

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**VPLIV NAČRTOVANEGA DALJNOVODA ITALIJA–ČRNA GORA
NA CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE NA TRGIH JUGOVZHODNE
EVROPE**

Ljubljana, september 2018

MATEJ LENDERO

IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisani Matej Lendero, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtor predloženega dela z naslovom Vpliv načrtovanega daljnovoda Italija–Črna gora na ceno električne energije na trgih jugovzhodne Evrope, pripravljenega v sodelovanju s svetovalcem prof. dr. Matejem Švigeljem,

IZJAVLJAM

1. da sem predloženo delo pripravil samostojno;
2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;
3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam oziroma navajam v besedilu, citirana oziroma povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;
4. da se zavedam, da je plagiatstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;
5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobil vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označil;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnal v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobil soglasje etične komisije;
8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;
9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, neizključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu preko Repozitorija Univerze v Ljubljani;
10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne 03.09. 2018

Podpis študenta: _____

KAZALO

UVOD	1
1 ČEZMEJNO TRGOVANJE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO	3
1.1 Tehnična opredelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti	3
1.2 Alokacijski mehanizmi dodelitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti.....	4
1.2.1 Eksplicitni mehanizmi	5
1.2.2 Implicitni mehanizmi.....	5
2 RAZVOJ ČEZMEJNEGA TRGOVANJA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V DRŽAVAH JV EVROPE IN ITALIJI.....	6
2.1 Razlike med trgi električne energije nacionalnih držav.....	6
2.2 Energetska politika EU o snovanju enotnega trga električne energije.....	7
2.2.1 Zakonodajni okvir enotnega evropskega trga električne energije	8
2.2.2 Projekti skupnega interesa	9
2.2.3 Energetska skupnost	11
2.2.4 Sodelovanje držav prek združenja ENTSO-E za integracijo trga električne energije	12
2.3 PREDSTAVITEV ENERGETSKEGA SEKTORJA ITALIJE IN DRŽAV JV EVROPE	13
2.3.1 Italija.....	14
2.3.2 Slovenija.....	15
2.3.3 Hrvaška.....	15
2.3.4 Madžarska.....	15
2.3.5 Romunija	16
2.3.6 Srbija.....	16
2.3.7 Bolgarija	17
2.3.8 Bosna in Hercegovina.....	17
2.3.9 Črna gora	18
2.3.10 Albanija	18
2.3.11 Makedonija	19
2.3.12 Grčija	19
2.4 Snovanje regionalnih trgov električne energije	19
2.4.1 Spojitev madžarskega in romunskega trga	23

2.4.2	Spojitev italijanskega in slovenskega trga	24
2.4.3	Srednjekontinentalni vzhodni koridor	25
2.4.4	Transbalkanski koridor	27
2.4.5	Projekt 277 – predlog nadgradnje prenosnih zmogljivosti med Bolgarijo in Srbijo	28
2.4.6	Črnomorski koridor	28
2.4.7	Slovensko-madžarski koridor	29
2.5	Povezovanje regionalnih trgov	31
2.5.1	Spojitev slovenskega in avstrijskega trga.....	31
2.5.2	Eksplicitna alokacija ČPZ med avstrijskim in madžarskim trgov	31
2.5.3	Spojitev madžarskega in slovaškega trga.....	31
2.5.4	Načrtovani električni daljnovod med Italijo in Črno goro	32
3	SIMULACIJA VZPOSTAVITVE DALJNOVODA ITALIJA – ČRNA GORA..	34
3.1	Opredelitev referenčnega in simuliranega scenarija.....	34
3.2	Predpostavke simuliranega scenarija	35
3.3	Baza podatkov.....	37
3.4	Izračun simuliranih scenarijev	37
3.4.1	Scenarij 1: Polna razpoložljivost italijansko-črnogorskega daljnovoda	38
3.4.2	Scenarij 2: Polovična razpoložljivost italijansko-črnogorskega daljnovoda..	40
3.4.3	Scenarij 3: Popolna cenovna spojitvev madžarsko-romunskega trga in celotna razpoložljivosti italijansko-črnogorskega daljnovoda	41
4	ANALIZA REZULTATOV SIMULACIJ.....	42
4.1	Primerjava cen električne energije madžarske in romunske borze pred in po simulaciji vzpostavitve podvodnega daljnovoda med Italijo in Črno goro	42
4.2	Analiza dvosmernega trgovanja.....	46
4.3	Primerjava obsega trgovanja na madžarski in romunski borzi pred in po vzpostavitvi italijansko-črnogorskega daljnovoda	48
SKLEP.....		49
LITERATURA IN VIRI.....		52

KAZALO SLIK

Slika 1: Investicije v mednarodna električna omrežja v okviru Projektov skupnega interesa	11
Slika 2: Evropski regijski trgi.....	13
Slika 3: Smeri neto komercialnih tokov električne energije v letu 2016.....	22
Slika 4: Vpliv povečanja obsega ČPZ v JV Evropi na družbeno-ekonomsko korist	34
Slika 5: Agregatne krivulje ponudbe in povpraševanja HUPX in OPCOM borze z dodatnim povpraševanjem v obsegu 1200MWh po realizirani italijanski ceni (CSUD).....	39
Slika 6: Agregatne krivulje ponudbe in povpraševanja HUPX in OPCOM borze z dodatnim povpraševanjem v obsegu 600 MWh po realizirani italijanski ceni (CSUD).....	40
Slika 7: Agregatne krivulje ponudbe in povpraševanja HUPX in OPCOM borze s popolno tržno spojitvijo in dodatnim povpraševanjem v obsegu 1200 MWh po realizirani italijanski ceni	42
Slika 8: Razlika povprečne cene pasovne energije med CSUD ter OPCOM in HUPX ob različnih ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda	45
Slika 9: Povprečna cena urnih blokov v letu 2016 na borzah HUPX, OPCOM in CSUD (GME)	47
Slika 10: Delež rentabilnega izvoza in uvoza na CSUD glede na urni blok v dnevu	48

