vira oziroma ponora električne energije. Proizvajalci električno energijo proizvedejo, končni kupci pa jo porabijo. V kolikor pridobijo ustrezno licenco lahko nastopajo tudi na trgu na debelo, drugače le na trgu na drobno.

Trgovci in dobavitelji imajo ustrezne licence za nastopanje na trgu na debelo. Medtem ko so trgovci prisotni le na trgu na debelo, pa dobavitelji prodajajo tudi na trgu na drobno. Seveda lahko posamezni tržni akterji nastopajo v posamezni vlogi ali pa tudi hkrati v vlogi proizvajalca, trgovca in dobavitelja končnim odjemalcem.

Trg na debelo

Na trgu na debelo je povečanje konkurence omogočilo nastanek organiziranih trgov električne energije (borz), kjer se trguje z standardiziranimi produkti električne energije pod standardiziranimi pogoji. Poleg tega obstaja tudi OTC trg, kjer igralci na trgu sklepajo dvostranske pogodbe o nakupu in prodaji standardiziranih ali nestandardiziranih proizvodov. Na trgu se pojavljajo proizvajalci, trgovci, dobavitelji in večji kupci električne energije zaradi dejanskih potreb prodaje oziroma nakupa električne energije ter špekulanti, ki iščejo zaslužek v razliki v ceni brez fizičnega prevzema oziroma predaje električne energije.

Zaradi visokih nihanj cen električne energije, se udeleženci na trgu srečujejo z zelo visokimi tveganji. Tveganja poskušajo omejiti z ustreznimi zavarovanji pozicij (angl. *hedging*) v obliki različnih terminskih pogodb, s katerimi že danes dogovorijo pogodbeno ceno za električno energijo v prihodnosti in tako veliko lažje načrtujejo poslovanje. Le del nakupnih oziroma prodajnih potreb pa zadovoljujejo na dnevnem trgu, kjer so nihanja največja. Terminalske pogodbe lahko spremlja fizična dobava električne energije ali pa gre tu le za izvedene finančne instrumente, ki jih lahko izdajajo tudi banke, ki nimajo potrebe po fizični prodaji ali nakupu električne energije. Zaradi nepredvidljivosti in visokih nihanj cen pa se finančne institucije redkeje odločajo za sodelovanje na trgu električne energije.

Dnevni trg, produkti in oblike trgovanja

Dnevni trg je promptni trg, kjer se sooči ponudba in povpraševanje električne energije za obdobje naslednjega delovnega dne, oziroma za obdobje do vključno prvega naslednjega delovnega dne (Uradni list št. 98/2009).

Kot navedeno na spletni strani evropske energetske borze EEX (<http://www.eex.com>) se na dnevnem trgu najpogosteje trguje z naslednjimi standardiziranimi produkti:

- Pasovna električna energija (angl. *base load*): To je električna energija v bloku ur od 00:00 do 24:00 za vse posamezne dni v tednu. Osnovna količinska enota 1 lot tega produkta je 24 MWh.
- Vršna električna energija (angl. *peak load*): To je električna energija v bloku ur od 08:00 do 20:00 za posamezne dneve od ponedeljka do petka. Osnovna količinska enota 1 lot tega produkta je 12 MWh.
- Nočna električna energija (angl. *off-peak*): To je električna energija v bloku ur od 00:00 do 08:00 in od 20:00 do 24:00 za posamezne dneve od ponedeljka do petka. Osnovna količinska enota 1 lot je 12 MWh.

- Uma električna energija: Trguje se s 24 urami posameznega dneva. Osnovna količinska enota 1 lot tega produkta je 1 MWh.

Poleg zgoraj omenjenih produktov električne energije, s katerimi se najpogosteje trguje na organiziranih trgih (predvsem s pasovno energijo), obstajajo tudi drugi standardizirani produkti, ki jih prav tako sestavljajo določeni bloki ur. Glede na število ur v bloku pa se razlikuje tudi količinska enota 1 lot.

Na dnevnem trgu sta uveljavljena načina avkcijskega (angl. *auction*) in sprotnega (angl. *continuous*) trgovanja. Čas sklenitve posla pri avkcijskem načinu, je trenutek, ko se avkcija v celoti zaključi. Na podlagi avkcije dobimo le eno tržno ceno posameznega produkta, po kateri se obračunajo vsi posli, ki so bili na podlagi avkcije sklenjeni. Čas sklenitve posla pri sprotnem načinu, je trenutek, ko trgovalni sistem v skladu s pravili poveže ponudbo za nakup in prodajo (ceni obeh ponudb se izenačita). V času trgovanja se ponudbe povezujejo pri različnih cenah tako, da ne obstaja le ena tržna cena kot pri avkcijskem načinu trgovanja.

Dolgoročni trg, produkti in oblike trgovanja

Na dolgoročnem trgu električne energije se srečujemo tako s standardiziranimi dolgoročnimi produkti električne energije (angl. *futures*) kot tudi z nestandardiziranimi dolgoročnimi produkti električne energije (angl. *forwards*). Medtem ko se s standardiziranimi produkti lahko trguje tako na organiziranih terminskih trgih kot tudi na bilateralnem, OTC trgu (angl. *over the counter*), se z nestandardiziranimi produkti trguje le na OTC trgu. Standardizirani produkti se pojavljajo tako na fizičnih trgih, kjer se izvajajo fizični nakupi in prodaje električne energije, kot tudi na finančnih trgih, kjer se trguje z izvedenimi finančnimi instrumenti, ki jim ne sledi fizični prevzem ali predaja električne energije.

Osnova za dolgoročne standardizirane produkte električne energije sta dnevna produkta pasovne in vršne električne energije, ki sta opredeljena v predhodnem poglavju v sklopu dnevnega trgovanja. Glede na ročnost pa so iz teh dveh produktov izpeljani dolgoročni standardizirani produkti električne energije. Na spletni strani evropske energetske borze EEX (<http://www.eex.com>) lahko zasledimo naslednje dolgoročne standardizirane produkte:

- letni produkti pasovne električne energije (trguje se s produkti naslednjih šestih let)
- letni produkti vršne električne energije (trguje se s produkti naslednjih šestih let)
- četrtni produkti pasovne električne energije (trguje se s produkti naslednjih sedmih četrtnih let)
- četrtni produkti vršne električne energije (trguje se s produkti naslednjih sedmih četrtnih let)
- mesečni produkti pasovne električne energije (trguje se s produkti trenutnega meseca in šest naslednjih mesecev)

- mesečni produkti vršne električne energije (trguje se s produkti trenutnega meseca in šest naslednjih mesecev)

Trg na drobno

Z odprtjem trga se je za upravičene odjemalce pojavila možnost izbire dobavitelja električne energije. Ponudniki, ki se pojavljajo na tem trgu in si med seboj konkurirajo v vlogi dobaviteljev električne energije, so predvsem distribucijska podjetja, ki so že v zaprtem sistemu dobavljali energije končnim odjemalcem in trgovci, ki se na novo pojavljajo na odprtem trgu posamezne države. Poleg omenjenih pa se kot trgovci in ponudniki večjim porabnikom pojavljajo tudi proizvodnja podjetja. Še vedno pa se ohranjajo vertikalne integracije podjetij od proizvodnje do končne prodaje, saj se s tem močno zmanjšajo tveganja tako proizvodnega kot distribucijskega dela. Medtem ko so proizvajalci izpostavljeni tveganjem pri prodaji, so kupci izpostavljeni tveganjem pri nakupu električne energije.

Na trgu na drobno se običajno ponujajo nestandardizirani produkti po meri odjemalcev, katerim se ponujajo tudi dodatne storitve, ki so lahko glavna konkurenčna prednost. Končni odjemalci se le redko odločajo za samostojen nastop na trgu na debelo, ker so pri tem izpostavljeni previsokim tveganjem.

Na trgu električne energije se poleg vertikalne integracije odvija tudi horizontalna integracija, ki zmanjšuje konkurenco na trgu. S tem lahko posamezne družbe močno povečajo svojo tržno moč, ki lahko pripelje do monopolnega položaja.

Čezmejne prenosne zmogljivosti (ČPZ)

Kot lahko najdemo na spletni strani systemskega operaterja ELES (<http://www.eles.si>) čezmejne prenosne zmogljivosti (ČPZ) predstavljajo zmogljivosti vodov, ki povezujejo sosednje elektroenergetske sisteme (EES) in omogočajo čezmejno trgovanje. Višina ČPZ, ki jih sistemski operater ponudi za komercialne namene, je omejena. Večina sistemskih operaterjev jih izračunava po metodologiji, dogovorjeni znotraj organizacije sistemskih operaterjev v Evropi, ENTSO-E. Pri tem se upošteva obremenjenost omrežja, števila njegovih uporabnikov in konfiguracije omrežja. Na podlagi metodologije sistemski operaterji določijo indikativne vrednosti ČPZ ali NTC (angl. *Net transfer Capacity*)

NTC vrednosti predstavljajo vrednosti celotnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti na določeni meji, namenjenih za komercialno dodeljevanje, ob upoštevanju vseh kriterijev zanesljivega in varnega obratovanja obeh sosednjih omrežij. Sistemski operater ločeno objavlja NTC za obe smeri na vsaki meji, tako da objavlja indikativni NTC, ki predstavlja predvideno višino NTC, ki jo skupaj vnaprej za celo leto določita sosednja sistemska operaterja, in D-1 NTC, ki predstavlja dejanski NTC in se lahko v primerih posebnih obratovalnih razmer oz. nepričakovanih dogodkov razlikuje od indikativnega. Posamezni sistemski operater

prenosnega omrežja dodeljuje čezmejne prenosne zmogljivosti koordinirano s sosednjim sistemskim operaterjem ali pa v višini polovice NTC vrednosti.

ATC vrednosti predstavljajo vrednosti razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki so še na razpolago za dodeljevanje za komercialne namene. Sistemski operaterji objavljajo višino ATC za vsako avkcijo: za letno, mesečne, tedenske in dnevne avkcije, in po zaključeni dnevni avkciji. V primeru, ko udeleženec avkcije, ki so mu bile ČPZ dodeljene na letni ali mesečni avkciji, te vrne sistemskemu operaterju za nadaljnjo prodajo, se za višino vrnjenih ČPZ poveča ATC za sledeče dodeljevanje. Prav tako se pri vse večjemu številu sistemskih operaterjev izvaja tako imenovani '*netting*', kjer se po nominaciji dolgoročnih ČPZ ATC za dnevno avkcijo poveča za višino netiranih dolgoročnih ČPZ.

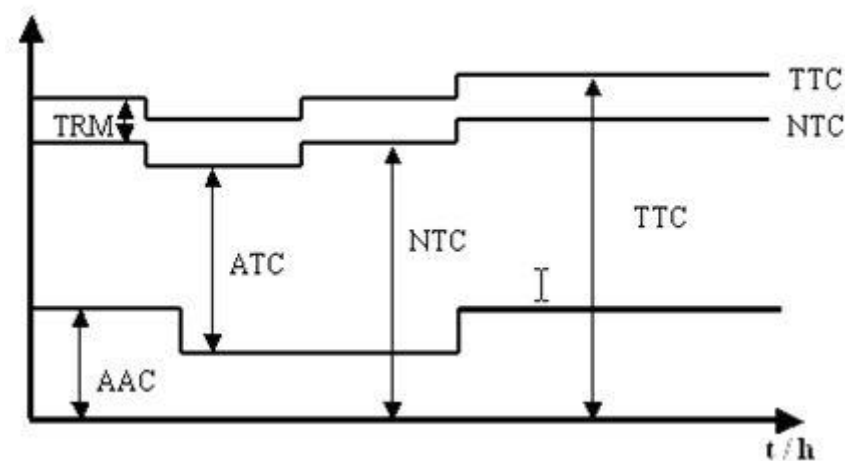
V nadaljevanju podajam še nekatere druge vrednosti ČPZ in povezave med njimi:

- TTC - Celotna prenosna zmogljivost (angl. *Total Transfer Capacity*). TTC je največja možna, sigurna izmenjava moči med dvema sosednjima elektroenergetskima sistemoma z upoštevanjem varnostnih standardov v posameznem elektroenergetskem sistemu (EES)
- TRM - Zanesljivostna prenosna rezerva (angl. *Transmission Reliability Margin*) določa prenosno zmogljivost, ki jo mora sistemski operater zagotoviti zaradi možnega izpada največjega agregata v regulacijskem območju, zaradi kotnih ali napetostnih stabilnostnih problemov ipd.
- $TTC = NTC + TRM$
- ATC - Razpoložljiva ČPZ (angl. *Available Transfer Capacity*) predstavlja neodddani del NTC, ki je namenjen za nadaljnjo komercialno rabo.
- AAC - Že dodeljene ČPZ (angl. *Already Allocated Capacity*)
- $ATC = NTC - AAC$

V spodnji

Slika 4 vidimo primer gibanja vrednosti TTC, TRM, NTC, ATC in AAC, ki se v različnih časovnih obdobjih spreminjajo.

Slika 4: Gibanja posameznih vrednosti ČPZ



Vir: ELES. Pojmovnik (<http://www.eles.si>)

2.4 Ekonomski učinki liberalizacije trga

V večini evropskih držav so v energijski panogi prevladovala vertikalno integrirane družbe, ki so združevali celotno oskrbovalno verigo od proizvodnje, prenosa, distribucije do dobave na geografsko omejenem lokalnem trgu. Omenjeni državni monopoli so bili regulirani s strani države, kjer so bile cene produktov električne energije določene s strani državnih regulatorjev, temeljile pa so na računovodsko upravičenih stroških (Jamash & Pollitt, 2005).

Takšen način oblikovanja cen je omejeval dodatne rente zaradi monopolne pozicije, vendar pa ni stimuliral zmanjševanja stroškov delovanja, saj so bili ti neposredno prenešeni na kupca električne energije (Laffont & Tirole, 1993).

Ustrezne reforme na trgu električne energije naj bi tako preko pritiska konkurence izboljšale upravljanje družb v smeri večje učinkovitosti, ki bi manj učinkovite družbe prisile k zmanjševanju stroškov ali izhodu iz panoge (Fabrizio et al., 2007)

Uspešnost reform pri uvajanju konkurence na trgu električne energije je zelo pomembna, saj ima učinek tudi na vse ostale panoge, ki so odvisne od cen električne energije. Preko večje konkurence na skupnem evropskem trgu bi se marže v cenah električne energije zmanjšale in tako bi tudi ostale panoge postale bolj konkurenčne (Arnold & Scarpeta, 2008).

Žarnić (2009, str. 44) navaja, da so empirične analize pokazale, da so reforme znižale marže na trgu električne energije, vendar so še vedno višje kot jih predvidevajo teoretični modeli učinkovite ekonomske integracije, kar pomeni, da liberalizacija še ni pripeljala do enotnega trga električne energije. Največji vpliv na znižanje marž naj bi imel boljši dostop do trga in možnosti čezmejnih arbitraž, medtem ko naj bi nasprotno delovala visoka tržna koncentracija in povezanost prenosnih in distribucijskih dejavnosti.

Večje marže pa se ne pojavljajo le zaradi tržne moči posameznih družb zaradi pomanjkanja konkurence na trgu, ampak tudi zaradi omejenih proizvodnih zmogljivosti (zaradi visokih investicijskih stroškov in okoljskih ovir je ponudba električne energije zelo neelastična),

zaradi česar se v primeru večjega povpraševanja koristijo proizvodne enote, ki imajo višje mejne stroške. Omenjene omejitve se dogajajo že znotraj dneva, ko v vršnih dnevni urah zadnjo enoto električne energije za zadovoljevanje povpraševanja pokriva proizvodna enota z višjim mejnim stroškom proizvodnje kot v nočnih urah, ko je poraba nižja (Brennan, 2003).

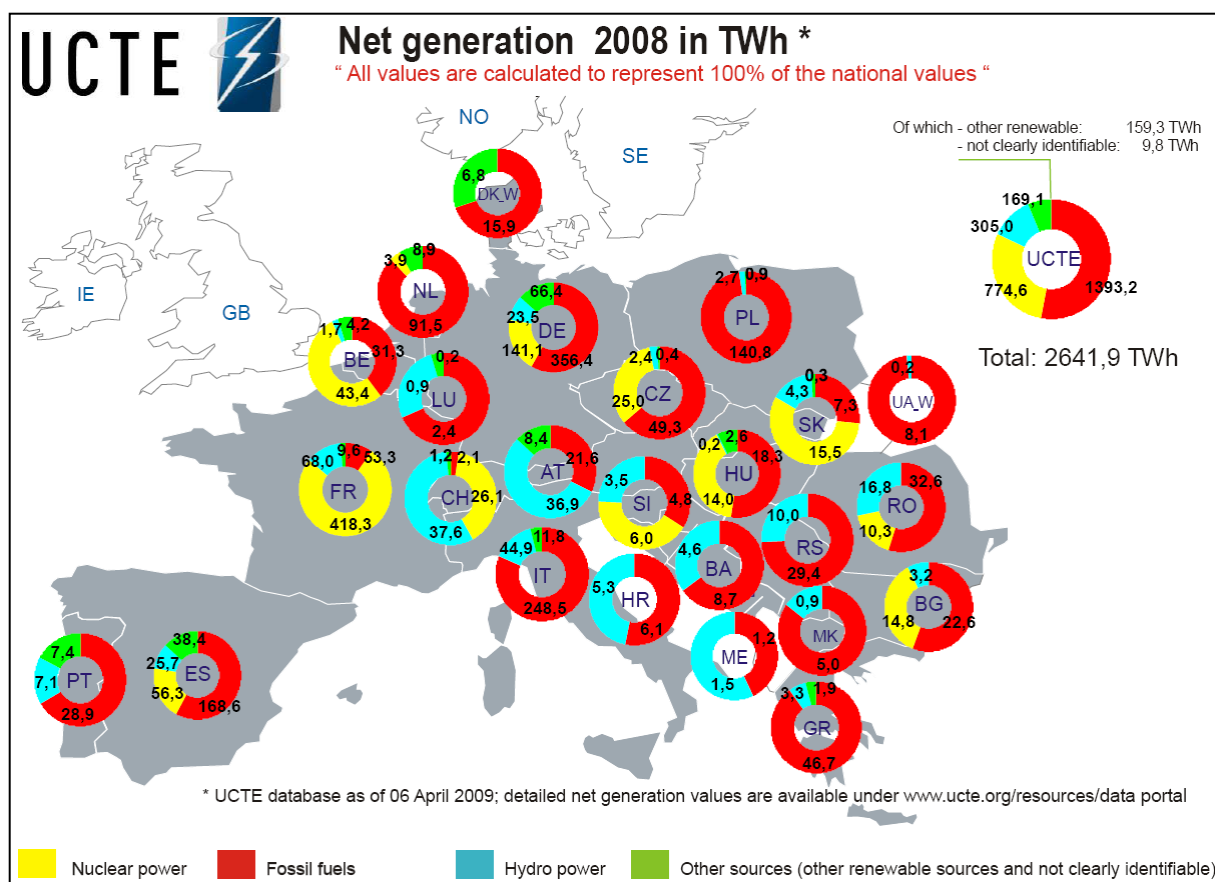
Žarnič (2009, str.52-53) na podlagi analize ugotavlja, da so se med letoma 1994 in 2006 močno znižale ovire za vstop na trg električne energije. Ovire so se zmanjšale zaradi možnosti prostega dostopa do prenosnega omrežja (angl. *third party access*), višje stopnje liberalizacije na trgu na debelo in znižanja potrebne porabe odjemalcev električne energije za vstop na prosti trg. Prav tako ugotavlja, da se je v istem obdobju precej znižala verikalna povezanost dejavnosti proizvodnje in prenosa električne energije. Za 6 odstotnih točk se je znižala tudi horizontalna tržna koncentracija največjih energetske družb, zmanjšalo pa se je tudi državno lastništvo v energetske družbah.