KAZALO TABEL

Tabela 1: Povprečna cena pasovne energije za dan vnaprej po državah v letu 2016	23
Tabela 2: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi projekta Srednjekontinentalnega vzhodnega koridorja	25
Tabela 3: dejavniki, ki vplivajo na scenarije razvoja energetske politike EU.....	26
Tabela 4: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi projekta transbalkanskega koridorja.....	27
Tabela 5: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi Projekta 277	28
Tabela 6: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi projekta Črnomskega koridorja.....	29
Tabela 7: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi Slovensko-madžarskega koridorja.....	30
Tabela 8: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi italijansko-črnogorskega daljnovoda po vizijah.....	33

Tabela 9: Prikaz cene produktov na borzah HUPX in OPCOM v referenčnem in simuliranem scenariju (1) s polno razpoložljivostjo italijansko-črnogorskega daljnovoda (1200MW)	43
Tabela 10: Prikaz cene produktov na borzah HUPX in OPCOM v referenčnem in simuliranem scenariju (2) s polovično razpoložljivostjo italijansko-črnogorskega daljnovoda (600MW).....	44
Tabela 11: Scenarij 3 - cene produktov na cenovno popolnoma spojenih borzah HUPX in OPCOM v referenčnem in simuliranem scenariju s polno razpoložljivostjo italijansko-črnogorskega daljnovoda (1200MW).....	46
Tabela 12: Skupni obseg sklenjenih poslov na HUPX in OPCOM borzi ob simuliranih scenarijih razpoložljivih ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda v velikosti 600 MW in 1200 MW na mesečnem nivoju	49

SEZNAM KRATIC

ang. – angleško

AAC – Količina že dodeljenih razpoložljivih ČPZ, ki predstavlja količino že oddanega dela razpoložljivih ČPZ med dvema elektroenergetskima sistemoma, tj. dela celotnih ČPZ, ki je namenjen za nadaljnjo komercialno rabo oziroma prodajo na trgu (ang. *Already Allocated Transfer Capacity*).

ACER – Evropska agencija za sodelovanje energetske regulatorjev (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)

AGEN RS – Javna agencija Republike Slovenije za energijo

ATC – Količina razpoložljivih ČPZ, ki predstavlja količino neoddanega dela razpoložljivih ČPZ, tj. dela celotnih ČPZ, ki je namenjen komercialni rabi oz. prodaji na trgu (ang. *Available Transfer Capacity*).

CSUD – Centralno-južno območje v italijanskem prenosnem omrežju, ki dosega svojo ceno na borzi GME.

ČPZ – Čezmejna prenosna zmogljivost

EK – Evropska komisija

ENTSO-E – Evropska mreža operaterjev prenosnih sistemov za elektriko (ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

EU – (ang. European Union); Evropska unija

GME – Italijanska borza električne energije (ita. *Gestore dei Mercati Energetici*)

HUPX – Madžarska borza električne energije (ang. *Hungarian Power exchange*)

NTC – Vsa količina razpoložljivih ČPZ, ki je namenjena komercialni rabi oz. prodaji na trgu (ang. *Net Transfer Capacity*).

OPCOM – Romunska borza z električno energijo (rom. *Operatorul Pieței de Energie Electrică*)

PSI – Projekti skupnega interesa

TERNA – Italijanski sistemski operater (ita. *Terna Rete Elettrica Nazionale*)

Wh – izpeljana fizikalna enota za količino energije

UVOD

Ob koncu prejšnjega stoletja se je v Evropi začel proces liberalizacije trgov z električno energijo. Pred tem je z električno energijo upravljalo monopolno podjetje, običajno v državni lasti, v vlogi proizvajalca, distributerja, ponudnika in upravljalca prenosnega omrežja (Mijot, 2009). Usmeritve evropskih institucij so bile zadane s ciljem vzpostavitve konkurenčnih trgov, prednosti slednjih pa so kmalu prepoznale tudi preostale države, ki sicer niso članice EU, a so zaradi svoje geografske lege lahko izkoristile prednosti, ki jih prinaša odprtje trga z električno energijo. Liberalizacija trgov za končnega odjemalca pomeni, da lahko sam izbira dobavitelja električne energije, slednji pa ima možnost prostega dostopa do prenosnega omrežja. Odprtje trga z električno energijo bi v končni fazi privedlo do nižjih cen električne energije, kar bi posledično znižalo stroške odjemalcev in povečalo družbeno blaginjo. Nižje cene električne energije bi gospodarstvu izboljšale konkurenčnost (Hrovatin & Zorić, 2011). Čezmejno trgovanje z električno energijo, ki se je močno povečalo kot posledica liberalizacije trgov, tako izkorišča priložnosti, ki jih ponuja mednarodni energetski trg. Tržni udeleženci poskušajo svojo pozicijo čim bolj dobičkonosno zapreti. Udeleženci s presežkom energije jo želijo čim dražje prodati, udeleženci s primanjkljajem pa čim ceneje kupiti. Tovrstni tržni mehanizem omogoča, da se ustvari tržno ravnovesje skozi širok nabor prenosnih omrežij oz. držav (Antweiler, 2014). Prenosna električna omrežja, ki so bila sprva zgrajena zgolj za zagotavljanje domačih potreb po električni energiji, so se z leti nadgradila in ustvarila močan mednarodni preplet električnih omrežij, kjer se prek tržnega mehanizma določa izmenjava energije med nacionalnimi omrežji. Kljub sprejetim direktivam EU o enotnem trgu električne energije še vedno prihaja do razlik v cenah električne energije med državami EU, saj so bile nacionalne reforme implementirane v različnih obdobjih in glede na posebnosti svojega trga (Mijot, 2009). Prav tako v JV Evropi pri čezmejnem trgovanju sodelujejo tudi nečlanice EU, ki v mnogih primerih nimajo spodbude za reformo svoje elektroenergetske politike, saj jih EU direktive ne zavezujejo (Wallace, Pollack & Young, 2015).

Z namenom tržne integracije trgov električne energije je Evropska komisija (EK) v začetku leta 2015 odobrila projekt izgradnje podvodnega električnega daljnovoda med Italijo in Črno goro, ki bi omogočil nadaljnjo cenovno konvergenco med trgi električne energije JV Evrope in Italije. Zaradi pričakovanih učinkov na trge električne energije v EU je bil projekt uvrščen tudi na seznam projektov skupnega interesa.

Italija je kot četrti največji porabnik električne energije v EU v letu 2016 porabila 310,2 TWh električne energije. Od tega je 12 % oz. 37,1 TWh električne energije neto uvozila iz sosednjih trgov prek implicitnih (Francija, Avstrija in Slovenija) in eksplicitnih (Švica in Grčija) tržnih mehanizmov. Domača proizvodnja električne energije je sestavljena iz termo proizvodnje (60 %), hidro proizvodnje (17 %), vetrne in sončne energije (14 %), geotermalne proizvodnje in biomase (9 %).

Črna gora je ena najmanjših potrošnic električne energije v JV Evropi. V letu 2016 je povpraševanje po električni energiji znašalo 3,4 TWh, od tega so jo 0,5 TWh oz. 15 % uvozili s sosednjih trgov (Bosna in Hercegovina, Srbija, Albanija) prek eksplicitnih tržnih mehanizmov. Domača proizvodnja predstavlja večinoma hidro proizvodnjo (73 %) in termo proizvodnjo (27 %). Država se prek Evropske mreže operaterjev prenosnih sistemov za elektriko zavzema za čim večjo integracijo regijskega trga in sodelovanje z državami EU. Črna gora v primeru načrtovanega daljnovoda z Italijo predstavlja eno izmed tranzitnih držav na relaciji med Italijo in preostalimi državami JV Evrope.

Postavitev podvodnega električnega kabla med Italijo in Črno goro s prenosno močjo 1200 MW bo prinesla velike spremembe pri ceni električne energije v regiji JV Evrope. Začetek uporabe daljnovoda je predviden jeseni 2019. Projekt sovpada tudi s projektoma Transbalkanskega koridorja in Srednje kontinentalnega vzhodnega koridorja. Omenjena projekta bosta še utrdila regionalno integracijo trga električne energije v državah JV Evrope, projekt podvodnega kabla pa bo še povečal čezmejno trgovanje slednjih držav z zahodom (ENTSO-E, 2015).

Seveda pa je treba pri čezmejnem trgovanju upoštevati tehnične omejitve. Zaradi slednjih prenosno omrežje ne more omogočiti popolnoma prostega pretoka energije. V kolikor je presežek energije neke države večji od nameščenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti s sosednjimi državami, do izvoza energije ne bo prišlo. Evropske direktive predpostavljajo, da se bo infrastruktura prenosnih omrežij v prihodnosti razvila do te mere, da se bo energija prosto pretakala od držav s presežkom do držav s primanjkljajem, kar bi predstavljalo enoten trg z enotno ceno. V praksi to pomeni nadgradnjo oz. izgradnjo mednarodnih električnih daljnovodov, kar bi integriralo trge električne energije in pripeljalo do cenovne konvergence med temi trgi (Zweifel, Praktiknjo & Erdmann, 2017). Eden izmed teh projektov je tudi že omenjeni podvodni daljnovod Italija–Črna gora, torej projekt med članico in nečlanico EU.

Namen magistrskega dela je preučiti vpliv postavitve podvodnega električnega daljnovoda med Črno goro in Italijo na ceno električne energije v JV državah EU. Infrastrukturalna investicija bo imela precejšnji vpliv na cenovna gibanja na trgih JV Evrope. Opravljena raziskava bi tako lahko predstavila učinke ukrepov za vzpostavitev enotnega trga z električno energijo.

Osnovni cilj dela je predvideti trend cen produktov na organiziranih trgih JV držav članic EU. S pomočjo simulacije bom prikazal gibanje cene štirih trgovanih produktov (pasovna, nizkotarifna, visokotarifna in sončno-pasovna energija), izhajajoč iz krivulj ponudbe in povpraševanja organiziranega trga v letu 2016.

Pri izdelavi magistrskega dela bom za teoretični del uporabil strokovno in znanstveno literaturo in vire (članke, knjige, publikacije različnih avtorjev in institucij). Pri tem bom uporabil metode kvantitativnega raziskovanja in cenovno simulacijo trga.

Magistrsko delo je sestavljeno iz štirih temeljnih poglavij. V prvem delu je predstavljenih nekaj osnov o trgu z električno energijo na debelo. Osredotočil se bom predvsem na čezmejno trgovanje in pojasnil tehnične koncepte. V drugem delu dela bom predstavil politiko liberalizacije trga električne energije za države EU. Izpostavljene bodo predvsem energetske politike držav JV Evrope in predstavljeni razvojni načrti za države nečlanice, ki prav tako sodelujejo pri čezmejnem trgovanju. Zadnja dva dela bosta vsebovala tržno simulacijo načrtovanega daljnovoda in analizo vpliva na ceno električne energije v JV državah EU.