3 PONUDBA IN POVPRŠEVANJE NA TRGU ELEKTRIČNE ENERGIJE

3.1 Proizvodnja električne energije

V spodnji sliki 5 lahko vidimo proizvodnjo električne energije v državah kontinentalne Evrope. Celotna proizvodnja je v letu 2008 znašala 2.641,9 TWh pri čemer jo je bilo največ in sicer 1393,2 TWh, proizvedene v termoelektrarnah, 774,6 TWh v jedrskih elektrarnah, 305 TWh v hidroelektrarnah in 169,1 TWh iz obnovljivih virov energije. Tako lahko vidimo, da je bilo več kot polovica električne energije proizvedene iz fosilnih goriv kot so premog, nafta, plin in les, trideset odstotkov električne energije je prispevala jedrska energija, vodna energija enajst odstotkov in obnovljivi viri šest odstotkov. Daleč največji proizvajalki električne energije iz nuklearnih elektrarn sta Francija in Nemčija, največji proizvajalki iz termoelektrarn sta Nemčija in Italija, iz hidroelektrarn Francija in Švica, iz ostalih obnovljivih virov pa Nemčija in Španija. V skupnem sta največji proizvajalki Francija in Nemčija, saj obsegata petino celotne proizvodnje v EU.

Slika 5: Neto proizvodnja električne energije UCTE v letu 2007 po trgih in virih

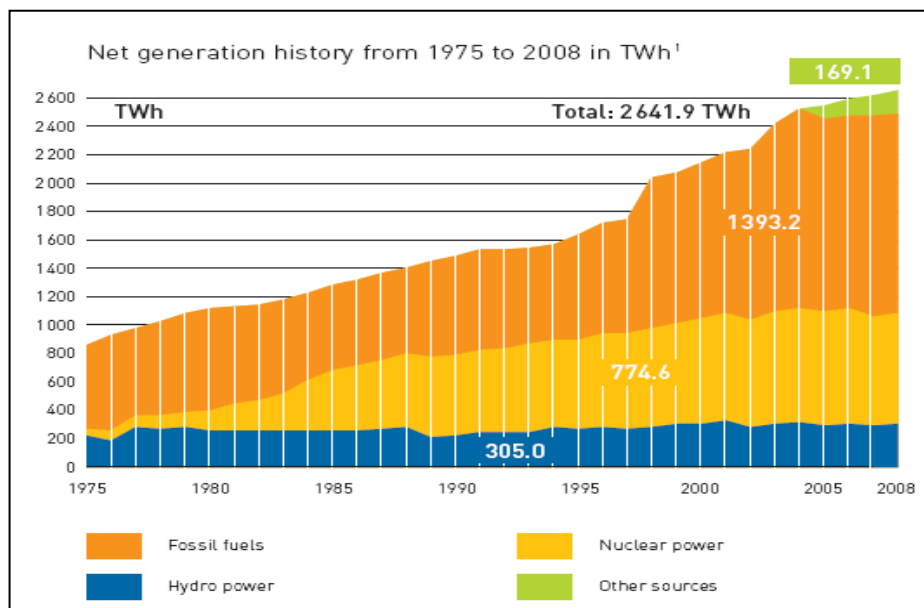


Vir: ENTSO-E Graphical Statistics.(<http://www.entsoe.eu>)

V

Slika 6 lahko vidimo gibanje proizvodnje električne energije v zadnjih 33 letih ločeno po posameznih virih. Povečanje iz 820 TWh v letu 1975 na 2641,9 TWh v letu 2008 pomeni 222 odstotna rast zmogljivosti. Pri tem je daleč največjo rast dosegla proizvodnja iz jedrske energije, saj je bila v sedemdesetih letih prisotna z zanemarljivim deležem, sedaj pa predstavlja tretjino vse proizvodnje. Največji delež je skozi celotno obdobje imela proizvodnja iz termoelektrarn. Leta 1975 je obsegala tri četrtine trga, danes predstavlja nekaj več kot polovični delež. Pri tem je proizvodnja porasla iz 580 TWh v letu 1975 na 1393,2 TWh v letu 2008 kar pomeni 140 odstotno rast proizvodnih zmogljivosti. Ponudba električne energije iz vodnih virov se v zadnjih tridesetih letih ni dosti spreminjala. Gibala se je med 200 in 300 TWh. Medtem ko je v letu 1975 190 TWh predstavljalo več kot 20 %, je 305,2 TWh v letu 2008 predstavljalo le malo več kot 10%.

*Slika 6: Struktura letne proizvodnje električne energije na območju UCTE
 v obdobju od 1975 do 2008*



Vir: ENTSO-E Graphical Statistics.(<http://www.entsoe.eu>)

3.2 Potrošnja električne energije

V spodnji

Slika 7 lahko vidimo gibanje porabe električne energije v državah UCTE za obdobje 2006-2008. Kot lahko vidimo obstaja trend zviševanja porabe v vseh državah. Daleč največji porabniki električne energije sta Francija in Nemčija, saj skupaj porabita 40% celotne porabe v državah UCTE. Sledita ji Španija in Italija.

Ker se električne energije ne da skladiščiti, je zanjo značilno, da je poraba enaka proizvodnji, kar velja za zaključeno sinhronizirano območje. Posamezne države pa so lahko še vedno neto izvoznice ali neto uvoznice. Zato se v naslednjem poglavju nahaja pregled izmenjave električne energije med posameznimi državami.

Slika 7 : Letna poraba električne energije v državah UCTE

Country	Yearly Consumption [TWh]		
	2006	2007	2008
AT	66.5	67.4	68.4
BA	11.1	11.2	11.6
BE	89.9	90.2	89.5
BG	35.7	33.1	34.5
CH	63.2	63.1	64.4
CZ	64.3	64.7	65.1
DE	559.1	555.9	557.2
DK_W	21.7	21.8	21.7
ES	259.7	267.8	274.1

FR	478.4	480.3	494.5
GR	54	55.7	56.3
HR	16.8	17.4	17.9
HU	40.6	41.3	38.9
IT	337.8	340	337.6
LU	6.6	6.8	6.7
ME	4.7*	4.7	4.6
MK	8.4	8.6	8.6
NL	116.2	117	120.3
PL	136.5	142.2	142.9
PT	50.7	51.6	52.2
RO	53	54.1	55.2
RS	37.8*	37.8	39
SI	13.3	13.4	12.7
SK	27.2	27.6	27.6
UA_W	4.3	4.3	4.2
SUM	2557.5	2578	2605.7

Legenda:*Za leto 2006 ni bilo podatka, zato sem vzel vrednost iz leta 2007
Vir: ENTSO-E Graphical Statistics.(<http://www.entsoe.eu>)

3.3 Mednarodna izmenjava električne energije

Z odprtjem trga so se ločile regulirane in tržne dejavnosti, s tem pa tudi fizični (energijski) in finančni (pogodbeni) tok električne energije. Sistemski operaterji so še naprej zadolženi za neprekinjeni fizični pretok energije, tržni udeleženci pa si na trgu neodvisno kupujejo in prodajajo električno energijo v okviru tržnih omejitev in s tem skrbijo za pogodbene tokove električne energije. Pogodbene tokove pa nato dnevno prijavljajo sistemskih operaterjem v obliki voznih redov, ki so podrobneje predstavljeni v poglavju 4.1.2. S tem so se povečale možnosti za doseganje večjih ekonomskih učinkov, hkrati pa tudi poslovna tveganja.

Medtem ko morajo sistemski operaterji skrbeti za ustrezne tehnične lastnosti omrežja kot je napetost in frekvenca znotraj posameznega bilančnega območja oziroma regulacijskega območja, tržni udeleženci skrbijo, da preko nakupnih in prodajnih komercialnih pogodb električne energije ter nakupa potrebnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti dosežejo urno izravnavo pogodbenih količin znotraj svoje bilančne skupine kar se evidentira v dnevni voznih redih. V primeru odstopanj pa sistemski operater tržnega udeleženca ustrezno kaznuje.

Kot je navedeno v Pravilniku o načinu obračunavanja odstopanj oddaje ali odjema električne energije od voznih redov pojem vozni red bilančne skupine predstavlja vozni red izmenjave bilančne skupine z ostalimi bilančnimi skupinami, ki ga za vsak obračunski interval izračuna organizator trga s seštevanjem prijavljenih voznih redov vseh članov bilančne skupine. Bilančna skupina je skupina, sestavljena iz poljubnega števila uporabnikov elektroenergetskega omrežja s prevzemno-predajnimi mesti, na katera se nanašajo odprte pogodbe o oddaji ali odjemu električne energije. Lahko jo tvori en sam uporabnik omrežja z

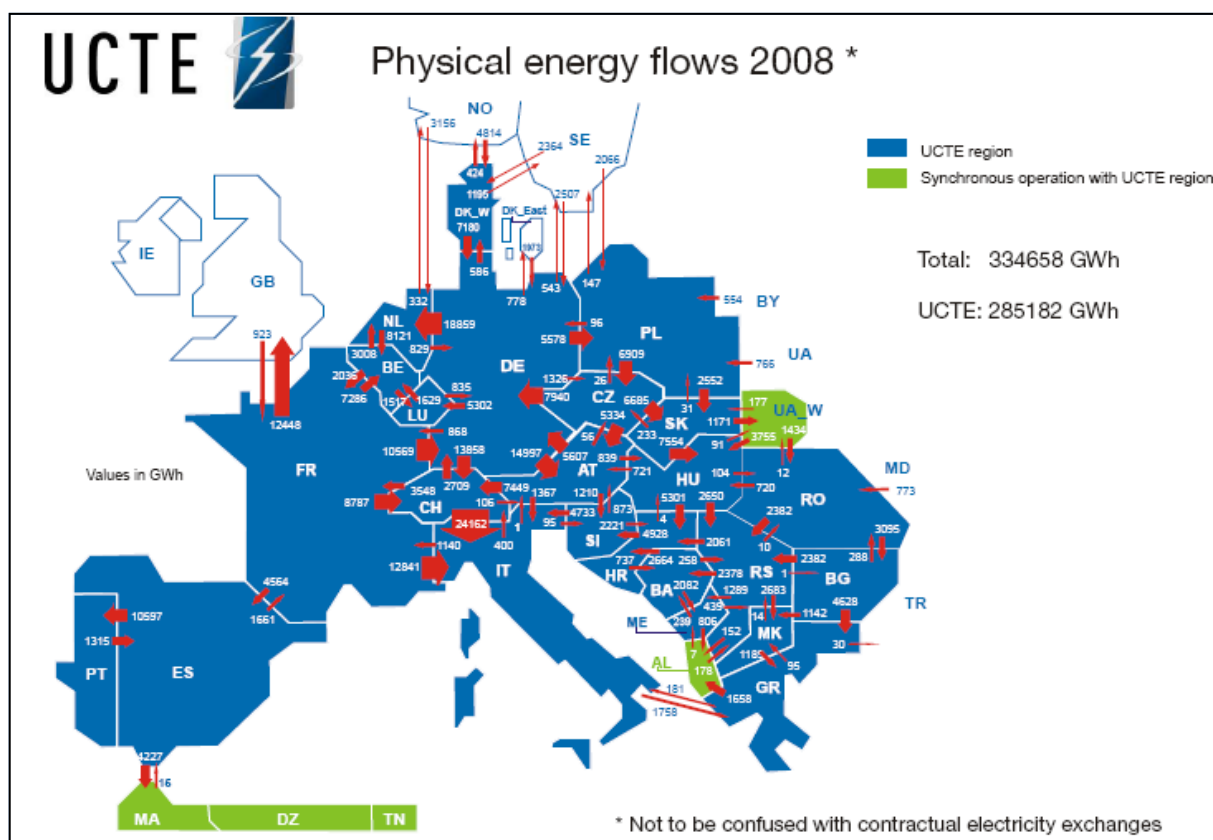
najmanj enim prevzemno-predajnim mestom, ki mora biti opremljeno z registracijskimi meritvami. Bilančno skupino lahko tvori tudi en sam trgovec brez prevzemno-predajnih mest.

Kot je omenjeno že v prejšnjih poglavjih, je izmenjava med državami oziroma trgovanje možno le na določenem sinhroniziranem območju, vendar tudi med njimi obstajajo številne fizične omejitve. Na številnih mejah obstajajo omejitve prenosnih zmogljivosti, kar onemogoča pretok zelene električne energije. Znotraj UCTE poleg držav EU nastopajo še Švica in ostale države JV Evrope. Izven UCTE pa so v sinhronizirano območje povezani še posamezni elektroenergetski otoki v sosednjih državah Ukrajini, Albaniji in Maroku. Prav tako poteka precejšnja izmenjava z Veliko Britanijo (sinhronizirano območje UKTSOA) in manjše količine tudi s Skandinavskimi državami (sinhronizirano območje NORDEL).

V spodnji

Slika 8 lahko vidimo fizično izmenjavo električne energije med državami v okviru UCTE in izven za leto 2008.

Slika 8: Fizična izmenjava električne energije v UCTE



Vir: ENTSO-E Graphical Statistics.(<http://www.entsoe.eu>)

Kot rečeno pa se zgoraj prikazana fizična izmenjava električne energije razlikuje od dejanske mednarodne trgovine. Slednja je povezana z finančnimi (pogodbenimi) tokovi v okviru

razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki so jih posamezni trgovci pridobili na posameznih avkcijah.

V spodnji

Slika 9 vidimo neto energetske bilance po posameznih trgih v letu 2008. Neto energetske bilance nam kažejo razliko med proizvedeno in potrošeno električno energijo znotraj posameznega trga. Pozitivna razlika nam predstavlja količine, ki so bile iz tega trga izvožene, negativna razlika pa količine uvoza.

Slika 9: Neto energetske bilance po posameznih trgih UCTE v letu 2008

Država	Proizvodnja [GWh]	Potrošnja [GWh]	Neto bilanca [GWh]	Delež izvoza proizvodnje	Delež uvoza za potrošnjo
AT	66,772	68,400	-1,628		2%
BA	13,220	11,600	1,620	12%	
BE	81,383	89,500	-8,117		9%
BG	40,555	34,500	6,055	15%	
CH	66,967	64,400	2,567	4%	
CZ	77,087	65,100	11,987	16%	
DE	587,283	557,200	30,083	5%	
DK_W	22,741	21,700	1,041	5%	
ES	285,681	274,100	11,581	4%	
FR	549,115	494,500	54,615	10%	
GR	51,893	56,300	-4,407		8%
HR	11,418	17,900	-6,482		36%
HU	37,382	38,900	-1,518		4%
IT	307,209	337,600	-30,391		9%
LU	3,479	6,700	-3,221		48%
ME	2,691	4,600	-1,909		42%
MK	5,863	8,600	-2,737		32%
NL	104,352	120,300	-15,948		13%
PL	144,428	142,900	1,528	1%	
PT	43,387	52,200	-8,813		17%
RO	59,759	55,200	4,559	8%	
RS	39,403	39,000	403	1%	
SI	14,314	12,700	1,614	11%	
SK	27,388	27,600	-212		1%
UA_W	8,247	4,200	4,047	49%	
SUM	2,652,017	2,605,700	46,317	5%	3%

Vir: Izračun na podlagi podatkov ENTSO-E statistik .(<http://www.entsoe.eu>)

Kot lahko vidimo je skupna neto bilanca območja UCTE pozitivna, kar pomeni, da se 46 TWh oziroma 2% neto količin izvozi izven območja UCTE, daleč največ v Veliko Britanijo. Absolutno gledano je daleč največji posamezni izvoznik električne energije s 55 TWh Francija, sledi ji Nemčija s 30 TWh neto pozitivne bilance. Med večje izvoznike v absolutnih količinah lahko štejemo še Češko in Španijo z 12 TWh neto izvoza, sledijo pa jim še Bolgarija s 6 TWh in Romunija s 5 TWh neto izvoza. Relativno gledano (delež izvoza lastne proizvodnje) pa je med članicami UCTE območja (Ukrajino ne upoštevamo) največji izvoznik Češka s 16% in Bolgarija s 15% neto izvoza. Slovenija je z 11% na četrtem mestu za Bosno in Hercegovino ter pred Francijo.

Na drugi strani je absolutno gledano daleč največja neto uvoznica električne energije Italija, ki uvozi neto 30 TWh električne energije, sledi ji Nizozemska s 15 TWh neto uvoza. Relativno gledano pa sta obe državi bistveno manj odvisni od uvoza kot številne druge države, kjer prednjačijo Luksemburg z 48%, Črna gora z 42% in Hrvaška s 36% pokrivanja potrošnje električne energije iz uvoza, saj Italija uvozi le 9%, Nizozemska pa 13% električne energije za lastno rabo.

3.4 Oblikovanje cen na trgu električne energije

V tem poglavju dokazujem prvo hipotezo, da omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti onemogočajo vzpostavitev enotnega evropskega trga električne energije, zaradi česa obstaja več delnih trgov z različnimi cenami produktov električne energije.

V prvem delu preko cen čezmejnih prenosnih zmogljivosti po posameznih mejah prikazujem, da v večini primerov obstajajo omejitve omenjenih zmogljivosti. Cene ČPZ so verodostojen indikator, saj pravila avkcij temeljijo na povpraševanju in ponudbi, kjer se oblikuje cena, različna od 0 EUR/MWh le v primeru, da je povpraševanje večje od ponudbe. Neto cene med posameznimi mejami uporabljam tudi kot relativne razlike med cenami posameznih trgov in tako izračunavam absolutne tržne cene na trgih, ki nimajo transparentnih tržnih indikacij.

V drugem delu preko primerjave dnevnih cen električne energije na posameznih borzah dodatno podprem trditev, da obstaja več delnih trgov z različnimi cenami produktov električne energije. Hkrati lahko vidimo, kako velika so nihanja dnevnih cen električne energije na posameznem trgu znotraj določenega obdobja.

Letne cene električne energije po posameznih trgih znotraj UCTE

Pri ugotavljanju tržnih cen letnih produktov pasovne električne energije po posameznih trgih uporabljam javno dostopne podatke o cenah na transparentnih in dovolj likvidnih trgih in informacije o cenah letnih ČPZ na posameznih mejah. Cene ČPZ uporabljam pri izračunu cen na manj likvidnih in transparentnih trgih in sicer kot seštevek cene produkta iz transparentnega sosednjega trga in neto cene ČPZ med omenjenima trgovoma. Neto cena ČPZ pomeni razliko med ceno ČPZ v smeri iz transparentnega v manj transparentni trg (glej

stolpec ČPZ v spodnji sliki 10) in ceno ČPZ v obratni smeri (glej stolpec ČPZ obratno v sliki 10). Na mejah, kjer sistemska operaterja še ne izvajata koordiniranih avkcij, uporabljam rezultate sistemskega operaterja, ki ima bolj tržni pristop pri alokaciji ČPZ.