1 ČEZMEJNO TRGOVANJE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

Čezmejno trgovanje z električno energijo se v primerjavi s klasično mednarodno trgovino precej razlikuje in ima tehnične posebnosti. Energija se trguje pretežno na relativno krajših razdaljah med sosednjimi državami, ki imajo med sabo integrirano električno prenosno omrežje. Značilnost čezmejnega trgovanja z električno energijo je tudi pogost pojav dvosmernega trgovanja. Za državo to pomeni, da je lahko skozi leto, mesec ali dan tako uvoznica kot tudi izvoznica električne energije (EICom, 2017). Posebnosti proizvodnje in prenosa električne energije tako omejujejo uporabnost konvencionalnih ekonomskih modelov za mednarodno menjavo. Za razliko od ostalega tržnega blaga električne energije ni mogoče shranjevati v omembe vredni količini. Priti mora do takojšnje izenačitve ponudbe in povpraševanja po energiji. V zaprtem gospodarstvu bi to pomenilo, da mora v državi obstajati dovolj presežnih proizvodnih rezerv, ki bi zadostile največjo porabo v nihajočem povpraševanju po električni energiji (Zachmann, 2008). Z mednarodnim trgovanjem se potreba po presežnih proizvodnih rezervah zmanjša, hkrati pa lahko pride do uvoza energije iz sosednjih držav, ki imajo v tistem trenutku primerjalno prednost v proizvodnji električne energije zaradi relativno cenejših virov. Glavni dejavnik pri čezmejnem trgovanju z električno energijo so tako nepredvidljive spremembe na strani povpraševanja po energiji, združene s pogosto konveksnostjo proizvodnih stroškov elektrarn v določeni državi (Antweiler, 2014). Pretok električne energije med državami omogočajo visokonapetostna prenosna omrežja. Hkrati ta predstavljajo tehnično omejitev, saj ne omogočajo neomejenega pretoka energije. Zaradi omejenih prenosnih zmogljivosti omrežja prihaja zato do cenovnih razlik na trgu električne energije med državami (Jacottet, 2012).

1.1 Tehnična opredelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti

»Čezmejne prenosne zmogljivosti (v nadaljevanju ČPZ) predstavljajo tehnično zmogljivost daljnovodnih povezav med sosednjima elektroenergetskima sistemoma, ki je namenjena komercialni uporabi« (Predovnik, 2014, str. 3). Alokacija ČPZ ima zelo pomembno vlogo pri trgovanju z električno energijo in pri vzdrževanju operativne varnosti elektroenergetskih sistemov v tržnih pogojih (HOPS, 2017). ČPZ je definirana na podlagi fizikalne mere moči, izražene kot MW. Količino ČPZ določita sistemska operaterja prenosnega omrežja sosednjih

držav, pri tem pa morata upoštevati merila zagotavljanja zanesljivosti obratovanja prenosnega omrežja (ELES, 2012).

Pri čezmejnem trgovanju si morajo tržni udeleženci najprej zagotoviti pravico do uporabe določene količine ČPZ. Slednje se dodeljujejo na avkcijski način za različna časovna obdobja. Lahko gre za letne, mesečne, tedenske ali dnevne. Enotni način dodeljevanja in plačila ČPZ v EU ureja Uredba 714/2009. V večini držav EU in v državah JV Evrope poteka tehnični izračun ČPZ prek modela usklajene neto prenosne zmogljivosti (NTC) (Černigoj, 2016). Upravljalca prenosnega omrežja dveh sosednjih držav določita neto prenosno zmogljivost glede na tehnične značilnosti za določeno obdobje. To je celotna količina razpoložljivih ČPZ, ki je v določenem obdobju med sosednjima elektroenergetskima sistemoma predvidena za komercialno rabo (Predovnik, 2014). Količina NTC je definirana kot razlika med celotno prenosno zmogljivostjo med dvema sosednjima elektroenergetskima omrežjema in zanesljivostno prenosno zmogljivostjo. Slednjo definira sistemski operater in vključuje napovedane nenačrtovane tokove električne energije in negotovosti, ki nastanejo pri izračunih le-teh (ACER, 2015). Model NTC izračunava fizični pretok električne energije med sosednjima elektroenergetskima omrežjema, ne upošteva pa fizičnih pretokov, ki so posledica komercialnih izmenjav med omenjenima omrežjema. S tem se pojavi problem zančnih tokov moči, zato je tovrstni model za izračun ČPZ primeren le za preprosta oz. manj obremenjena omrežja, medtem ko je za dodelitev ČPZ v bolj obremenjenih omrežjih primeren model spajanja trgov na podlagi pretokov moči (ang. *Flow based market coupling*) (Kladnik, Artač, Štokelj & Gubina, 2010).

Del količine NTC, ki ni bila dodeljen na avkciji z daljšim časovnim horizontom, se lahko kasneje dodeli še za krajše horizonte. Tako se npr. del celotnega NTC dodeli na letnih avkcijah, preostanek pa se lahko dodeli na dnevnih avkcijah (ATC). Preostanek razpoložljivih ČPZ (ATC) lahko izračunamo kot razliko med NTC in že dodeljenimi razpoložljivimi ČPZ (v nadaljevanju AAC) (Cramton, 2017).

1.2 Alokacijski mehanizmi dodelitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Dodelitev ČPZ lahko ločimo na tržno in netržno. Med netržni metodi uvrščamo način dodelitve »kdor prvi pride, prvi vzame« in dodelitev po načelu »sorazmernosti«. Pri netržni dodelitvi ČPZ udeleženci za pravico uporabe ne plačajo in se ne vzpostavi nikakršen cenovni signal, ki bi lahko opredelil vrednost teh ČPZ. Zaradi ekonomske neučinkovitosti je z Uredbo 1228/2003 tovrstna dodelitev znotraj EU prepovedana (Zachmann, 2008). Prav nasprotno deluje tržna metoda dodelitve, kjer tržni udeleženci prek cenovne licitacije na avkcijah pridobijo razpoložljive količine ČPZ. Slednji način dodelitve ČPZ je prisoten že v večini razvitih držav, izhajajoč iz Uredbe 714/2009. To je zavezujoče za vse države članice EU, prav tako so tržni način dodelitve sprejele tudi vse članice Energetske skupnosti. Dodelitev prek tržnih metod za vse udeležence zagotavljajo cenovne signale o dodeljenih ČPZ (Parisio & Bosco, 2008).

V današnjih razmerah so večinoma vse razpoložljive ČPZ dodeljene prek tržnih mehanizmov. Njihova količina je fiksirana, določi se glede na tehnične specifikacije elektroenergetskega omrežja, ponudbena krivulja pa je praviloma popolnoma neelastična. Kadar povpraševanje ne preseže ponudbe razpoložljivih ČPZ, se slednje med udeležence avkcije alocirajo brezplačno. Kadar pa povpraševanje preseže ponudbo razpoložljivih ČPZ, se formira tržna cena (Predovnik, 2014).

Pri tržnih metodah dodelitve razpoložljivih ČPZ govorimo o implicitnih in eksplicitnih avkcijah. Razpoložljive ČPZ lahko v okviru eksplicitnih avkcij upravljalci prenosnega omrežja dodelijo samostojno ali prek avkcijskih pisarn. Slednje nastanejo kot skupno podjetje, ki ga ustanovijo upravljalci prenosnih omrežij z namenom poenostavitve in poenotenja tržnih pravil in izvedbe avkcij za dodelitev ČPZ na več mejah hkrati. Glavna razlika med implicitnimi in eksplicitnimi avkcijami razpoložljivih ČPZ je v načinu izvedbe (Predovnik, 2014).

1.2.1 Eksplicitni mehanizmi

Pri eksplicitnih avkcijah se energetski posel nakupa in prodaje med dvema državama sklene ločeno od posla za pridobitev razpoložljivih ČPZ. V praksi to pomeni, da mora tržni udeleženec na avkciji upravljalcev prenosnega omrežja najprej pridobiti pravico za koriščenje količin razpoložljivih ČPZ, šele nato lahko dejansko sklene čezmejni posel. Ker se proces odvija v dveh korakih, je možna odločitev tržnega udeleženca, da kljub pridobljenim pravicam za koriščenje ČPZ čezmejnega posla ne bo sklenil in lahko z omenjeno pravico trguje na sekundarnem trgu z ostalimi tržnimi udeleženci ali jo vrne upravljalcu prenosnega omrežja. Pridobljene razpoložljive ČPZ imetniku predstavljajo pravico do uporabe, slednja pa postane zavezujoča z najavo voznih redov vpletenim upravljalcem prenosnega omrežja v naprej predpisanem časovnem roku. V primeru, da tržni udeleženec pridobljeno količino ČPZ vrne upravljalcu prenosnega omrežja, ima slednji dve možnosti obravnave, ki pa morata biti predpisani. Lahko deluje po načelu »uporabi ali prodaj«, lahko pa deluje po načelu »uporabi ali izgubi«. Pri prvem načelu lastnik vrne pridobljene razpoložljive ČPZ upravljalcu prenosnega omrežja, ta pa ji poskuša prodati na avkciji krajšega obdobja. Iztržen znesek razpoložljivih ČPZ nato dobi prvotni lastnik. Pri načelu »uporabi ali izgubi« pa so količine razpoložljivih ČPZ v primeru neizkoriščenosti oz. v kolikor se njihove uporabe ne najavi do predpisanega roka, vrnjene upravljalcu prenosnega omrežja, ki jih nato lahko ponudi na avkcijah krajšega obdobja, prvotni lastnik pa za to ni denarno kompenziran (Predovnik & Švigelj, 2016).

1.2.2 Implicitni mehanizmi

Druga tržna metoda dodelitve razpoložljivih ČPZ so implicitne avkcije. Njihova značilnost je, da se ponudba razpoložljivih količin ČPZ dodeljuje sočasno z naročilom za nakup ali prodajo na borzi električne energije. Praviloma se trgovanje z električno energijo na borzah

odvija le za dospelje dneva vnaprej, zato se implicitne avkcije izvajajo zgolj za to obdobje. Pri dodeljevanju razpoložljivih ČPZ za daljša obdobja, npr. teden, mesec, leto, se še vedno uporabljajo eksplisitni mehanizmi. V sklopu implicitnega mehanizma sodelujejo sočasno upravljalci prenosnega omrežja in borze. Izvedba mehanizma je mogoča zgolj, v kolikor ima država prisotno borzo električne energije. Upravljalci prenosnih omrežij vpletenih držav najavijo razpoložljive ČPZ med temi državami. Borzna naročila za nakup ali prodajo električne energije z dveh ali več borz se nato agregirajo v združeni knjigi, od koder računalniški algoritem v okviru razpoložljivih ČPZ optimalno uskladi nakupna in prodajna naročila vseh vpletenih borz. Med državami, kjer se uporablja implicitni mehanizem dodelitve razpoložljivih ČPZ, pravimo, da prihaja do tržnega spajanja (Predovnik & Švigelj, 2016).