Razlika v bruto in neto vrednosti ČPZ nam pokaže tudi neučinkovitost koriščenja ČPZ in predstavlja dodaten argument za spremembo tržnega mehanizma podeljevanja razpoložljivih ČPZ v smeri implicitnih avkcij. Omenjeno je razvidno tudi na primeru regionalnega spajanja trgov Belgije, Nizozemske in Francije v poglavju 4.2.3, kjer je grafično prikazana primerjava izkoriščanja ČPZ pred in po uvedbi implicitnih avkcij.

Za izhodišče izračuna posameznih cen je upoštevana zaključna cena letnega pasovnega produkta za leto 2010 na dan 15.12.2009 na nemški borzi EEX, ostale cene enakega produkta pa so izpeljane iz izhodiščne cene in ČPZ kot je opisano v predhodnih odstavkih in v spodnjem izračunu izpeljanih tržnih cen.. Izračunane tržne cene omenjenega produkta po posameznih trgih so prav tako prikazane v spodnji Slika 10 in sicer kot vrednosti v stolpcu Cena za posamezno pripadajočo državo.

Izračun izpeljanih tržnih cen: $Cena = Cena\ vir + \check{C}PZ - \check{C}PZ\ obratno$

Informacijo o zaključni ceni EEX v spodnji tabeli je pridobljena na uradnem spletnem naslovu EEX (<http://www.eex.com/en>). Informacije o cenah letnih ČPZ na posameznih mejah so na razpolago na uradnih spletnih naslovov organizatorjev avkcij za ČPZ (posamezni sistemski operaterji ali skupne avkcijske hiše kar podano v zgornji tabeli v stolpcu Vir informacije).

Slika 10: Izračun tržnih cen letnih produktov pas za leto 2010 na trgih znotraj UCTE na dan 15.12.2009 [EUR]

	Država	Cena	Vir	Cena vir	ČPZ	ČPZ obratno	Vir informacije
1	Avstrija	44.85	Nemčija	44.85	0	0	
2	BIH*	43.72	Srbija	44.29	0.27	0.84	EMS
3	Belgija	46.19	Nizozemska	44.77	2.27	0.85	ETSO
4	Bolgarija*	43.94	Srbija	44.29	0.88	1.23	EMS
5	Švica	54.40	Nemčija	44.85	9.56	0.01	ETSO
6	Češka	43.12	Nemčija	44.85	0.19	1.92	ETSO
7	Nemčija***	44.85	Nemčija	44.85	0	0	EEX
9	Španija	42.29	Francija	48.77	2.69	9.17	ETSO
10	Francija	48.77	Nemčija	44.85	4.01	0.09	ETSO
11	Grčija	51.97	Italija	56.07	0.71	4.81	HTSO,TERNA
12	Hrvaška	44.24	Slovenija	45.21	0.08	1.05	HEP-OPS
13	Madžarska	44.57	Avstrija	44.85	0.98	1.26	APG
14	Italija	56.07	Francija	42.29	13.78	0	ETSO
16	Črna gora	43.91	Srbija	44.29	0.27	0.65	EMS

17	Makedonija	44.95	Srbija	44.29	0.89	0.23	EMS
18	Nizozemska	44.77	Nemčija	44.85	0.84	0.92	ETSO
19	Poljska	40.96	Češka	43.12	0	2.16	CAO
20	Portugalska**	42.29	Španija	42.29	0	0	
21	Romunija*	43.77	Madžarska	44.57	0.25	1.05	TRANS
22	Srbija	44.29	Madžarska	44.57	0.49	0.76	MAVIR
23	Slovenija	45.21	Avstrija	44.85	0.53	0.17	APG
24	Slovaška	42.87	Madžarska	44.57	0.24	1.94	MAVIR
25	Albanija	47.30	Srbija	44.29	3.21	0.20	EMS

Legenda: *Cena na meji, kjer je že upoštevan administrativni strošek izvoza

**Na špansko portugalski ni bilo letne avkcije za ČPZ, izvajajo se dnevne implicitne avkcije

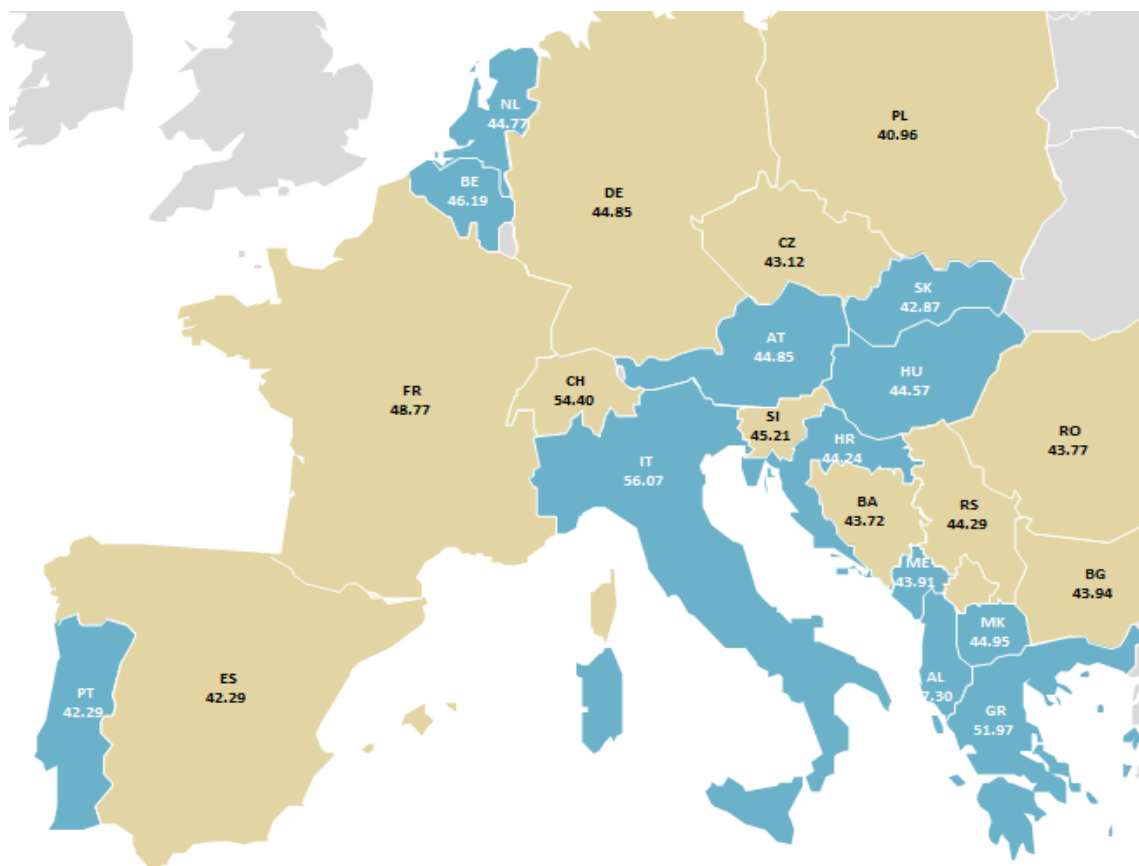
***Nemčija kot izhodiščni likvidni trg

Kot lahko vidimo v sliki 10 je bila zaključna cena pasovne električne energije na terminski borzi EEX v Nemčiji na dan 15.12.2009 enaka 44.85 EUR/MWh. Prav tako je razvidno, da ima skoraj vsaka država nekoliko drugačno tržno ceno, kar pomeni, da obstajajo omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti s sosednjimi trgi, kar onemogoča prosti pretok električne energije, saj je povpraševanje po čezmejnih prenosnih zmogljivostih večje od ponudbe. Pri glavnih izvoznikah električne energije v JV Evropi se poleg stroškov ČPZ pojavljajo tudi administrativne ovire v obliki dodatnih izvoznih stroškov, s čimer poskušajo Romunija, Bolgarija in BIH zaščititi domači trg pred dvigom cen električne energije.

Na samo povpraševanje po čezmejnih prenosnih zmogljivostih na posamezni meji in smeri vpliva energetska bilanca posameznega uvoznega in izvoznega trga ter relativna razpoložljivost čezmejnih prenosnih zmogljivosti na teh trgih. Poleg tega pa je potrebno upoštevati tudi povpraševanje po posameznih ČPZ zaradi potreb tranzitiranja električne energije preko posameznih držav do končnih trgov. Zaradi dodatnih potreb izvoza v Italijo ima Švica relativno visoko tržno ceno električne energije, čeprav ima pozitivno lastno elektroenergetsko bilanco. Povpraševanje po uvoznih ČPZ je zaradi možnosti nadaljnjega izvoza v Italijo mnogo večje kot razpoložljivost ČPZ, cena pa se lahko dvigne do višine ekonomske upravičenosti, kar jo v tem primeru lahko predstavlja cena na ciljnem italijanskem trgu. Podobno bi se lahko zgodilo s ceno v Sloveniji, če bi razpoložljivost ČPZ v Italijo presegla razpoložljive uvozne ČPZ iz Avstrije in Hrvaške ob predpostavki, da bi bila slovenska elektroenergetska bilanca izravnana.

V spodnji sliki 11 lahko vidimo cene pasovne energije iz tabele 10 prikazane še v zemljevidu evropskega trga. Prav tako se v zemljevidu po barvah ločijo trgi, ki so imele v letu 2008 pozitivno in negativno elektroenergetsko bilanco (kot podano v sliki 9). Slednji so obarvani z modro barvo.

Slika 11: Zemljevid tržnih cen letnega produkta pas za leto 2010 na trgih znotraj UCTE na dan 15.12.2009



Dnevne cene na evropskih borzah električne energije

Kot podano na začetku tega poglavja, v tem delu primerjam cene dnevnih produktov električne energije na posameznih borzah električne energije na območju UCTE. Ker je primerjava cen izdelana za določeno obdobje, lahko opazujemo tudi gibanja dnevnih cen po posameznih trgih.

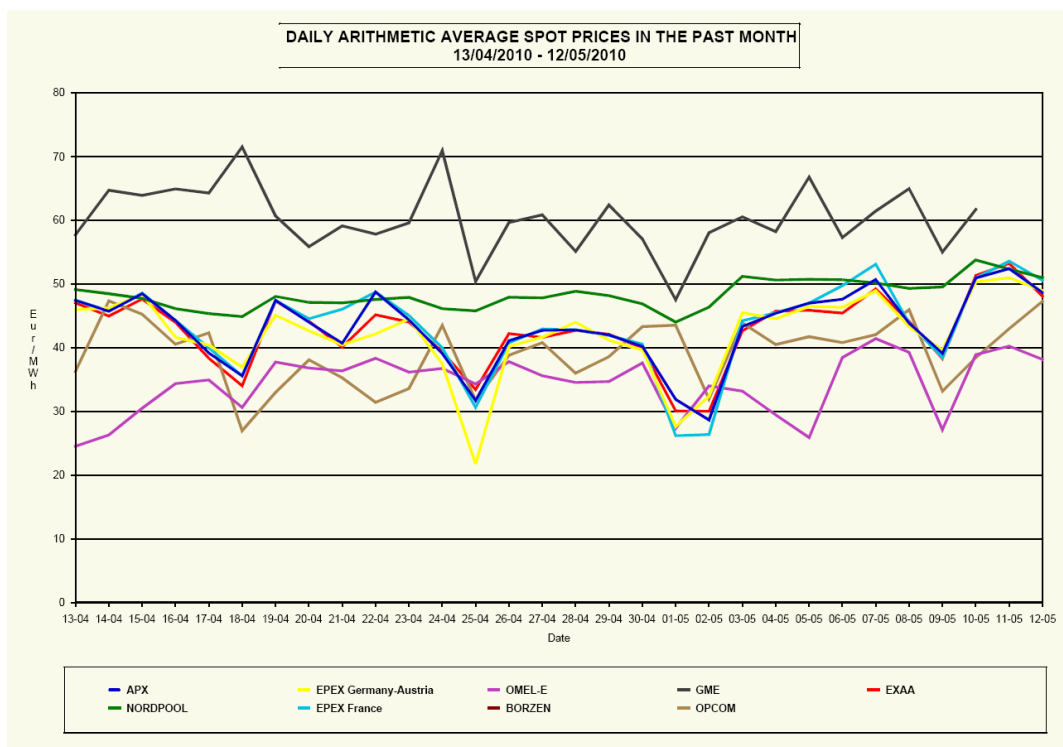
V Slika 12 lahko vidimo, da obstajajo precejšnja nihanja povprečnih dnevnih cen električne energije znotraj posameznega meseca. Še večjo oscilacijo lahko opazimo v Slika 13, ki prikazuje povprečne dnevne cene na borzah v obdobju enega leta. Na primeru cenovne krivulje na borzi EEX lahko vidimo, da je najvišja vrednost presegla 120 EUR/MWh, najnižja vrednost pa se je nahajala pod 20 EUR/MWh. Tako visoka nihanja cen na trgu električne energije predstavljajo tudi visoka tveganja trgovanja na takem trgu.

Prav tako lahko vidimo, da se najvišje cene dosegajo na italijanski borzi GME, najnižje pa na romunski borzi OPCOM. Tokovi električne energije potekajo v smeri od nižjih cen k višjim, saj trgovci na trgu električne energije želijo optimizirati svoje dobičke. Vendar pa na poti od

poceni vira do dragega ponora obstajajo številne ovire, ki predstavljajo dodatna tveganja in stroške. Glavne ovire so omejene čezmejne prenosne zmogljivosti, ki onemogočajo prosti pretok električne energije med trgi. Posledično tudi nastajajo različna cenovna območja znotraj trga.

Na podlagi oblik cenovnih krivulj lahko tudi opazimo, da imajo borze EEX (oziroma EPEX Nemčija¹), APX in Powernext (oziroma EPEX Francija) zelo podobno gibanje. Takšna močna korelacija je možna le med trgi, kjer se zaradi zadostne pretočnosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti cene skoraj izravnavajo. Omenjeno lahko vidimo tudi v slikah, saj imajo omenjene cenovne krivulje poleg podobnih gibanj tudi skoraj enake vrednosti. Drugačen primer so trgi, kjer nezadostne čezmejne zmogljivosti onemogočajo dnevno optimizacijo med trgi.

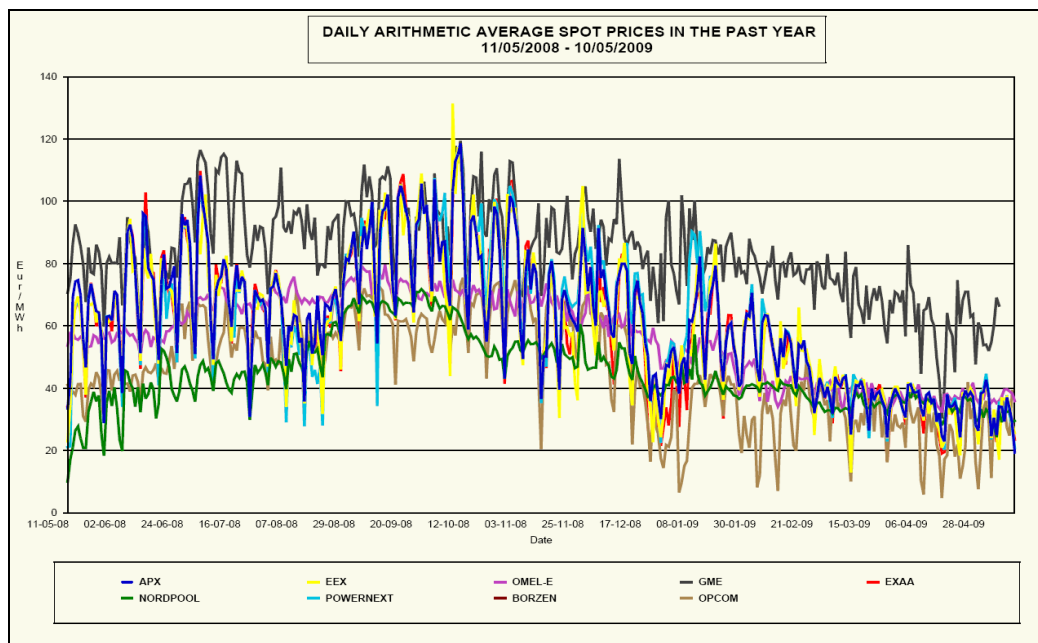
Slika 12: Povprečne dnevne cene električne energije na borzah električne energije v obdobju enega meseca - od 13.4.2010 do 12.5.2010



Vir: EuroPEX, Market Results (<http://www.europex.org>)

Slika 13: Povprečne dnevne cene električne energije na borzah električne energije v obdobju enega leta - od 11.5.2008 do 10.5.2009

¹ V letu 2009 je prišlo do združitve dnevnih borz EEX in Powernext v borzo EPEX, ki pokriva nemški, avstrijski in francoski trg



Vir: EuroPEX, Market Results (<http://www.europex.org>)

Zachmann (2008) ugotavlja, da se zbliževanje dnevnih cen električne energije dogaja izraziteje v nočnih urah kot v dnevnih urah. Razlog vidi v dodatni premiji za tveganje, ki jo trgovci vključujejo v stroške nakupa čezmejnih prenosnih zmogljivosti zaradi pričakovane večje cenovne volatilitnosti v dnevnih urah, ko so potrebe po električni energiji bistveno višje. Omenjene premije so izrazitejše pri eksplicitnih avkcijah, kjer so zaradi dodatnih negotovosti prisotna večja tveganja kot pri implicitnih avkcijah.

Na podlagi ugotovljenega lahko ponovno potrdimo, da je evropski trg sestavljen iz večjega števila manjših trgov, ki so med seboj različno povezani. Medtem ko gibanje cen v Nemčiji, Franciji in Nizozemski kaže na določeno stopnjo medsebojne povezanosti, je na drugih trgih stanje zaradi nezadostnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti precej različno. To pa povzroča, da moramo na takih trgih tveganja visokih nihanj cen, ki smo jih prav tako ugotovili, zmanjševati z zmanjševanjem izpostavljenosti odprtih pozicij ločeno za te posamezne trge in ne za skupen evropski trg kot celoto.

4 DEJAVNIKI RAZVOJA MEDNARODNE TRGOVINE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

Za vzpostavitev enotnega evropskega trga električne energije v okviru sinhroniziranega območja je potrebno poenotiti pravila trgovanja, ki bodo omogočila standardizacijo in optimizacijo postopkov, in odpraviti omejitve, ki onemogočajo prosto trgovino. Slednje je najbolj izrazito pri čezmejnem trgovanju zaradi omejenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti.

4.1 Standardizacija mednarodne trgovine

Netransakcijska metoda poštna znamka

Metoda poštna znamka se zaradi tehnične in administrativne enostavnosti uporablja na celotnem območju UCTE. Ta metoda predstavlja sistem enotnega obračunavanja uporabe omrežja ne glede na dolžino prenosne poti. Metoda velja za vse napetostne nivoje in za vse vrste uporabnikov. Uporabljen je bruto pristop po napetostnih nivojih, ki določa, da plačilo omrežnine na nekem napetostnem nivoju vsebuje delež nad njim ležečih napetostnih nivojev (Uradni list RS, št.30/2001).