Tehnična dodelitev ČPZ lahko pri implicitnem mehanizmu poteka prek modela NTC ali prek modela spajanja trgov na podlagi pretokov moči. Uporaba pristopa usklajene neto prenosne zmogljivosti (NTC) je primerna le v regijah, kjer gre za manjšo medsebojno odvisnost prenosne zmogljivosti med trgovalnimi območji in je mogoče dokazati, da pristop, ki temelji na pretokih moči, ne bi zagotovil dodane vrednosti (Kladnik, Artač, Štokelj & Gubina, 2010). V večjih in bolj obremenjenih sistemih, ki so tržno spojeni, se ČPZ izračunava koordinirano za več območij hkrati na podlagi fizičnih pretokov, ki so posledica vseh komercialnih izmenjav v prenosnem omrežju. Proces izračuna ČPZ temelji na maksimiranju cene sprejetih ponudb na borzah, ob hkratnem upoštevanju fizičnih omejitev v sistemu (Černigoj, 2016).

2 RAZVOJ ČEZMEJNEGA TRGOVANJA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V DRŽAVAH JV EVROPE IN ITALIJI

2.1 Razlike med trgi električne energije nacionalnih držav

Skoraj stoletje so se električna omrežja razvijala skoraj izključno skladno z lokalnimi oz. državnimi proizvajalci električne energije. Vse funkcije upravljanja z električno energijo je imelo monopolno podjetje, običajno v državni lasti. To podjetje je bilo hkrati proizvajalec, upravljalac prenosnega omrežja, distributer in ponudnik (Mijot, 2009). V Evropi je fragmentacija trgov električne energije zelo visoka. Ta fragmentacija izhaja iz nacionalnih trgov z omejeno integracijo na čezmejnih nivojih. V 80. letih prejšnjega stoletja je nekaj držav članic EU predlagalo, da se proizvodna in prenosna funkcija v elektrogospodarstvu popolnoma ločita (Zachmann, 2008).

Kljub liberalizaciji trgov električne energije in direktivam EU za integracijo trgov in vzpostavitvi enotnega trga med državami članicami še vedno prihaja do razlike v ceni, saj je proces snovanja dolgotrajen. Prav tako pa ni učinkovitega vrednotenja zamašitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Nosilci sprememb v razvoju elektrogospodarstva so še vedno nacionalne institucije, ki spremembe implementirajo v različnih časovnih okvirih in jih

prilagajajo glede na posebnosti svojega trga. Evropska komisija je za države članice razdelala širok nabor načel za razvoj enotnega trga, a se je v preteklosti že dostikrat izkazal za preveč ohlapnega (Mijot, 2009). Leta 2009 je EU v okviru tretjega zakonodajnega paketa za snovanje enotnega energetskega trga ustanovila Združenje evropskih operaterjev prenosnih omrežij (ENTSO-E), ki svoje smernice in predloge širi še na države, ki niso članice EU. Implementacije reform so v slednjih državah mnogokrat še počasnejše (ACER, 2013).

Razlike v obliki trgov električne energije so se pogostokrat razvile zaradi razlik v geografskih regijah in tudi kot posledica zgodovinskega razvoja pripadajočih monopolnih elektrogospodarskih družb. V večini držav je prišlo do razvoja raznolikega nabora proizvodnih enot električne energije, od fosilnih in nuklearnih elektrarn do obnovljivih virov energije, kar je omogočilo samozadostno pokritost spreminjajočega odjema električne energije (Bhattacharyya, 2011).

2.2 Energetska politika EU o snovanju enotnega trga električne energije

Trgi električne energije so v zadnjih treh desetletjih, zahvaljujoč energetske zakonodaji EU, doživeli precej sprememb. Pretežno je to pomenilo odmik od reguliranega okolja, v katerem so prevladovali monopolisti, do okolja, ki je čedalje bolj konkurenčen. Energetska zakonodaja temelji na zasledovanju ciljnega modela trga, ki bi temeljil na močno integriranem evropskem trgu električne energije s cenovno konvergenco med državami članicami (EPRS, 2016). To bi v praksi pomenilo vzpostavitev energetske unije EU, kjer bi energija prosto pretekala med državami brez kakršnih tehničnih ali regulatornih ovir. Tako bi na trgu dosegli optimalne cene in omogočili, da EU v polni meri doseže potencial energije iz obnovljivih virov, kar je skladno z okoljsko politiko EU.

Ukrepi bi spodbudili tudi učinkovito investiranje v nove proizvodnje enote in izenačili konkurenčne pogoje za različne vire energije. Hkrati pa bi večja integracija prinesla robustnejšo električno omrežje, ki bi se lažje spopadalo z večjimi pričakovanimi ali nepričakovanimi spremembami (Cruciani, 2015).

Liberaliziran notranji energetske trga za elektriko in plin se je v EU oblikoval s pomočjo treh zakonodajnih paketov, ki so bili uvedeni v 90. letih prejšnjega stoletja, leta 2003 in leta 2009. Zakonodajni okvir temelji na ločitvi funkcij proizvodnje, dobave in omrežja. Spodbujali so dostop do trga novim udeležencem in s tem zagotovili konkurenco tako trgu na debelo kot trgu na drobno. Poleg tega se je osnoval mehanizem za regulatorni pregled skozi mednarodno sodelovanje energetske regulatorjev. To je seveda zahtevalo ustanovitev Agencije za sodelovanje energetske regulatorjev (ACER) (Keay, 2013).

2.2.1 Zakonodajni okvir enotnega evropskega trga električne energije

Zametki mednarodnega energetskega sodelovanja v Evropi sežejo vse do leta 1951, ko je bila ustanovljena Evropska skupnost za premog in jeklo, nekaj let kasneje pa še Evropska skupnost za atomsko energijo. Prvi vidnejši ukrepi pri usklajevanju energetske politik med državami so se odvijali po nastopu naftne krize leta 1973, kjer so države poskušale omejiti svojo odvisnost od uvožene nafte in njenih derivatov. Šele s podpisom Maastrichtske pogodbe leta 1992 je prišlo do formalnega panevropskega snovanja enotne energetske politike, ki je zajemala tudi reformo trgov električne energije. Ukrepi so se izvajali v naslednjih dveh desetletjih v okviru treh zakonodajnih paketov (Hrovatin & Zorić, 2011).