Slabost te metode je med drugim v tem, da ne ustvarja primernih ekonomskih signalov za širitev sistema. Izbor te metode je priporočljiv predvsem za sisteme, ki so na novo deregulirani in tam, kjer sta proizvodnja in poraba razporejeni sorazmerno in ni večjih ozkih grl v sistemu (Bakič, Mohar, 2001, str. 37/25)

Standardizacija poročil o dnevni transakcijah v obliki voznih redov (ESS-ETSO scheduling system)

Evropski trg električne energije je razdeljen na bilančna območja, ki jih pokrivajo posamezni sistemski operaterji. V večini držav nastopa le en sistemski operater, zato meje bilančnega območja lahko enačimo z mejami teh držav. Sistemski operater skrbi za varnost elektroenergetskega sistema in zagotavlja, da je bilančno območje stalno izravnano.

Predpogoj za sodelovanje trgovca na trgu električne energije je pridobitev ustrezne licence za trgovanje z električno energijo. Sledi pogodba o izravnavanju s sistemskim operaterjem (bilančna pogodba), ki pokriva bilančno območje, na katerem trgovec želi nastopati. S sklenitvijo pogodbe trgovec pridobi svojo bilančno skupino z identifikacijsko številko (EIC kodo), s katero se bilančna skupina identificira v dnevni voznih redih, ki jih mora trgovec izdelovati in pošiljati posameznemu sistemskemu operaterju po trgih, na katerih nastopa. V voznih redih se beležijo transakcije, ki se bodo v naslednjem dnevu na podlagi bilateralnih pogodb tudi fizično izvedle.

V skladu z ETSO standardiziranim sistemom voznih redov (angl. ETSO Scheduling System), skrajšano ESS, ki se uporablja na večini evropskih trgov, se ključne informacije v voznih redih podajajo v obliki standardiziranih šifer. Na spletni strani poljskega sistema operaterja (<http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/ess-guide-v2r3.pdf>) lahko najdemo omenjeni dokument ESS, kjer so navedene glavne informacije, ki jim morajo trgovci dnevno pošiljati v obliki voznih redov:

1. identifikacija odgovornega bilančne skupine, ki je zavezan pošiljati dnevne vozne rede,
2. bilančna skupina, v kateri je bila kupljena električna energija,

3. bilančna skupina, v katero je bila prodana električna energija,
4. bilančno območje, v katerem je bila električna energija kupljena,
5. bilančno območje v katerem je bila električna energija prodana
6. posamezne pogodbene količine dotičnega dne na urnem ali četrtturnem intervalu
7. dodatno v primeru čezmejnega trgovanja: vrsta uporabljenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti, identifikacijska številka pridobljenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Na podlagi primerjanja voznih redov kupca in prodajalca sistemski operaterji ugotavljajo pravilnost voznih redov. V primeru neskladja je potrebno vozne rede ustrezno popraviti. Vsota vseh transakcij bilančne skupine, ki so podane v voznem redu, mora biti enaka 0. To pomeni, da je bilančna skupina izravnana. V nasprotnem primeru mora sistemski operater zagotoviti nadomestno električno energijo oziroma prodati presežke na izravnalnem trgu, kar v celoti bremeni trgovca. Na bolj razvitih trgih izravnalni trgi odražajo tržne cene, na manj razvitih pa so cene zelo neugodne, hkrati pa je neizravnana bilančna skupina še dodatno finančno kaznovana s stani sistema operaterja. Vozni redi so tudi podlaga za davčna in carinska poročila.

Standardizirane oblike krovnih pogodb EFET, ISDA

Kot lahko najdemo na spletni strani EFET združenja (<http://www.efet.org>), združenja evropskih trgovcev z energijo (angl. *European Federation of Energy Traders*), EFET pogodba predstavlja standardno obliko krovnega pogodbenega razmerja med trgovci pri fizičnem trgovanju z električno energijo. Vsako odstopanje pogodbenih partnerjev od omenjenega standarda oziroma izbira med večjim naborom možnosti se ne beleži v glavnem tekstu pogodbe ampak v prilogi (angl. *Election Sheet*). Na ta način se prihrani čas pri pregledovanju zahtevanih pogodbenih pogojev pogodbenih partnerjev. Prav tako se poenostavi sklepanje vseh nadaljnjih poslov med pogodbenima partnerjema, kjer so predmet pogajanj le še osnovni elementi samega posla (produkt, količina, cena, obdobje dobave,...), vse ostalo je opredeljeno že v krovni pogodbi. Potrdila o sklenjenih poslih z osnovnimi elementi posla predstavljajo priloge k krovni pogodbi EFET.

Kot lahko najdemo na spletnem naslovu (<http://www.isda.org>) združenja ISDA (angl. *International Swaps and Derivatives Association*) ISDA pogodba predstavlja standardno obliko pogodbenega razmerja med trgovci na trgu izvedenih finančnih instrumentov, ki se uporabljajo tudi na finančnem trgu električne energije. Omenjena krovna pogodba tako kot EFET pogodba opredeli splošna pogodbeni razmerja med dvema pogodbenima partnerjema. Pogodba je bila oblikovana v okviru ISDA združenja (angl. *International Swaps and Derivatives Association*).

4.2 Mehanizmi čezmejnega trgovanja (angl. CBT mechanism)

Lastnosti posameznih mehanizmov razdelitve omejenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Kot že omenjeno glavno oviro pri doseganju enotnega evropskega trga električne energije z enotno ceno predstavljajo omejene čezmejne prenosne zmogljivosti na mejah med posameznimi državami. Zaradi tega je povpraševanje po omenjenih čezmejnih prenosnih zmogljivostih v večini primerov večje od razpoložljivosti in je potrebno imeti vzpostavljene ustrezne postopke razdelitve zmogljivosti med interesente, ki seveda morajo izpolnjevati osnovne pogoje za sodelovanje. Čezmejne prenosne zmogljivosti morajo biti razdeljene po tržnih načelih, ki dajejo ustrezne cenovne signale tako tržnim udeležencem kot posameznim sistemskim operaterjem. Prav tako mora biti razdelitev transparentna in nepristranska.

Jasnejšo opredelitev glede postopkov dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti je evropski parlament podal v uredbi 1228/2003 EC, ki sem jo omenil že v tretjem poglavju. Omenjeni uredbi je sledil še Sklep komisije o spremembi Priloge k uredbi (ES) št. 1228/2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije novembra 2006. V letu 2009 pa je Uredbo 1228/2003 nadomestila Uredba 714/2009 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije.

V omenjenih dokumentih se poudarja, da morajo biti metode razreševanja prezasedenosti tržno zasnovane in morajo omogočati učinkovito čezmejno trgovanje. Pri tem je pomembno načelo 'uporabi ali izgubi' oziroma 'uporabi ali prodaj', s katerim se odpravi negativna lastnost eksplicitnih avkcij, kjer posamezni tržni akterji sodelujejo pri razporeditvi zmogljivosti zaradi omejevanja konkurence in ne zaradi dejanskih potreb. Po omenjenem načelu bodo čezmejne prenosne zmogljivosti, ki so jih kupci tržni akterji pridobili na predhodnih avkcijah, morali uporabiti ali pa prodati oziroma vrniti, da bodo na razpolago na naslednji avkciji.

Obstajajo različne oblike razdelitve omejenih čezmejnih zmogljivosti, ki imajo tudi različne vplive na tržno ceno električne energije v povezanih državah, saj prihaja do različne distribucije ekonomske rente.

Med netržne pristope štejemo FCFS (angl. *First Come First Serve*) in *Pro rata* ki ju podrobneje opisuje Kladnik et al (2010) v nadaljevanju:

FCFS

Način FCFS daje prednost ponudbam glede na čas prijave (prvo prijavljene imajo prednost pred naslednjimi). Ker način ni tržen, ne daje ekonomsko učinkovitih signalov za investicije v prenosne zmogljivosti. Udeleženci običajno dobijo pridobljene ČPZ brezplačno. Način FCFS spodbuja udeležence, da se potegujejo za dodelitev ČPZ za daljše obdobje. Posledično ostane premalo prostora za kratkoročno dodeljevanje ČPZ, ki je pogoj za uspešno delovanje organiziranega trga z električno energijo.

Pro rata

Način pro rata ne daje prednosti nobeni ponudbi za nakup ČPZ, ampak enakovredno upošteva vse ponudbe. Pri večjem povpraševanju kot so razpoložljive ČPZ sistemski operaterji dodelijo razpoložljive ČPZ proporcionalno glede na razmerje med zahtevanimi in razpoložljivimi ČPZ. Predhodno obstajajo različne omejitve pri podajanju ponudb: ponudba v višini lastnih proizvodnih zmogljivosti, ponudba do višine razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ponudba do polovice razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti;

Ker način pro rata ni tržno zasnovan, ne daje ekonomskih signalov, saj ne vsebuje vzvoda za preprečevanje zamašitev niti na strani proizvodnje niti na strani sistemskih operaterjev.

Opis lastnosti različnih oblik tržne razdelitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti lahko najdemo v dokumentu Evropske komisije ang. *Characteristics of Congestion Management Methods (Internal Discussion Note)*:

Eksplcitne avkcije

Obstajajo različne oblike eksplicitnih avkcij, ki različno sledijo tržnim načelom:

- Cena po ponudbi (angl. *pay as bid*): prednost pri alokaciji ČPZ imajo ponudbe z višjo ceno, vsak ponudnik plača svojo ponujeno ceno;
- 'Mejna cena (angl. *Market clearing price-MCP*): prednosti pri dodelitvi čezmejnih prenosnih zmogljivosti imajo ponudbe z višjo ceno, vendar vsi, ki so pridobili čezmejne prenosne zmogljivosti plačajo enako ceno MCP, ki predstavlja ceno, po kateri se je prodala zadnja enota zmogljivosti;

Lastnosti eksplicitnih avkcij:

- Predvsem pri manjši razpoložljivosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti posamezni tržni akterji ne sodelujejo na dodelitvi čezmejnih prenosnih zmogljivosti ker potrebujejo omejene zmogljivosti, ampak z namenom onemogočiti konkurenco
- V večini primerov se večji del ekonomske rente zbira pri sistemskih operaterjih
- Ločene transakcije z električno energijo in čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi
- Sosednji državi ne potrebujeata sinhroniziranega sistema izravnave
- Sredstva, ki jih sistemski operaterji pridobijo iz naslova avkcij, lahko uporabijo za gradnjo novih zmogljivosti

Implicitne avkcije in način razdelitve trga (angl. *Market splitting*)

O razdelitvi trga govorimo, ko nastane zamašitev znotraj posameznega območja, ki se posledično razdeli na več območij z lastno sistemsko ceno, ki jo določata ponudba in povpraševanje v celotnem območju. Ta način naj bi bil optimalen s tehničnega in ekonomskega vidika.

Lastnosti:

- Pri načinu razdelitve trga sistemski operaterji določijo ceno zmogljivosti na podlagi primerjave ponudbenih cen posameznih proizvajalcev znotraj območja.
- Sistemski operaterji pridobijo manjšo ekonomsko rento kot pri eksplicitnih avkcijah, saj si jo delijo s kupci v dražji državi, prodajalci pa ostanejo na isti ekonomski renti. Tako so cene med državama bistveno bližje kot pri eksplicitnih avkcijah.
- Pri izvoznikih ni potrebnih dveh različnih transakcij
- Sistem izravnave mora biti usklajen med območji

Redispečiranje

Lastnosti:

- Kot pri načinu razdelitve trga tudi tu sistemski operater na podlagi količin in najnižjih cen po katerih so proizvajalci pripravljeni ponuditi električno energijo na skupni trg, določi sistemsko ceno, pri kateri se zadovolji povpraševanje skupnega trga
- Pri načinu redispečiranja sistemski operater prevzame vlogo trgovca, ki z nakupi in prodajo izravnava potrebo v posamezni državi
- Vsa ekonomska renta se razporedi odjemalcem v dražji državi, s čimer sistemski operaterji izgubijo sredstva za investicije v nove prenosne zmogljivosti

Omenjene oblike alokacije čezmejnih prenosnih zmogljivosti omogočajo bolj ali manj uspešno posredovanje informacij proizvajalcem na skupnem trgu in sistemskim operaterjem, ki te trge povezujejo. Preko cenovnih signalov proizvajalci lahko ugotovijo, kako ekonomsko upravičene so njihove proizvodnje enote, sistemski operaterji pa ugotavljajo katere prenosne zmogljivosti je potrebno povečati. Pri cenovnem signaliziranju naj bi bil najbolj uspešen sistem redispečiranja, najmanj pa eksplicitne avkcije, kjer so možne večje manipulacije, ki zabrišejo dejansko stanje potreb.

V zadnjem času pa v ospredje prihajajo nove oblike eksplicitnih in implicitnih avkcij, ki imajo glede na zgoraj podane oblike še dodatne prednosti in sicer eksplicitne avkcije, ki temeljijo na fizičnih tokovih električne energije ter 'Market Coupling' kot oblika implicitnih avkcij.

Implicitne avkcije in regionalno spajanje trgov (angl. Market Coupling')

Spajanje trgov je oblika implicitnih avkcij podobna načinu razdelitve trga, ki ima podobne prednosti:

- Odprava nepotrebnih tveganj ločenega trgovanja s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi in električno energijo (kot je značilno za eksplicitne avkcije)

- Spodbuja likvidnost dnevnega trga in omogoča razvoj trga izvedenih finančnih instrumentov
- Omogoča netiranje voznih redov
- Vsi udeleženci trga imajo koristi čezmejnega trgovanja
- Transparentna oblika trgovanja, ki temelji na pravilih in ima ustrezne nadzorne mehanizme

Medtem ko angl. *Market Splitting* deli regionalni trg v cenovne cone, angl. *Market Coupling* povezuje ločene trge v regiji. Zaradi učinkovite izkoriščenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti se razlike v cenah med trgi minimalizirajo.

Koordinirane eksplicitne avkcije na temelju fizičnih tokov električne energije (angl. Flow-based Capacity Allocation - FBCA)

Za razliko od obstoječega modela NTC za izračunavanje in dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki sem ga podrobneje opisal v poglavju 2.3., se pri tej metodi koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti upoštevajo dejanski pretoki moči na prenosnem omrežju, kar pomeni boljše upoštevanje fizikalnega delovanja prenosnega omrežja. Model, ki se uporablja pri tej metodi se imenuje model FB (angl. *Flow based*).

Pobuda za novo metodo izračunavanja razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti je prišla s strani Evropske komisije in nacionalnih regulatorjev, ki so na ta način želeli doseči bolj učinkovito in usklajeno dodeljevanje ČPZ.

Medtem ko model NTC izračunava fizični pretok na meji med dvema sosednjima območjema, se pri modelu FB razpoložljive ČPZ izračunavajo koordinirano za več območij hkrati na podlagi fizičnih pretokov, ki so posledica vseh komercialnih prenosov v prenosnem omrežju. Na ta način poskuša metoda FBCA maksimizirati ekonomsko blaginjo v regiji.

Dodeljevanje poteka od izvirnega do ponornega območja, kar pomeni, da morajo udeleženci na trgu določiti le izvirno in ponorno območje, sama metoda pa bo na podlagi matrike PTDF določila maksimalni razpoložljiv fizični pretok na vsaki od čezmejnih prenosnih povezav (angl. *Available Maximum Flow – AMF*).

Kot ugotavljajo Kladnik et al (2010) 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 predložiti le eno ponudbo. Prav tako se lahko s pomočjo matrike PTDF in vektorja AMF ugotovi, na katerih vodih je zaradi komercialnih izmenjav dejansko prišlo do zamašitev, kar se ustrezno odraža v stroških ČPZ. Na ta način je metoda FBCA pravičnejša za vse udeležence na trgu.

Leta 2009 se je začel projekt uvedbe FBCA metode dodeljevanja ČPZ na mejah med državami Nemčije, Poljske, Češke, Slovaške, Madžarske, Avstrije in Slovenije. V ta namen je bila ustanovljena avkcijska pisarna CAO, ki naj bi v prvem koraku izvajala koordinirane avkcije na podlagi NTC metode, po testnem obdobju pa naj bi omenjeno območje prešlo na metodo koordiniranih avkcij FBCA. Avkcijsko pisarno je ustanovilo osem sistemskih operaterjev iz zgoraj omenjenih držav, ki pokrivajo območje centralno-vzhodne Evrope.

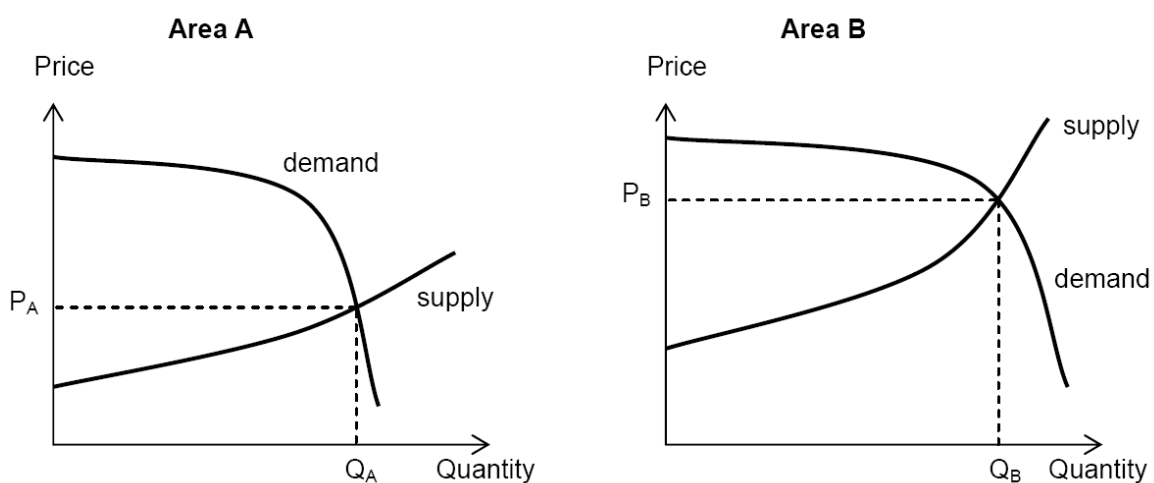
Osnovni model implicitnih avkcij

V nadaljevanju povzemam osnovni model implicitnih avkcij, ki ga je predstavilo združenje evropskih borz električne energije EuroPEX (2003) v dokumentu angl. *Using Implicit Auction to Manage Cross-Border-Congestion: Decentralised Market Coupling*.

Osnovni model implicitnih avkcij predvideva le dva cenovna območja oziroma državi A in B (angl. *Area A* in *Area B*), ki sta povezani preko čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Vsako območje ima svojo borzo električne energije, na katerih se dnevno trguje z urnimi produkti električne energije v obliki avkcij.

V Slika 14 lahko vidimo tržne cene (angl. *Price*) na območjih A in B, ki se oblikujejo na podlagi domačega povpraševanja in ponudbe brez vpliva mednarodne trgovine (zaprti sistemi). V območju A se povpraševanje in ponudba srečata pri ceni P_A in količini Q_A . V območju B se povpraševanje in ponudba srečata pri ceni P_B in količini Q_B za vsak urni produkt električne energije dnevnega trgovanja.

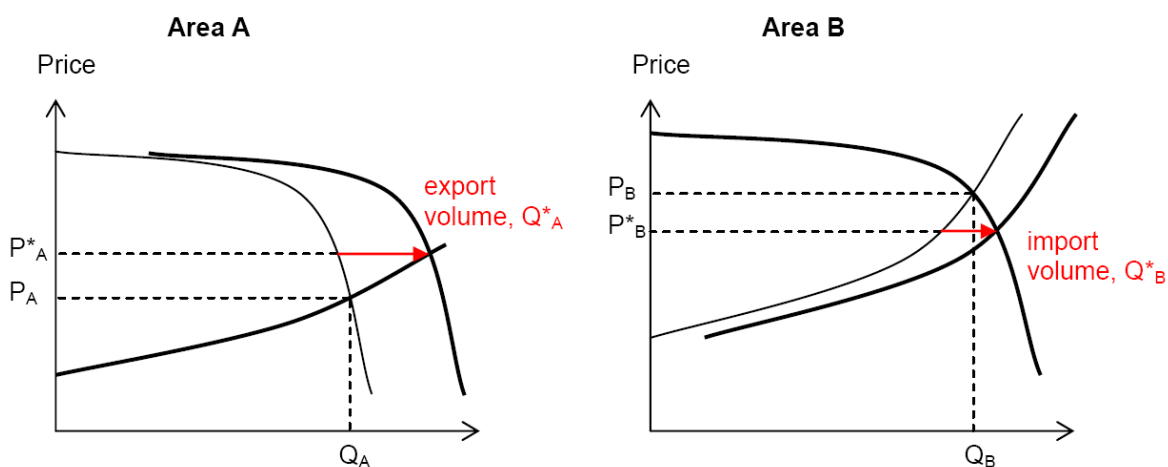
Slika 14: Vpliv povpraševanja (angl. demand) in ponudbe (angl. supply) v območju A (angl. Area A) in območju B (angl. Area B) na tržne cene (P_A in P_B) brez vpliva čezmejnega trgovanja



Vir: EuroPEX (2003). Florence: Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum.

V območju A trg lahko proizvede dodatne količine, ki bodo cenovno še vedno ugodne v območju B, kjer so cene višje kot v območju A. Dodatni izvoz iz območja A v območje B lahko prikažemo kot dodatno povpraševanje v območju A in dodatno ponudbo v območju B. Z novimi krivuljami povpraševanja in ponudbe se oblikuje tudi nova ravnotežna cena v območju A (P^*_A) in v območju B (P^*_B). Pri tem se je iz območja A izvozila količina (angl. *export volume*) Q^*_A , v območje B pa se je uvozila količina (angl. *import volume*) Q^*_B . Ker govorimo o trgovanju le med omenjenima območjema, je količina izvoza iz območja A enaka količini uvoza v območje B ($Q^*_A = Q^*_B$). Omenjene spremembe lahko vidimo v Slika 15.

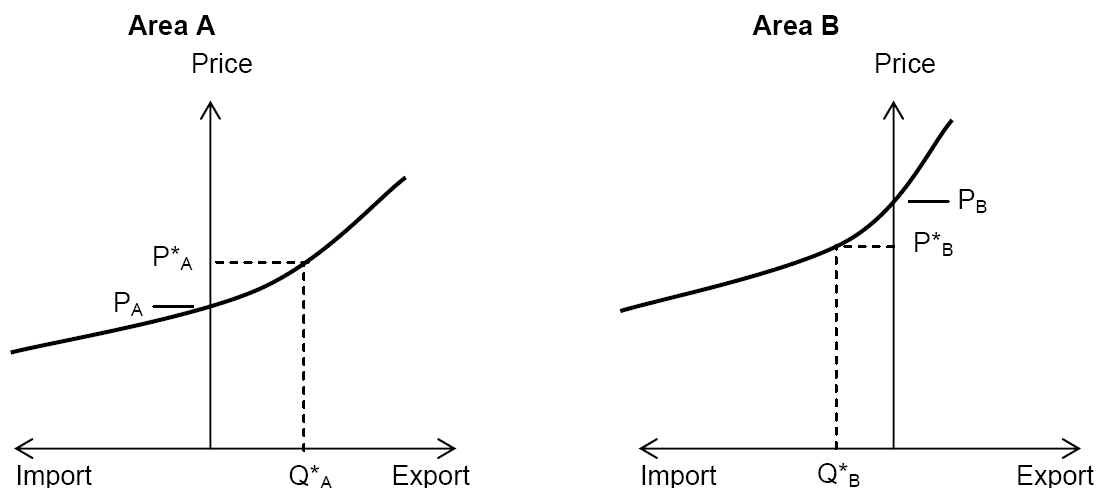
Slika 15: Vpliv mednarodne trgovine na spremembe tržnih cen v območjih A in B



Vir: EuroPEX (2003). Florence: Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum.

Na podlagi krivulj povpraševanja in ponudbe v območjih A in B dobimo neto izvozne krivulje v posameznem območju kot prikazuje Slika 16. Omenjene krivulje prikazujejo vpliv izvoznih ali uvoznih količin (Q^*) na tržno ceno P^* . V kolikor ni trgovanja med območjema, se oblikuje cena zaprtega sistema P .

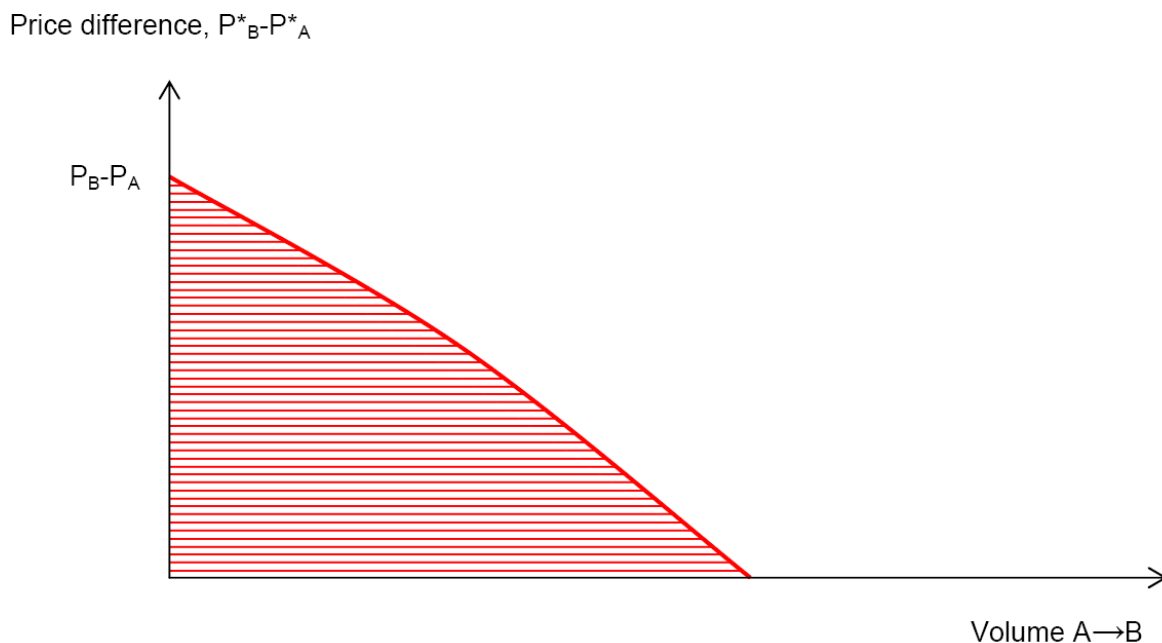
Slika 16: Neto izvozne krivulje v posameznih območjih A in B



Vir: EuroPEX (2003). Florence: Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum.

S kombinacijo neto izvoznih krivulj obeh območij lahko dobimo prikaz vpliva količin trgovanja med trgoma na razliko v ceni med obema območjema ('Price difference'). Omenjeni prikaz lahko vidimo v Slika 17, ki predstavlja krivuljo povpraševanja po čezmejnih prenosnih zmogljivostih. V ordinatnem presečišču je trgovina med trgoma enaka 0, zaradi česar je razlika v ceni največja, saj je enaka razliki tržnih cen dveh zaprtih sistemov ($P_B - P_A$). Na presečišču krivulje z abscisno osjo se zaradi zadostnosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti tržne cene izenačijo.

Slika 17: Krivulja povpraševanja po čezmejnih prenosnih zmogljivostih



Vir: EuroPEX (2003). *Florence: Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum.*

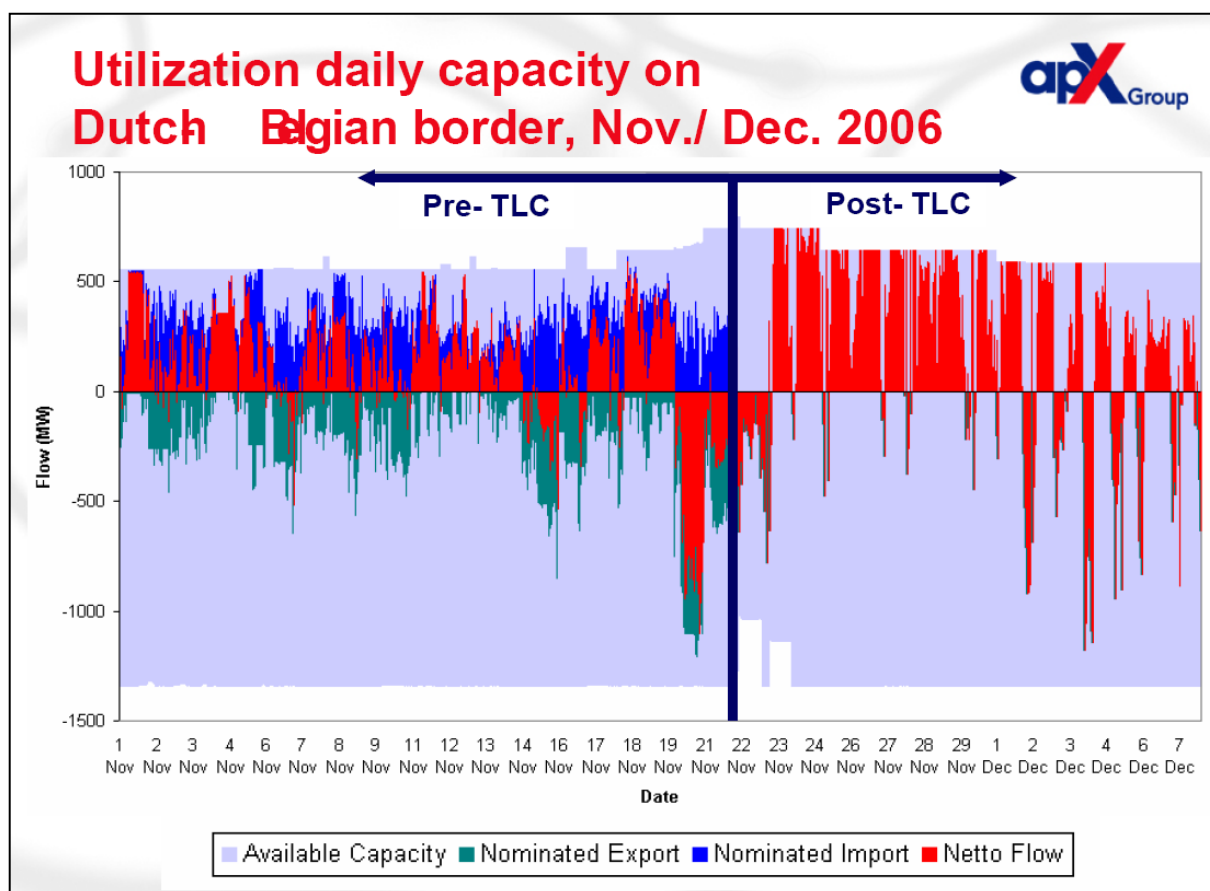
Rezultati regionalnega spajanja trgov na primeru Belgije, Nizozemske in Francije

Kot navaja Aleksander Vink (2006) so 21. novembra 2006 države Nizozemske, Belgije in Francije pričele z implicitnimi avkcijami, ki so združevale dnevni trg električne energije in dnevne avkcije za čezmejne prenosne zmogljivosti med omenjenimi državami. Pri pripravi trilateralnega dogovora so sodelovale borze v posameznih državah in njihovi sistemski operaterji, ki so pri izvedbi implicitnih avkcij prevzeli ustrezne vloge.

Sistemski operaterji RTE iz Francije, Elia iz Belgije in Tennet iz Nizozemske morajo dnevno poročati o razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivostih, s katerimi se lahko trguje na dnevnih implicitnih avkcijah. S strani borz električne energije Powernext iz Francije, Belpex iz Belgije in APX iz Nizozemske pa se pridobijo informacije o nakupnih in prodajnih ponudbah na posameznih trgih, ki poleg prenosnih zmogljivosti predstavljajo osnove vhodne podatke za končni izračun cen in trgovalnih količin.

V Slika 18 lahko vidimo, da se je izkoriščenost čezmejnih prenosnih zmogljivosti po začetku implicitnih avkcij (Post-TLC) močno povečala, saj se je pri enaki razpoložljivosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti (angl. *Available Capacity*) močno povečal neto pretok električne energije (angl. *Netto Flow*). Medtem ko so se pred implicitnimi avkcijami kupovale in tudi koristile čezmejne prenosne zmogljivosti tako za izvoz (angl. *Nominated Export*) kot za uvoz (angl. *Nominated Import*) enakih produktov, se po uvedbi implicitnih avkcij zaračunavajo in koristijo le čezmejne prenosne zmogljivosti, ki so ekonomsko upravičene.

Slika 18: Izkoriščenost dnevnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti na nizozemsko belgijski meji v obdobju od 1.11.2006 do 7.12.2006



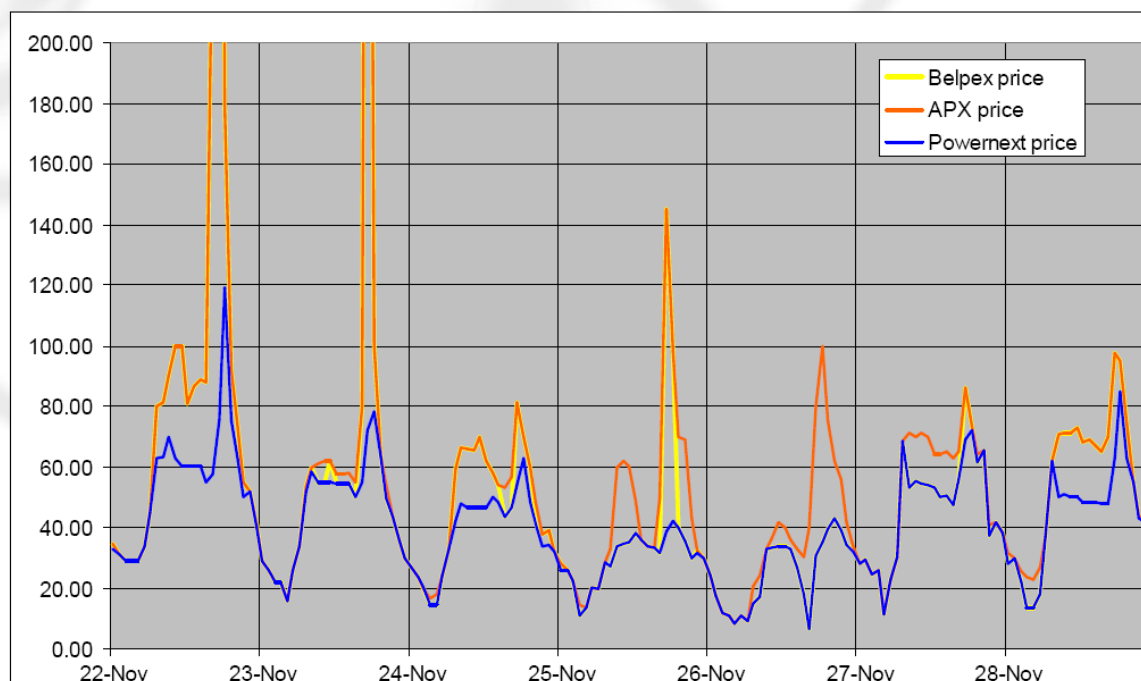
Vir: Vink Aleksander (2006).

V Slika 19 lahko vidimo, da so se po uvedbi implicitnih avkcij zaradi boljše izkoriščenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti močno znižale ekstremne cene posameznih urnih produktov na belgijskem in nizozemskem trgu. Predvsem pa so se znižale razlike med cenami posameznih trgov.

Na podlagi zgoraj podanih ugotovitev lahko potrdim svojo pomožno hipotezo, kjer navajam, da implicitne avkcije ne morejo izenačiti cen produktov električne energije, lahko pa jih zmanjšujejo. Ker pa pri tem prihaja do boljše izkoriščenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti, lahko sklepamo, da bomo v primeru implicitnih avkcij potrebovali bistveno manj dodatno razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti za doseg skupnega trga električne energije, ki bi v normalnih razmerah omogočal neomejen pretok električne energije med državami in posledično zagotavljal enotno ceno.

Slika 19: Vpliv spajanja trgov na tržne cene električne energije

Prices: coupling and splitting



Vir: Vink Aleksander (2006).

Pozitivni učinki implicitnih avkcij so izrazitejši med trgi, ki nimajo velike razlike v ceni električne energije. Le v takem primeru lahko potekajo tokovi električne energije v obe smeri, saj tržni subjekti težko ocenijo, na katerem trgu bo cena ugodnejša. V primeru večjih razlik v cenah med trgoma, pa bodo tržni subjekti dosegli maksimalno izkoriščenost čezmejnih prenosnih zmogljivosti tudi v primeru eksplicitnih avkcij, saj bodo zaradi velike razlike v ceni izkoriščali vse čezmejne prenosne zmogljivosti v smeri iz cenejšega na dražji trg, v obratni smeri pa se tokovi ne bodo izvajali.

Na učinkovito izkoriščanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti prav tako vpliva transparentnost in likvidnost na obeh relevantnih trgih, saj le tako tržni subjekti pridobijo ustrezne informacije, katera smer tokov električne energije je ekonomsko upravičena. V nasprotnem primeru imajo udeleženci različne informacije, kar povzroča fizične tokove v obe smeri.