Po ugotovitvah Hrovatinove in Zorićeve (2011) je namen treh paketov za odprtje energetskega ciljev predvsem v ustvarjanju močnega in tesno povezanega elektrogospodarstva v EU za doseg zanesljive oskrbe z energijo ob dejstvu, da so države članice močno odvisne od uvoza energentov iz držav izven EU. Z uvajanjem konkurence v elektrogospodarstvu se znižujejo tudi cene električne energije, kar gospodinjstvom in gospodarstvu prinaša nižje izdatke za električno energijo in slednjemu povečuje konkurenčnost v svetovnem merilu. Hkrati se vsi ukrepi sprejemajo tudi z obzirom na doseganje okoljevarstvenih ciljev in jih je EU sprejela z mnogimi podzakonskimi akti.

Prvi paket direktiv za liberalizacijo trga električne energije (Direktiva 96/92/ES) je bil sprejet leta 1996, dve leti kasneje je bil sprejet še paket direktiv za liberalizacijo trga s plinom (Direktiva 98/30/ES). Ker se je Evropska komisija zavedala, da je proces liberalizacije energetskega trga dolgotrajen proces, je želela v direktivah prvega paketa v temeljnih dejavnostih elektrogospodarstva uvesti konkurenco, ki bi se kasneje prenesla še na preostale dejavnosti (Rojko, 2006).

Leta 1998 je bil na pobudo Evropske komisije sestavljen Firenški forum, ki je združeval glavne akterje na trgu električne energije. Na njem so obravnavali teme, ki v evropski direktivi niso bile dovolj podrobno obravnavane. Glavne naloge so bile s področja meril za čezmejno trgovanje, tarifikacije in obvladovanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti (Koprivnikar, 2003).

Drugi paket direktiv za liberalizacijo trga električne energije je bil sprejet leta 2003 (Direktiva 2003/54/ES). Z vidika dodeljevanja ČPZ je bilo najpomembnejše sprejetje Uredbe 1228/2003, kjer se s prvim odstavkom 6. člena sistemskim operaterjem prepoveduje uporaba netržnih metod za dodeljevanja pravic do uporabe razpoložljivih ČPZ (Uredba komisije EU, 1228/2003). Naknadno Evropska komisija leta 2006 z nadgradnjo 2. člena Uredbe 1228/2003 sistemskim operaterjem narekuje, da sta edini sprejemljivi tržni metodi razdelitve ČPZ, eksplicitne in implicitne avkcije (Ur. l. EU, 770/2006).

Več sprememb na trgu električne energije je prinesel tretji paket direktiv za liberalizacijo trga električne energije. Na predlog Evropske komisije iz leta 2007 sta Evropski parlament

in Svet Evropske unije leta 2009 sprejela Direktivo 2009/72/ES. Omenjena direktiva pokriva pet glavnih področij:

- ločitev lastništva in upravljanja systemskega operaterja od lastništva in upravljanja podjetij v proizvodnji in dobavi; če tovrstno podjetje upravlja tudi dejavnost distribucije, mora podjetje obvezno to dejavnost tudi pravno ločiti od ostalih dejavnosti;
- krepitev neodvisnosti nacionalnih regulatorjev v elektrogospodarstvu;
- ustanovitev Agencije za sodelovanje energetske regulatorjev;
- čezmejno sodelovanje med upravljalci prenosnih omrežij in ustanovitev Združenja evropskih systemskih operaterjev prenosnih omrežij (ENTSO-E);
- povečanje transparentnosti na trgu električne energije na drobno.

Z vidika dodeljevanja ČPZ tržnim udeležencem je EK z Uredbo 714/2009 razveljavila Uredbo 1228/2003 in v drugem odstavku 6. člena od agencije ACER zahtevala izdelavo okvirnih smernic o dodeljevanju ČPZ. Izhajajoč iz 16. člena mora ACER zagotoviti »nepriustranske tržne metode za dodeljevanje razpoložljivih količin ČPZ, ki dajejo udeležencem na trgu in systemskim operaterjem učinkovite ekonomske signale, podpirajo konkurenco in so primerne za regionalno uporabo ter uporabo v celotni Evropski uniji«. ACER kot ciljno metodo dodelitve ČPZ za dan vnaprej določi implicitno avkcijo, za znotraj dnevno trgovanje določi implicitno sprotno trgovanje, za dodelitev dolgoročnih pravic uporabe razpoložljivih ČPZ pa določi uporabo skupne evropske trgovalne aplikacije (ACER, 2011).

Evropska komisija je novembra 2016 vložila predlog »zimskega svežnja«, s katerim bi ob upoštevanju vseh okoljskih zavez pospešila nadaljnji razvoj trga z električno energijo. »Zimski sveženj« prinaša številne predloge novih direktiv in uredb neposredno s področja trga z električno energijo in s področij, ki so z njim povezana. Ključni cilj svežnja je zagotovitev k potrošniku usmerjenega prehoda na uporabo čiste energije. Z vidika razpolaganja s ČPZ prinaša največjo spremembo predlog uredbe, ki bi meje trgovalnih območij postavil na območjih, kjer dejansko prihaja do fizične prezasedenosti prenosnih poti. Torej trgovalno območje ne bi bilo več nujno določeno glede na nacionalno mejo (ACER, 2017).