5 MOŽNI PRIHODNJI RAZVOJ TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE

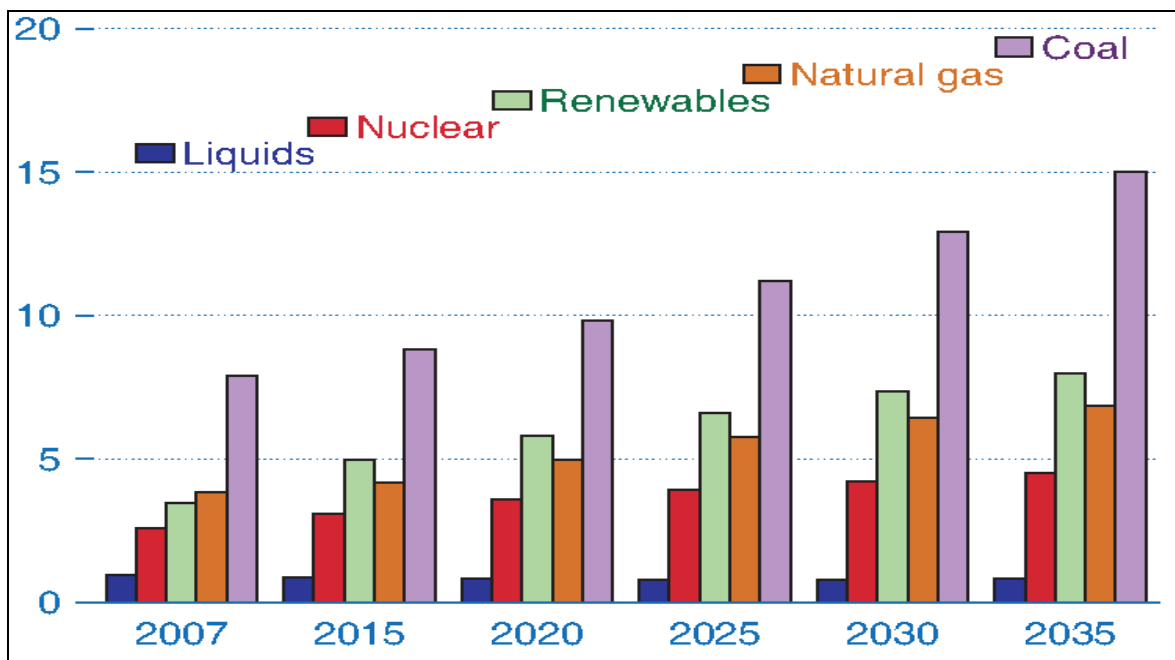
5.1 Projekcije proizvodnje in porabe

Svetovna proizvodnja

Kot navaja EIA v svojem letnem poročilu (angl. *International Energy Outlook 2010*) naj bi svetovna proizvodnja električne energije od leta 2007 do leta 2035 zrasla za 87%, kar pomeni povprečno 2.3% letno. Tako bi iz 18.800 TWh v letu 2007 prišli do leta 2020 na 25.000 TWh in do leta 2035 na 35.200 TWh svetovne letne proizvodnje električne energije. Rast naj bi bila počasnejša v državah članicah OECD, kjer so trgi električne energije bolj razviti kot v

državah, ki niso članice OECD. Medtem ko so v letu 2007 države nečlanice OECD predstavljale 46% svetovne porabe električne energije, naj bi do leta 2035 delež zrastle na 61%. Najmočnejša naj bi bila rast proizvodnje na Kitajskem in v Indiji, kjer naj bi v tem obdobju rasla v povprečju 4.1.% letno, medtem ko naj bi bila rast v državah OECD le 1.1%

Slika 20: Svetovna neto proizvodnja električne energije po viru, 2007-2035 (v tisoč TWh)



Vir: EIA: International Energy Outlook 2010

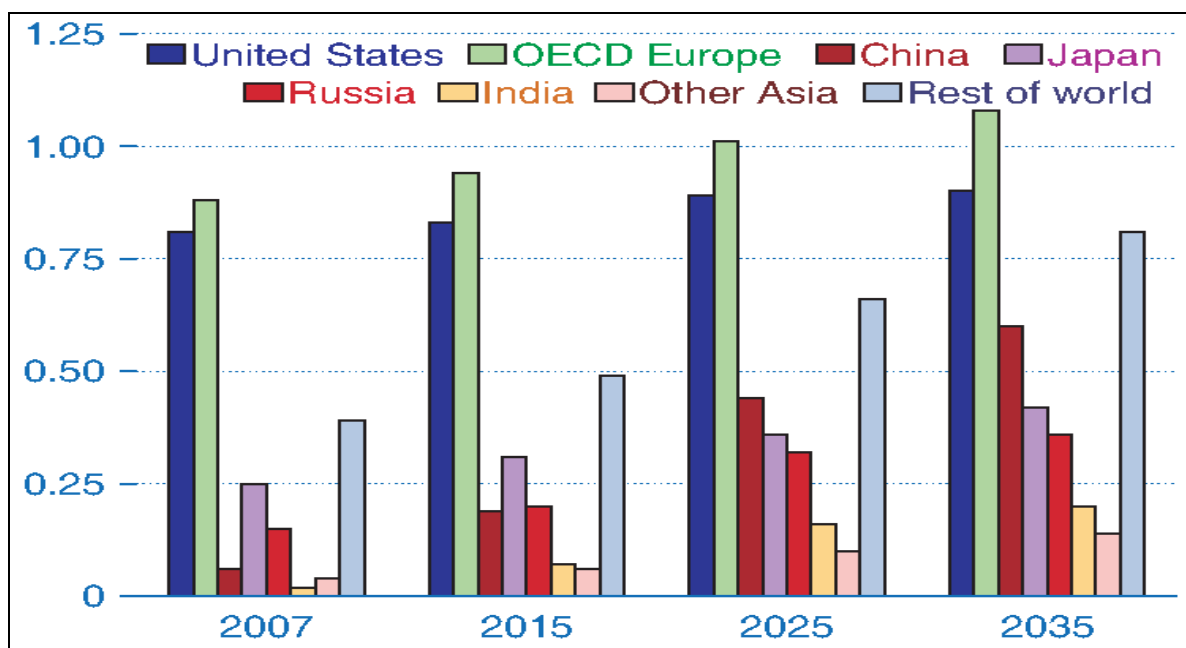
Kot lahko vidimo v Slika 20 bo premog tudi v prihodnjih desetletjih predstavljal glavni vir električne energije. V letu 2007 je proizvodnja električne energije iz premogovnih termoelektrarn predstavljala 42% svetovne proizvodnje, do leta 2035 naj bi se delež celo zvišal na 43%. Omenjeni vir bo še toliko bolj privlačen v primeru visokih cen nafte in plina, predvsem v državah, ki imajo bogate zaloge premoga, vključno s Kitajsko in Indijo. Tako naj bi se proizvodnja iz premoga v proučevanem obdobju skoraj podvojila, iz 7.900 TWh v letu 2007 na 15.000 TWh do leta 2035.

Omenjeno projekcijo bi bistveno lahko spremenile nacionalne politike in mednarodni dogovori, ki bi države zavezale, da ustrezno znižajo emisije toplogrednih plinov, ki jih premogovne termoelektrarne tudi največ povzročajo. Seveda pa bi morali stroški zaradi emisij toplogrednih plinov ekonomsko opravičiti vlaganja v nove, alternativne tehnologije za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov.

Proizvodnja električne energije iz jedrske energije na bi se iz 2.600 TWh v letu 2007 zvišala na 4.500 TWh letno do leta 2035. Največjo rast bi dosegle države, ki niso članice OECD, vključno s Kitajsko, ki bi imela 8.4% povprečno letno rast proizvodnje in Indijo, ki bi imela

9.5% povprečno letno rast. Kot lahko vidimo v Slika 21 pa bi kljub temu tudi po letu 2035 Evropa in Združene države še vedno ostajali največji proizvajalki električne energije iz jedrskih elektrarn.

Slika 21: Svetovna neto proizvodnja električne energije iz jedrske energije po regijah v obdobju od 2007 do 2035 (v tisoč TWh)



Vir: EIA: International Energy Outlook 2010

Omenjeno rast opravičuje pričakovana rast cen fosilnih goriv, varnost oskrbe in podpora k zmanjševanju emisij toplogrednih plinov, ne vključuje pa možnih sprememb državnih politik zaradi nesreče na jedrskem reaktorju, ki se je zgodila v začetku leta 2011 na Japonskem. Predhodna pričakovanja o podaljšanju obratovanja obstoječih jedrskih elektrarn bodo na podlagi omenjenih dogodkov morda postala neupravičena.

Proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov naj bi iz 18% svetovne proizvodnje v letu 2007 zrasla na 23% do leta 2035. Omenjeno rast naj bi v 80% dosegli na podlagi vodne in vetrne energije. Čeprav ima proizvodnja iz obnovljivih virov pozitiven vpliv na okolje in zagotavlja dodatno varnost oskrbe, pa kot sem že omenil, v primerjavi s proizvodnjo iz fosilnih goriv, razen hidroproizvodnje, zaenkrat ni ekonomsko upravičena, zato zahteva dodano podporo v okviru vladnih politik posameznih držav (subvencije, davčne olajšave, zahtevane kvote obnovljivih virov). Omenjena podpora je najizrazitejša v državah EU, kjer je delež proizvodnje iz drugih obnovljivih virov tudi najvišji (sonce, biomasa).

Proizvodnja v Evropi

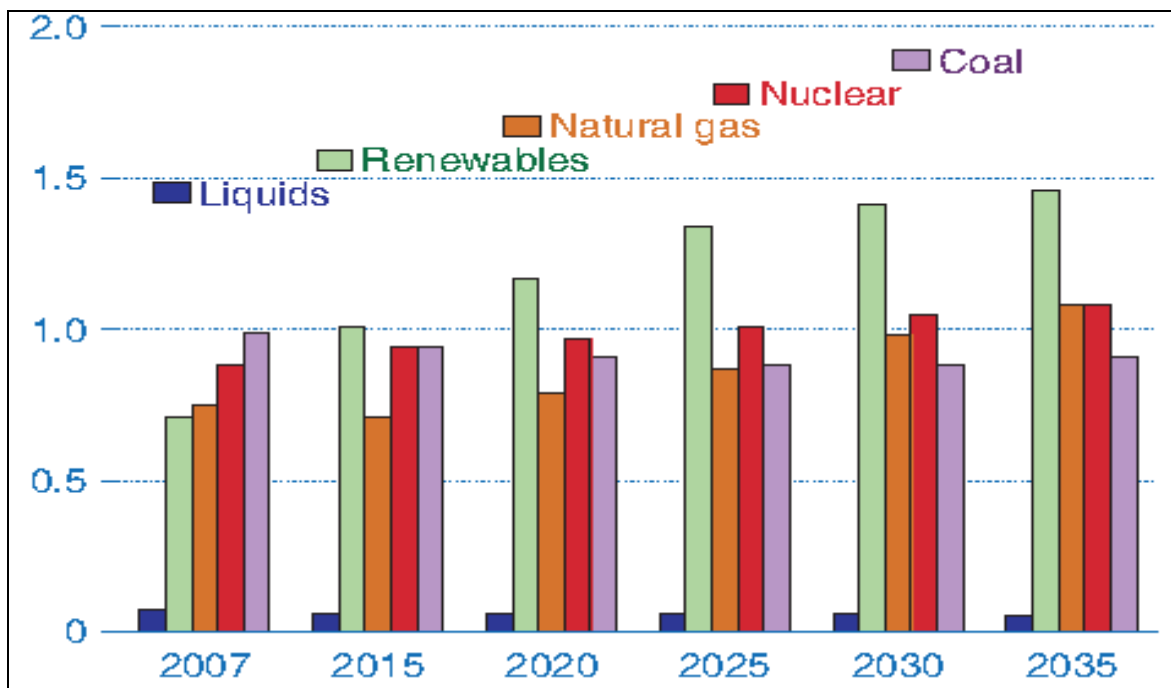
Kot navaja Haas (2008) ima v evropskih energetske politikah zelo pomembno vlogo proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov (angl: *Renewable energy sources – RES*).

Po mnenju večine strokovnjakov proizvodnja električne energije iz jedrskih in fosilnih goriv na dolgi rok ni vzdržna, predvsem zaradi negativnih vplivov toplogrednih plinov na okolje. Na podlagi študije s strani EREC (angl. *European Renewable Energy Council*) bi bilo do leta 2040 potrebno zagotoviti 40% električne energije s strani obnovljivih virov. V preteklosti so k proizvodnji električne energije iz obnovljivih virov največ prispevali vodni viri in biomasa, v prihodnosti pa naj bi največji potencial imela izraba vetrne ter sončne energije.

Proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov bi poleg emisij zmanjšala tudi odvisnost od uvoza energije in s tem razmanjšala tveganja oskrbe in vpliva cenovnih nihanj ostalih energentov na ceno električne energije. Prav tako pa bi nove oblike proizvodnje prinašale nova delovna mesta z visoko dodano vrednostjo. Na drugi strani glavne ovire predstavlja trenutna ekonomska neupravičenost investiranja v nove tehnologije in potrebno infrastrukturo.

Na podlagi poročila EIA naj bi v evropskih članicah OECD proizvodnja med letoma 2007 in 2035 rasla v povprečju 1.1% letno in tako iz 3.400 TWh v letu 2007 zrasla na 4.600 TWh proizvedene električne energije letno. K tej rasti naj bi največ prispevale Turčija, Irska, Španija, Češka, Poljska in Madžarska. Kot lahko vidimo v Slika 22 naj bi najhitreje rasla proizvodnja iz obnovljivih virov in sicer v povprečju za 2.6% letno, kjer naj bi imela največji delež proizvodnja, ki ne temelji na vodnem viru, predvsem vetrna energija. K temu je precej pripomogla evropska energetska politika, ki si je postavila cilj, da bo do leta 2020 vsaj 20% proizvodnje električne energije pridobljene iz obnovljivih virov, pri tem pa naj bi zmanjšali emisije toplogrednih plinov in povečala energetska učinkovitost za 20% (politika 20/20/20). Največ vladne podpore pri zagotavljanju proizvodnje iz obnovljivih virov so bili v preteklosti deležni v Španiji, Nemčiji in Danski, kjer so bili deležni subvencij pri investiranju v obnovljive vire (angl: *feed-in tariffs* – FITs).

*Slika 22: Neto proizvodnja električne energije skupaj v evropskih članicah OECD
ločeno po viru za obdobje od 2007 do 2035 (v tisoč TWh)*



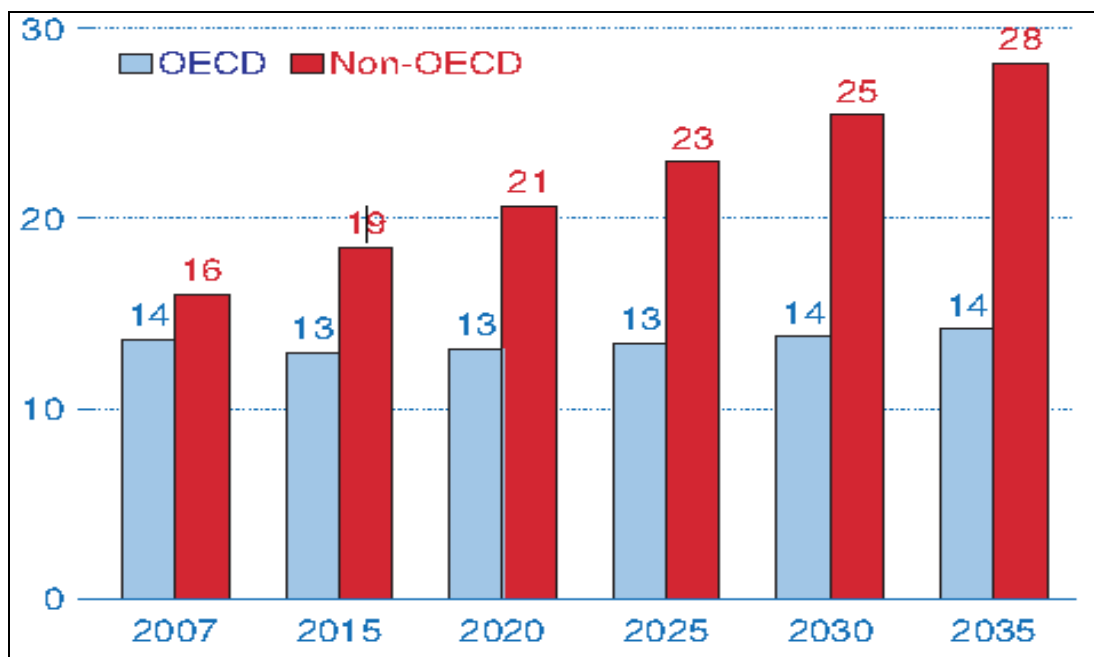
Vir: EIA: International Energy Outlook 2010

Velik potencial za gradnjo solarnih elektrarn imajo tudi države severne Afrike, katerih proizvodnjo bi lahko preko zadostnih prenosnih zmogljivosti povezali z evropskim trgom. Trenutno obstaja le ena povezava med Afriko in Evropo in sicer med Španijo in Marokom. V kolikor bi se severno Afriko ustrezno povežalo z evropskim trgom in potrdilo sprejemljivost afriških certifikatov pri izpolnjevanju evropskih okoljskih zahtev, bi imeli zmagovalno kombinacijo za oba trga: evropski trg bi lažje izpolnil zahteve po zagotavljanju obnovljivih virov, afriški trg pa bi bil preko omenjenih certifikatov ustrezno stimuliran za gradnjo obnovljivih virov električne energije. (Thorsten Marquardt, 2010)

Poraba v Evropi

Evropski parlament je decembra 2008 sprejel plan 20/20/20, kjer naj bi do leta 2020 poleg že predhodno omenjenega 20% znižanja toplogrednih plinov in dviga proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov na 20%, za 20% povečala tudi energetska učinkovitost. Omenjene politike bodo imele vpliv predvsem na energetske intenzivne panoge, ki bodo za svoje onesnaževanje morali plačevati dodatne stroške, zaradi česar lahko sklepamo, da bodo svojo proizvodnjo selile v države z bolj prijazno politiko do proizvajalcev toplogrednih plinov. Posledično bo Evropa nadaljevala prehod v storitvene dejavnosti, ki niso energetske potratne. S tem bo bistveno manj vplivala na porast potrošnje električne energije in emisij toplogrednih plinov kot ostalo svetovno gospodarstvo. V spodnji Slika 23 lahko vidimo, da naj se emisije toplogrednih plinov znotraj držav članic OECD skoraj ne bi zviševale (v povprečju 0.1% letno) medtem ko naj bi bila v ostalem svetu rast emisij od leta 2007 do 2035 v povprečju 2% letno.

Slika 23: Emisije toplogrednih plinov v obdobju od 2007 do 2035 ločeno za članice OECD in ostalo svetovno gospodarstvo



Vir: EIA: International Energy Outlook 2010

5.2 Bodoči scenariji tržnih razmer

Infrastruktura

Kot navaja Vinois (2011) naj bi ključni infrastrukturni projekti Evropske komisije vključevali planiranje povezave baltskega trga z ostalim trgom EU, dodatne povezave jugozahodne Evrope (Italija, Francija, Španija), boljše prenosne povezave med jugovzhodno in centralno Evropo ter gradnjo omrežja v Severnem morju za koriščenje vetrnega vira. Glavne ovire pri razvoju potrebne infrastrukture so številne negotovosti glede prihodnjih tehnologij, potreb, proizvodnje in virov. Prav tako je težko zagotoviti ustrezno financiranje, saj imajo projekti večjo regionalno kot nacionalno korist, uporaba novih tehnologij predstavljajo dodatna tveganja, hkrati pa je zaradi finančne krize težko priti do potrebnega kapitala. V primeru investicij zunaj EU pa je k zgornjim tveganjem potrebno dodati še politična tveganja.

Poleg obstoječe povezave med Estonijo in Finsko naj bi k povezavi baltskega trga z ostalimi trgi EU prispevala še dodatna povezava med Estonijo in Finsko (635 MW) zgradile pa naj bi se tudi povezave Litve in Latvije s Švedsko (1.400 MW) in Litve s Poljsko (1.000 MW). Prav tako pa bo potrebno odpraviti zamašitve med posameznimi baltskimi državami (Landsberg).

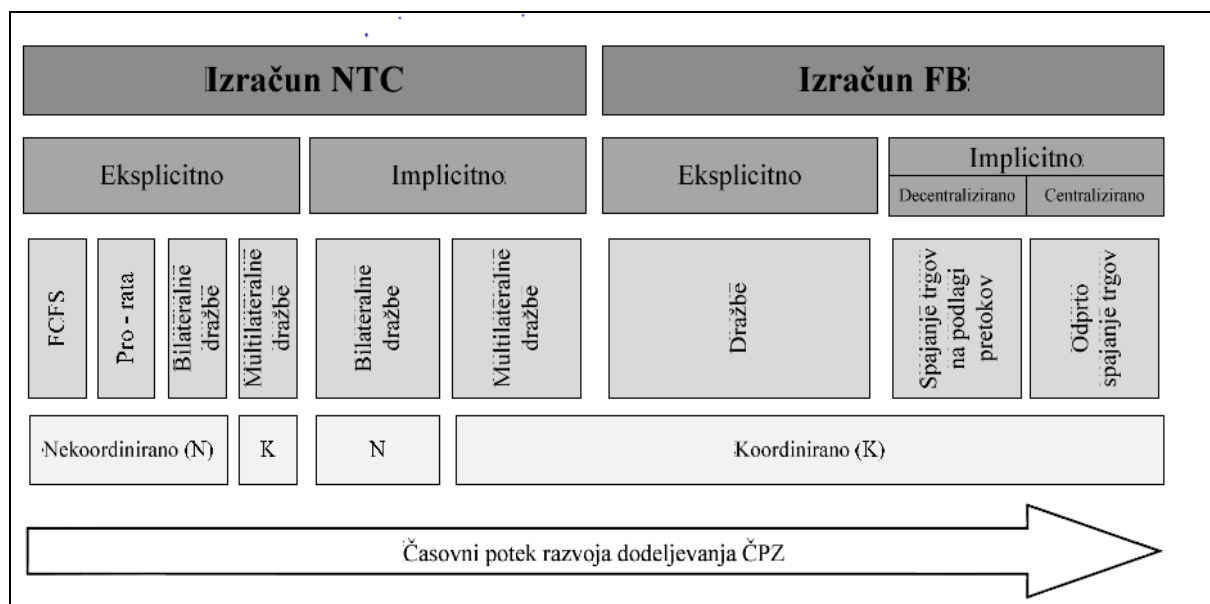
Razvoj dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti

V spodnji Slika 24 se nahaja pregled postopkov dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Najbolj razširjena oblika na evropskem trgu so eksplicitne bilateralne dražbe, ki temeljijo na NTC metodi ugotavljanja in dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Na

območju centralno vzhodne Evrope je avkcijska hiša CAO pričela z izvajanjem eksplicitnih multilateralnih dražb po metodi NTC, po testnem obdobju pa naj bi začeli uporabljati metodo FBCA, ki bi temeljila na dejanskih pretokih moči. Prav tako se na mejah zahodne Evrope že nekaj let izvajajo implicitne multilateralne dražbe po metodi NTC, v drugi polovici leta pa so se začele izvajati implicitne avkcije tudi na slovensko italijanski meji.

Prihodnji razvoj dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti gre v smeri centraliziranega spajanja trgov na podlagi dejanskih pretokov moči v obliki implicitnih avkcij. Obstajajo pa različni koncepti, kako bi končno obliko dodeljevanja ČPZ dosegli. Medtem ko so zahodne države prešle iz eksplicitnega na implicitno dodeljevanje ČPZ ob uporabi enake metode NTC, želijo vzhodne države v okviru avkcijske hiše CAO zaenkrat obdržati eksplicitne avkcije in spremeniti obstoječo metodo ugotavljanja in dodeljevanja ČPZ NTC in jo zamenjati z metodo FBCA.

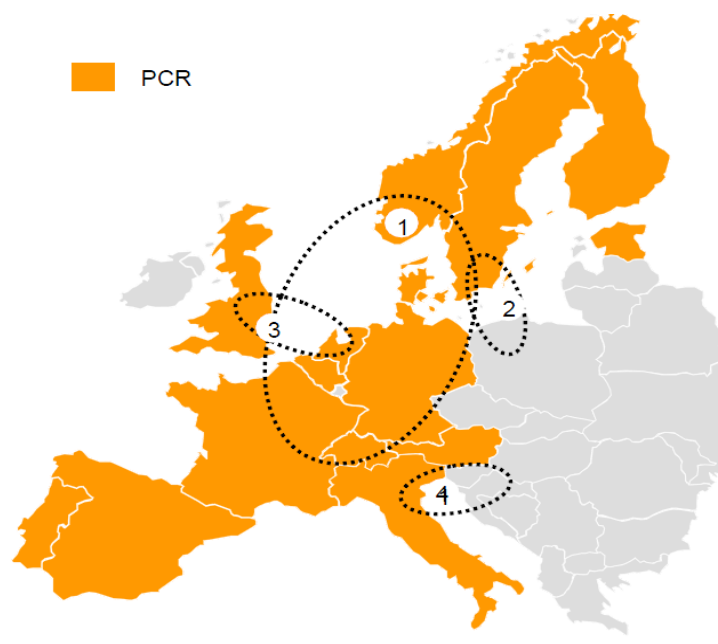
Slika 24: Razvoj postopkov dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti



Vir: Kladnik (2010), *Opis metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči*, str. 308, slika 1.

Kot navaja Seela (2010) v okviru zahodnega koncepta obstaja tako imenovana pobuda PCR (angl: *Price Coupling of Regions*), v okviru katere naj bi do leta 2015 zaključili postopek spajanja trgov od Skandinavskih dežel do Portugalske, kar bi pokrivalo 80% evropskega trga (2.860 TWh). Kot lahko vidimo v Slika 25 naj bi postopek vključeval štiri glavne točke.

Slika 25: Spajanje evropskega trga električne energije do leta 2015



*Vir: Seela K.(2010), The Impact of Market Coupling on Forward Markets.
Amsterdam:EMART 2010*

V prvi točki poteka spajanje centralno zahodne Evrope s skandinavskimi deželami. K uspešnemu spajanju naj bi prispevale dodatne prenosne zmogljivosti med Norveško in Nizozemsko v višini 700 MW, ki bi tako obsegale skupaj 4.310 MW. To spajanje bi bilo najbolj obsežno, saj bi vključevalo 17 sistemskih operaterjev in dnevnih borz električne energije. Drugo spajanje poteka med Švedsko in Poljsko, med katerima je vzpostavljenih 600 MW čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Naslednje spajanje poteka med kontinentalno Evropo in Veliko Britanijo, kjer se je aprila 2011 vzpostavila dodatna povezava med Veliko Britanijo in Nizozemsko v višini 1000 MW čezmejnih prenosnih zmogljivosti za potrebe spajanja (povezava BritNed). Prav tako se od začetka leta 2011 že izvaja spajanje v okviru implicitnih avkcij med Slovenijo in Italijo, ki so vključene v točko štiri.

Po besedah Tornquista (2010) bi bilo potrebno dodatno razviti trg čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki bi moral zagotavljati ustrezno čezmejno konkurenco, omogočati ustrezno obvladovanje tveganj na območju celotnega skupnega trga in zagotavljati učinkovito koriščenje prenosnega omrežja. V ta namen bi se trg čezmejnih prenosnih zmogljivosti moral približati trgu električne energije, kjer se produkti električne energije prosto trgujejo med udeleženci in kjer je večja raznolikost produktov (pasovna energija, vršna energija), ki se nanašajo na različna obdobja dobave (tedenski, mesečni, kvartalni, letni produkti). Zaradi potreb po obvladovanju tržnih tveganj bi bilo pomembno, da bi se tudi na trgu ČPZ prodajali letni produkti ČPZ za prihodnja leta (trenutno omejeno le na naslednje leto) in sicer tako fizično kot finančno.

Z večanjem obsega proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov se v določeni meri povečuje nepredvidljivost proizvedenih količin iz posameznih virov, saj na vodni, vetrni in

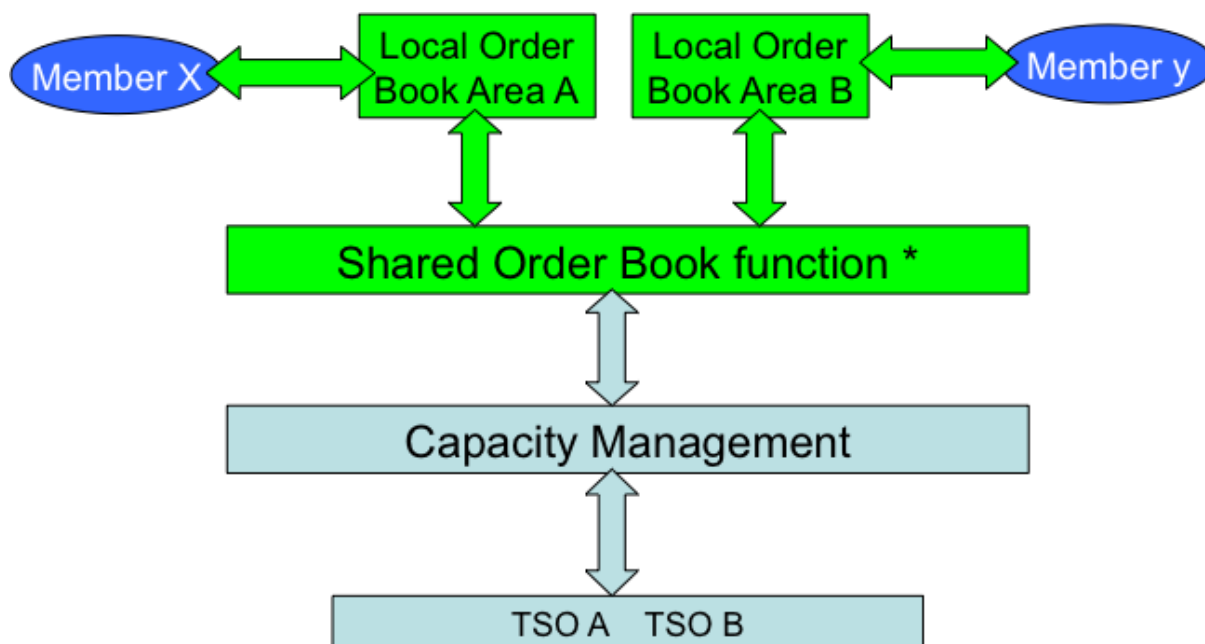
sončni potencial v veliki meri vpliva vreme, tega potenciala pa se tako kot same električne energije večinoma ne da shranjevati (ekonomsko upravičeno je mogoče shranjevanje vodnega potenciala v primeru razpoložljivosti akumulacijskih jezer ali črpalnih elektrarn). Zaradi tega se povečujejo potrebe po znotrajdnevnom izravnavanju potreb po električni energiji, za kar mora obstajati zadostna razpoložljivost čezmejnih prenosnih zmogljivosti znotraj dneva, da izravnava lahko poteka tudi preko mednarodne trgovine.

Kot navaja Webster (2010) bi na ta način dosegli boljšo izkoriščenost obstoječih proizvodnih zmogljivosti, večjo povezanost obnovljivih virov z ostalimi trgi in s tem izboljšanje varnosti dobave. V ta namen je potrebno znotrajdnevno alokacijo razpoložljivih ČPZ čim bolj približati dejanskemu času dobave in zagotoviti potrebno zadostno likvidnost tako na dnevnih trgih kot trgih znotraj dneva (tudi preko zavezanosti posameznih tržnih udeležencev, da dnevno podajajo ponudbe v dogovorjenih količinah na borzah; angl: *market making*).

Pri tem pa je zelo pomembna garantirana razpoložljivost čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki ustrezno zmanjša tveganja tržnih udeležencev, predvsem tistih, ki nimajo svojih proizvodnih enot. To pomeni, da bi bilo morebitno zmanjšanje razpoložljivosti ČPZ upravičeno le v izrednih situacijah in v primeru višje sile. Seveda pa omenjena garantiranost ČPZ na drugi strani zvišuje tveganja sistemskim operaterjem, kar lahko povzroči zmanjšanje izhodiščne razpoložljivosti ČPZ (Gence-Creux, 2010).

V spodnji Slika 26 lahko vidimo model medregijskega znotrajdnevnega trgovanja in dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki temelji na implicitnem sprotnem trgovanju. Kot podajata Otter (2010) in Lopez-Nicolas (2010) naj bi tržni udeleženci (v sliki angl. *member X, Y*) tako imeli neprestano v realnem času na razpolago informacije o vseh ponudbah električne energije, ki so podane v lokalnih knjigah ponudb (angl. *Local Order Book*) in razpoložljivih ČPZ med vsemi vključenimi trgi, ki bi jih podajali sistemski operaterji posameznih trgov (angl. *transmission system operators – TSO*). S pomočjo ustreznega algoritma, ki bi ustrezno upošteval skupno knjigo ponudb (angl. *Shared Order Book Function*) in razpoložljivost ČPZ (angl. *Capacity Management*) pa bi preko pokrivanja ponudb prihajalo do realizacije poslov.

Slika 26: Model znotrajdnevnega trgovanja



* Role of the shared Order Book function is to make Bids in Local order book A available in Local order book B, subject to the availability of cross-border capacity

Vir: Otter (2010). Cross border intra-day developments. Amsterdam: EMART 2010.

ZAKLJUČEK

V magistrski nalogi s pomočjo lastnega modela za izračun cen na posameznih trgih podajam ugotovitve, da znotraj evropskega trga električne energije obstajajo številni ločeni trgi, med katerimi se razlikujejo cene produktov električne energije. Čeprav se mednarodna trgovina med evropskimi državami povečuje, pa je še vedno omejena zaradi čezmejnih prenosnih zmogljivosti (ČPZ), ki ne zadovoljujejo potreb v celoti. Ta trditev je potrjena s pomočjo mehanizmov dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti in oblikovanja njihovih cen.

Postopek dodeljevanja ČPZ se izvaja tržno v obliki avkcij, na katerih lahko sodelujejo vsi zainteresirani udeleženci trga, ki razpolagajo z ustrezno licenco. V kolikor je povpraševanje po posameznih produktih ČPZ nižje od razpoložljivosti, se vsem udeležencem dodelijo ponudbene količine ČPZ po ceni 0 EUR/MWh. V primeru, da je povpraševanje po ČPZ večje od razpoložljivih ČPZ, pa se slednje dodelijo udeležencem, ki so na avkciji ponudili višjo ceno. Pri tem vsak prejemnik ČPZ plača svojo ponujeno ceno (mehanizem 'pay as bid') ali pa mejno ceno (cena, po kateri se je prodala zadnja enota ČPZ). Ne glede na mehanizem izračunavanja cen ČPZ pa lahko trdimo, da je za produkte ČPZ, katerih cena je bila različna od 0 EUR/MWh, povpraševanje večje od ponudbe, kar pomeni, da je prišlo do omejevanja čezmejne trgovine s produkti električne energije zaradi omejenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Na podlagi izvedene analize lahko potrdim, da ima večina produktov ČPZ ceno različno od 0 EUR/MWh, kar dokazuje, da je pretok med posameznimi trgi še vedno omejen.

Poleg zgoraj omenjenega absolutna cena posameznega produkta ČPZ odraža tudi pričakovano relativno razliko v cenah med dvema sosednjima trgoma električne energije, ki ju ČPZ

povezujejo. Trditev je povezana z ekonomsko upravičenostjo, kjer je vsak udeleženec trga pripravljen plačati ceno za produkte ČPZ le do višine, ki jo bo uspel pokriti z razliko v ceni med sosednjima trgoma.

S pomočjo podanih ugotovitev lahko potrdim svojo glavno hipotezo, da omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti onemogočajo vzpostavitev enotnega evropskega trga električne energije, zaradi česar obstaja več delnih trgov z različnimi cenami produktov električne energije. Zaradi tega države, ki so odvisne od uvoza električne energije, običajno plačujejo višjo ceno električne energije kot države izvoznice.

Prav tako lahko na podlagi ugotovitev iz primera spajanja trgov v obliki implicitnih avkcij med Francijo, Belgijo in Nizozemsko, potrdim svojo pomožno hipotezo, da implicitne avkcije ne morejo izenačiti cen produktov električne energije, lahko pa jih zmanjšujejo. Ker pa pri tem prihaja do boljše izkoriščenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti, lahko sklepamo, da bomo v primeru implicitnih avkcij potrebovali bistveno manj dodatno razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti za doseg skupnega trga električne energije, ki bi v normalnih razmerah omogočal neomejen pretok električne energije med državami in posledično zagotavljal enotno ceno.

Kot navajata Dutton in Page (2008) bodo rast svetovne populacije in povečane zahteve v prihodnje zagotovo povzročale nadaljno rast povpraševanja po električni energiji. Kakšna bo struktura oskrbe pa bo odvisno predvsem od razpoložljivosti fosilnih goriv in vpliva toplogrednih plinov na klimatske razmere. Od tega bodo odvisne tudi politične usmeritve glede vlaganja v raziskave in razvoj novih tehnologij, razvoja trga in spreminjanja obnašanja tržnih udeležencev. Srednjeročno bo politika verjetno usmerjena predvsem v povečanje učinkovitosti rabe konvencionalnih goriv, na dolgi rok pa bo potrebno s pomočjo novih tehnologij preusmeriti v obnovljive vire električne energije.

EU se je že za prihodnje desetletje zavezala k povečanemu vlaganju v obnovljive vire električne energije, ki pa je bistveno manj predvidljiva kot proizvodnja iz konvencionalnih virov, saj je močno vezana na vremenske razmere. Zaradi tega se bo močno povečevala potreba po učinkovitem čezmejnem trgovanju znotraj dneva, saj proizvodnja iz obnovljivih virov ne bo enakomerno razporejena po evropskih trgih, ker nimajo vse države enakih podnebnih pogojev.

Obstajajo celo ideje, da bi zgoraj omenjene zahteve EU poskušala izpolnjevati preko vključevanja držav severne Afrike v integriran evropski trg, saj imajo te države zelo dober potencial za koriščenje obnovljivih virov za proizvodnjo električne energije. V ta namen pa bo potrebno zgraditi potrebne prenosne zmogljivosti, ki bodo močneje povezali Severno Afriko z Evropo, hkrati pa zagotoviti pravno podlago, ki bo omogočala trgovanje s pravicami do obnovljivih virov med obema trgoma in tako omogočala financiranje gradnje novih proizvodnih enot iz obnovljivih virov v Severni Afriki.

Nadaljna rast povpraševanja po električni energiji in zahteve po zagotavljanju električne energije iz obnovljivih virov bodo še dodatno povečali potrebe po čezmejnih prenosnih zmogljivostih, ki jih bo delno lahko zadovoljilo učinkovito dodeljevanje v obliki implicitnih avkcij, predvsem pa bo potrebno investirati v nova omrežja, ki bodo povečala možnosti čezmejne trgovine.

Glavne ovire pri razvoju potrebne infrastrukture so številne negotovosti glede prihodnjih tehnologij, potreb, proizvodnje in virov. Prav tako je težko zagotoviti ustrezno financiranje, saj imajo projekti večjo regionalno kot nacionalno korist, uporaba novih tehnologij predstavlja dodatna tveganja, hkrati pa je zaradi finančne krize težko priti do potrebnega kapitala. V primeru investicij zunaj EU pa je k zgornjim tveganjem potrebno dodati še politična tveganja.

Na stanje potreb po električni energiji in posledično čezmejnih prenosnih zmogljivostih bo dodatno vplivala tudi razširitev obstoječega evropskega trga z novimi sinhroniziranimi območji. Kot navedeno že poteka postopek sinhronizacije evropskega trga s turškim trgom, prav tako so potekale raziskave o povezavi z ruskim trgom in državami severne Afrike. Čeprav bo šlo za postopno širitev evropskega trga električne energije, pa je potrebno že danes začeti s planiranjem in izgradnjo potrebne infrastrukture, ki bo omogočala optimalno koriščenje energetskih virov iz stališča skupnega trga in ne zgolj s stališča lokalnih potreb. K temu pa v veliki meri prispeva tudi vzpostavitev ustrezne pravne podlage, ki bo omogočala razvoj enotnih pravil ter nastanek centraliziranih inštitucij (ENTSO-E, ACER, skupne avkcijske hiše), ki bodo izvajale aktivnosti razvoja trga električne energije kot celote.

LITERATURA IN VIRI

1. Adip P. & Hurlbut D. (2008). Market Power and Market Monitoring. V Sioshansi, F. *Competitive Electricity Markets* (str. 95-137). Hardbound: Elsevier.
2. Bajpai, P. & Singh, S.N. (2004). Electricity Trading in Competitive Power Market: An Overview and Key Issues. Kathmandu: International Conference on Power Systems.
3. Bakič Krešimir, Mohar Tomaž (2001): Izbor metode za izračun uporabnine električnega omrežja v Sloveniji. *Zbornik referatov SLOKO CIGRE* (str 37/23-37/32). Bled: Peta konferenca slovenskih energetikov.
4. Borzen, (januar 2007). Združevanje evropskega energetskega trga. *Naš stik*, str. 54 in 55.
5. Brennan T.J. (2003). Mismeasuring Electricity Market Power. *Energy*, 60-65
6. Characteristics of Congestion Management Methods (Internal Discussion Note). Brussels: European Commission.
7. *Consumption Graphs*. Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/statistics/e_consumption.pdf

8. Cornwall N. (2008). Achieving Electricity Market Integration in Europe. V Sioshansi, F. *Competitive Electricity Markets* (str. 95-137). Hardbound: Elsevier.
9. *Čezmejne prenosne zmogljivosti*. Najdeno 2.2.2010 na spletnem naslovu <http://www.eles.si/pojmovnik2.aspx#cezmejne4>
10. Direktiva 2003/54/ES evropskega parlamenta in sveta o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/ES (2003) . *Uradni list Evropske unije*. (L 176/37, 15.7.2003). Najdeno dne 4.2.2010 na spletnem naslovu <http://translate.google.si/translate?hl=sl&langpair=en%7Csl&u=http://eur-lex.europa.eu/en/legis/latest/chap1230.htm>
11. *ENTSO-E Grid Map*. Najdeno 21.2.2010 na spletnem naslovu <http://www.entsoe.eu/index.php?id=77>.
12. ETSO Scheduling System (ESS).(2003). Implementation Guide. Version 2. Release 3. Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu <http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/ess-guide-v2r3.pdf>
13. *EU dokončno formalno sprejela tretji energetskei sveženj*. Najdeno 11.5.2010 na spletnem naslovu <http://www.evropa.gov.si/si/vsebina/novica/news/eu-dokoncno-formalno-sprejela-tretji-energetski-svezenj/>
14. European Energy Exchange (EEX). Company and products. Najdeno dne 12.5.2010 na spletnem naslovu http://www.eex.com/en/document/72732/E_Company_2010.pdf
15. EuroPEX (2006). EuroPEX Position Paper on Cross-Border Congestion Management and Market Coupling. Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu <http://www.europex.org/default.asp?kaj=documents&id=203>
16. EuroPEX (2007). EuroPEX presentation. Florence: 14th Florence Forum. Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu http://www.borzen.si/dl/EuroPEX_presentation_FF14.pdf
17. EuroPEX. (2003). Using Implicit Auction to Manage Cross-Border Congestion: Decentralised Market Coupling. Florence: Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum. Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_10/congestion/europex_forum_paper.pdf
18. Fabrizio K.R., Rose N.L. & Wolfram C.D. (2007). Do Markets Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on U.S. Electric Generation Efficiency. *American Economic Review*, 97 (4), 1250-1277.
19. *Feasibility Study: Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE. Summary of Investigations and Conclusions* (2008). Brussels: UCTE IPSUPS Study. Najdeno 4.2.2010 na spletnem naslovu http://www.ucteipsups.org/Pdf/Download/englisch/UCTE-IPSUPS_SoIaC_glossy_print.pdf

20. Fernandez-Menendez, F., Vitoriano, B. & Barquin, J. *Cross-border electricity trading modelling: a market equilibrium approach*. Madrid: Instituto de Investigacion Technologica (IIT). Universidad Pontificia de Comillas de Madrid.
21. Gence-Creux C. (2010). ERGEG Benchmarking report on long term transmission rights. Amsterdam: EMART 2010.
22. Geoff Dutton & Matthew Page (2008). The Prospects for Electricity and Transport Fuels to 2050. V Letcher T. *Future Energy* (str. 347-369). Hardbound: Elsevier.
23. International Energy Outlook 2010. (2010). Washington: Energy Information Administration. Najdeno 5.4.2011 na spletnem naslovu [http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/forecasting/0484\(2010\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/forecasting/0484(2010).pdf)
24. Jamasb T. & Pollitt M. (2005). Electricity Market Reform in the EU: Review of Progress toward Liberalization Integration. *CEPR Working Paper*. 1-34.
25. Kladnik B., Artač G., Štokelj T. & Gubina A. (2010). Opis metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči. *Elektrotehniški vestnik*, 77 (5), 305-312.
26. Klemenc et al. (1999). *Mizica pogrni se in lonček kuhaj*.(str. 68). Ljubljana: Slovenski E-forum, Društvo za energetske ekonomiko in ekologijo.
27. Komisija evropskih skupnosti (2007a). Možnosti za notranji trg s plinom in električno energijo. Bruselj: Sporočilo Komisije Svetu in Evropskemu parlamentu. Najdeno 30.1.2010 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0841:FIN:SL:PDF>
28. Komisija evropskih skupnosti (2007b). Preiskava na podlagi člena 17 Uredbe (ES) št.1/2003 v panogi plina in elektroenergetski panogi (končno poročilo). Bruselj: Sporočilo Komisije. Najdeno 30.1.2010 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0851:FIN:SL:PDF>
29. Kopač J. (2010). Nacionalni energetski program-postopek priprave: Ljubljana: Strateška delavnica Vsebinjenje okoljskega poročila za NEP. Najdeno dne 9.4.2011 na spletnem naslovu http://www.mg.gov.si/fileadmin/mg.gov.si/pageuploads/Energetika/Zelena_knjiga_NEP_2009/NEP_CPVO_Kopac.pdf
30. Laffont J. & Tirole J. (1993). *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*.
31. Landsberg M. Baltic Grid 2025. BALTSO Development Working Group. Najdeno 26.4.2011 na spletnem naslovu <http://www.eees.ee/FAILID/PDFid/Erialapaev111207/Baltic%20grid%202025.pdf>
32. Legal-Standard EFET Contracts and Documentation. *European Federation of Energy Trader*. Najdeno 15.6.2010 na spletnem naslovu http://www.efet.org/Standardisation/Legal_-_Standard_EFET_Contracts_and_Documentation_4838.aspx

33. Lopez-Nicolas A. (2010). The Development of a Target Model for Intraday Market: the AHAG Intraday Trade project. Amsterdam: EMART 2010.
34. Market results. Najdeno na spletnem naslovu <http://www.europex.org/default.asp?kaj=markets>
35. Marquardt T.(2010). Desertec – Challenges on support schemes for Renewable Power from Deserts. Amsterdam: EMART 2010.
36. More Transmission Capacity for European Cross Border Electricity Transactions without Building New Infrastructure: Improving Firmness of Capacity Rights and Maximising Capacity Allocation Using New Regulatory Incentives for Transmission System Operators. *European Federation of Energy Traders. (2006).*
37. *Nacionalni energetska program (predlog).* (2003). Ljubljana: Ministrstvo za okolje, prostor in energijo.(str.38-40). Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu <http://www.energetska-strategija.hr/doc/stdr/ENSTRATSlovenija.pdf>
38. Naloge in pristojnosti Javne agencije RS za energijo na področju električne energije. Najdeno 4.2.2010 na spletnem naslovu http://www.agencija.si/sl/informacija.asp?id_informacija=859&id_meta_type=27&type_informacij=
39. Net production 1975-2007 (UCTE total). Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/statistics/e_production_history.pdf
40. Otter Ruud (2010). Cross border intra-day developments. Amsterdam: EMART 2010.
41. Physical energy flows 2008. Najdeno na spletnem naslovu http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/statistics/e_exchanges.pdf
42. Pirnat R. (2009). Pravna vprašanja prenosa tretjega paketa energetske predpisov EU v slovensko pravo. *Strateško srečanje udeležencev energetskega trga*. Brdo pri Kranju: Prosperia.
43. Pogodba o energetska listini.(1994). *Uradni list Evropskih skupnosti.*(L 380/24, 31.12.1994). Najdeno na spletnem naslovu [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:01:21994A1231\(52\):SL:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:01:21994A1231(52):SL:PDF)
44. Pogodba o ustanovitvi energetske skupnosti (2006). Uradni list Evropske unije (L 198/18, 20.7.2006). Najdeno dne 11.5.2010 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:198:0018:0018:SL:PDF>
45. Pravila za delovanje organiziranega trga z električno energijo. (2009). Uradni list RS. (Št. 98/2009, 4. december 2009). Najdeno dne 5.2.2010 na spletnem naslovu <http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200998&stevilka=4294>

46. Pravilnik o določitvi cen za uporabo elektroenergetskih omrežij in kriterijih za upravičenost stroškov. Uradni list RS. (Št. 30/2001, 26.4.2001). Najdeno na spletnem naslovu <http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200130&stevilka=1845>
47. Predstavitev trgovanja regionalne energetske borze Southpool. Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu <http://www.bsp-southpool.com/Default.aspx?tabid=101>
48. Purchala, K., Meeus, L. & Belmans, R. (2003). Implementation Aspects of Coordinated Auctioning for Congestion Management. *IEEE Transactions on Power Systems*.
49. Questions and Answers on the Third Legislative Package for an Internal EU Gas and Electricity Market (2011). Najdeno dne 9.4.2011 na spletnem naslovu ACER http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME
50. Reinhard Haas et al (2008). Promoting Electricity from Renewable Energy Sources- Lessons Learned from the EU, United States, and Japan. V Sioshansi, F. *Competitive Electricity Markets* (str. 419-468). Hardbound: Elsevier.
51. Seela K.(2010), The Impact of Market Coupling on Forward Markets. Amsterdam: EMART 2010.
52. *Serious shortcomings in the electricity and gas markets*. Najdeno 26.1.2010 na spletnem naslovu <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>
53. Standard International Trade Classification, fourth Revision (2006). Comext. Eurostat. Najdeno 4.2.2010 na spletnem naslovu [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Standard_international_trade_classification_\(SITC\)](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Standard_international_trade_classification_(SITC)).
54. Standard International Trade Classification, third Revision (1988). Comext. Eurostat. Najdeno 4.2.2010 na spletnem naslovu [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Standard_international_trade_classification_\(SITC\)](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Standard_international_trade_classification_(SITC)).
55. Standardna klasifikacija dejavnosti (2002). Ljubljana: Statistični urad Republike Slovenije. Najdeno 5.8.2009 na spletni strani <http://www.stat.si/klasje/klasje.asp>
56. Standardna klasifikacija dejavnosti (2008). Ljubljana: Statistični urad Republike Slovenije. Najdeno 5.8.2009 na spletni strani <http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200817&stevilka=559> in http://www.stat.si/doc/klasif/revizija/Razlike_SKD2008_SKD2002.pdf
57. Statistical Classification of Economic Activities in the European Community, Rev. 1.1 (2002). Eurostat. Najdeno 4.2.2010 na spletnem naslovu http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/nace_rev2/introduction
58. Statistical Classification of Economic Activities in the European Community, Rev. 2 (2007). Eurostat. Najdeno 4.2.2010 na spletnem naslovu http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/nace_rev2/introduction

59. Styles P., Oprea C. (2007). EFET pan-European survey amongst energy traders about market distortions. EFET. Najdeno 5.8.2009 na spletnem naslovu <http://www.efet.org/Default.asp?Menu=67>
60. The Athens Memorandum. (2002). Memorandum of Understanding on the Regional Electricity Market in South East Europe and its Integration into the European Union Internal Electricity Market. Najdeno dne 12.5.2010 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/electricity/south_east/doc/2002_memo_en.pdf
61. Todem Christian (2007): Allokationen in der Energiewirtschaft. Vienna: Verbund APG. Najdeno 5.2.2010 na spletnem naslovu www.wu.ac.at/vw4/regulation/courses/todem.ppt
62. Tornquist J. (2010). Physical and Financial Transmission Rights. Amsterdam: EMART 2010.
63. *Trideset let sinhronnega obratovanja z Evropo.* (str. 36-38). Ljubljana: Elektro Slovenija. 2004
64. Urbančič A. et al (2009). Zelena knjiga za Nacionalni energetski program Slovenije. Ljubljana: Institut Jožef Štefan. Najdeno dne 9.4.2011 na spletnem naslovu http://www.mg.gov.si/si/zakonodaja_in_dokumenti/energetika/pomembni_dokumenti/nacionalni_energetski_program/
65. Uredba (ES) št. 1228/2003 evropskega parlamenta in sveta o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije (2003). *Uradni list Evropske unije.* (L 176/1, 15.7.2003). Najdeno dne 4.2.2010 na spletnem naslovu <http://translate.google.si/translate?hl=sl&langpair=en%7Csl&u=http://eur-lex.europa.eu/en/legis/latest/chap1230.htm>
66. Uredba (ES) št.714/2009 evropskega parlamenta in sveta o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe št. 1228/2003. (2003). *Uradni list Evropske unije.* (L 211/15, 14.8.2009). Najdeno dne 4.2.2010 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:SL:PDF>
67. Vink Alexander (2006). The TLC Experience. Najdeno 5.8.2009 na spletnem naslovu <http://www.issgroup.eu/pdf/energy/2006/Vink-Alexander.pdf>
68. Vinois J (2011). Energy Infrastructure Priorities for 2020 and beyond. Talin: WEC Estonia Conference.
69. Webster W. (2010). Building reliable intraday electricity markets in the EU. Amsterdam: EMART 2010.
70. Zachmann G. (2008): Electricity Wholesale Market Prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*, 30, 1659-1671
71. Žarnić Žiga (2009). *Trade, Institutional Measures and Competitiveness.* Lueven: Kaholieke Universiteit Leuven.

SEZNAM SLIK

<i>Slika 1: Evropska sinhronizirana območja (brez BALTSO)</i>	<i>12</i>
<i>Slika 2: Odprtost trga leta 2004 po državah</i>	<i>17</i>
<i>Slika 3: Borze električne energije, ki so članice EuroPEX.....</i>	<i>23</i>
<i>Slika 4: Gibanja posameznih vrednosti ČPZ.....</i>	<i>28</i>
<i>Slika 5: Neto proizvodnja električne energije UCTE v letu 2007 po trgih in virih</i>	<i>30</i>
<i>Slika 6: Struktura letne proizvodnje električne energije na območju UCTE v obdobju od 1975 do 2008</i>	<i>31</i>
<i>Slika 7 : Letna poraba električne energije v državah UCTE.....</i>	<i>32</i>
<i>Slika 8: Fizična izmenjava električne energije v UCTE</i>	<i>34</i>
<i>Slika 9: Neto energetske bilance po posameznih trgih UCTE v letu 2008</i>	<i>35</i>
<i>Slika 10: Izračun tržnih cen letnih produktov pas za leto 2010 na trgih znotraj UCTE na dan 15.12.2009 [EUR].....</i>	<i>37</i>
<i>Slika 11: Zemljevid tržnih cen letnega produkta pas za leto 2010 na trgih znotraj UCTE na dan 15.12.2009</i>	<i>38</i>
<i>Slika 12: Povprečne dnevne cene električne energije na borzah električne energije v obdobju enega meseca - od 13.4.2010 do 12.5.2010.....</i>	<i>40</i>
<i>Slika 13: Povprečne dnevne cene električne energije na borzah električne energije v obdobju enega leta -od 11.5.2008 do 10.5.2009</i>	<i>40</i>
<i>Slika 14: Vpliv povpraševanja (angl. demand) in ponudbe (angl. supply) v območju A (angl. Area A) in območju B (angl. Area B) na tržne cene (PA in PB) brez vpliva čezmejnega trgovanja</i>	<i>48</i>
<i>Slika 15: Vpliv mednarodne trgovine na spremembe tržnih cen v območjih A in B</i>	<i>49</i>
<i>Slika 16: Neto izvozne krivulje v posameznih območjih A in B.....</i>	<i>49</i>
<i>Slika 17: Krivulja povpraševanja po čezmejnih prenosnih zmogljivostih</i>	<i>50</i>

<i>Slika 18: Izkoriščenost dnevnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti na nizozemsko belgijski meji v obdobju od 1.11.2006 do 7.12.2006</i>	<i>51</i>
<i>Slika 19: Vpliv spajanja trgov na tržne cene električne energije</i>	<i>52</i>
<i>Slika 20: Svetovna neto proizvodnja električne energije po viru, 2007-2035 (v tisoč TWh).....</i>	<i>54</i>
<i>Slika 21: Svetovna neto proizvodnja električne energije iz jedrske energije po regijah v obdobju od 2007 do 2035 (v tisoč TWh).....</i>	<i>55</i>
<i>Slika 22: Neto proizvodnja električne energije skupaj v evropskih članicah OECD ločeno po viru za obdobje od 2007 do 2035 (v tisoč TWh)</i>	<i>56</i>
<i>Slika 23: Emisije toplogrednih plinov v obdobju od 2007 do 2035 ločeno za članice OECD in ostalo svetovno gospodarstvo</i>	<i>58</i>
<i>Slika 24: Razvoj postopkov dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti</i>	<i>59</i>
<i>Slika 25: Spajanje evropskega trga električne energije do leta 2015</i>	<i>59</i>
<i>Slika 26: Model znotrajdnevnega trgovanja.....</i>	<i>61</i>