2.2.2 Projekti skupnega interesa

Projekti skupnega interesa (v nadaljevanju PSI) predstavljajo ključne infrastrukturne projekte, s poudarkom na čezmejnih projektih, ki povezujejo energetske sisteme držav EU. Namen teh projektov je doseganje evropskih energetske politik in okoljevarstvenih ciljev. V grobem to pomeni poceni, zanesljive in trajnostne energetske vire ter dolgoročno dekarbonizacijo gospodarstva v skladu s Pariškim sporazumom. Evropska komisija vsaki dve leti sestavi nov seznam projektov, prvi je bil objavljen leta 2013 (EPRS, 2016).

Da lahko projekt pridobi status PSI, mora izpolnjevati pet ključnih pogojev:

- imeti znaten vpliv na energetske trge v vsaj dveh državah članicah EU,
- utrditi tržno integracijo in prispevati k integraciji električnih omrežij med državami EU,
- spodbujati konkurenco na energetskih trgih z možnostjo izbire za končne potrošnike,
- zagotavljati zanesljivost oskrbe z energijo iz raznovrstnih virov,
- prispevati k energetskim in okoljevarstvenim ciljem EU z integracijo obnovljivih virov energije.

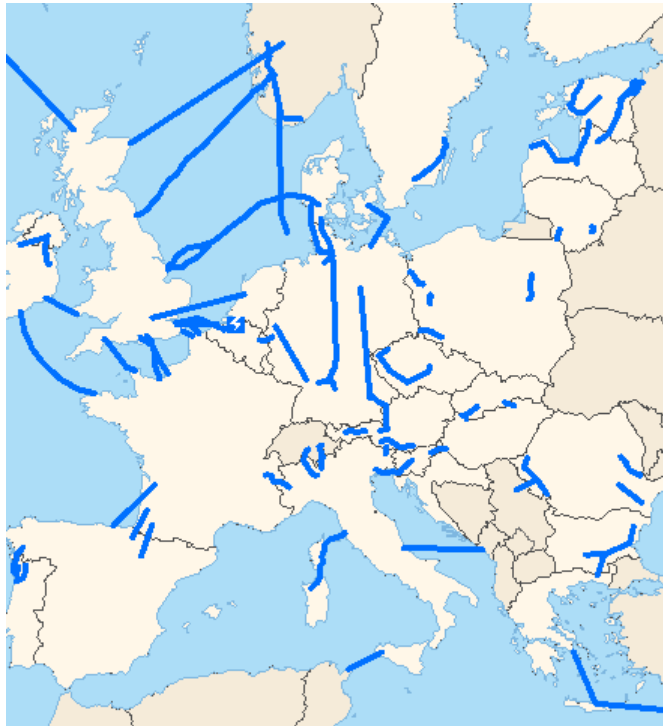
Po navedbah raziskovalne skupine Evropskega parlamenta (2016) se koristi, ki jih prinaša status PSI, izkazujejo predvsem v pospešenem načrtovanju in izdajanju dovoljenj, poenostavljenem procesu pridobivanja dovoljenja, nižjih administrativnih stroškov zaradi uskladitve z okoljevarstveno zakonodajo, večjem sodelovanju javnosti prek posvetovanja in večjem zanimanju investitorjev. Ustreznost projektov ocenjujejo regionalne skupine, ki vključujejo državne predstavnike, Evropsko komisijo, združenje upravljalcev prenosnih omrežij in regulatorne organe, ki vključujejo tudi Agencijo za sodelovanje energetskih regulatorjev (ACER). Naloga slednje je ugotavljanje skladnosti predloženega projekta s kriteriji PSI in ocenjevanje dodane vrednosti za EU. Strokovno mnenje o stanju in prihodnosti infrastrukturnih projektov poda Združenje evropskih operaterjev prenosnih omrežij (ENTSO-E), več o tem je razloženo v poglavju 2.2.4. Pred in med izvedbo projekta potekajo razprave, v katere so vključene tudi lokalne skupnosti in nevladne organizacije.

Projekti imajo tudi pravico do pridobitve sredstev iz programa Connecting Europe facility. Sklad, ki ga je EU ustanovila za spodbujanje razvoja energetske, transportne in digitalne infrastrukture, znaša v finančnem okvirju 2014–2020 približno 5,35 milijarde EUR. Namen teh sredstev je pospešitev izvedbe projektov in privabljanje zasebnih investitorjev.

Za pomoč pri snovanju integriranega energetskega trga v EU je Evropska komisija seznam Projektov skupnega interesa umestila v osem energetske pomembnih koridorjev (Evropska komisija, 2015). Eden izmed teh koridorjev je povezava med srednjevzhodno in jugovzhodno Evropo. Podrobnosti o regionalnih in medregionalnih projektih so predstavljene v poglavjih 2.4 in 2.5.

Na Sliki 1 so prikazani projekti, ki se odvijajo ali so načrtovani v okviru PSI. Gre za postavitve in nadgradnje daljnovidov tako med članicami kot nečlanicami EU. V določenih primerih se investicije odvijajo znotraj posamezne države in posredno vplivajo na mednarodno izmenjavo električne energije. Na seznam PSI je uvrščen tudi italijansko-črnogorski daljnovod, saj evropski regulatorji predvidevajo, da bo imel močan vpliv na trge električne energije v državah JV Evrope.

Slika 1: Investicije v mednarodna električna omrežja v okviru projektov skupnega interesa



Vir: Evropska komisija (2017).

2.2.3 Energetska skupnost

Energetska skupnost je mednarodna organizacija, ki je bila vzpostavljena med EU in tretjimi državami z namenom razširitve enotnega energetskega trga EU na trge JV Evrope. Pogodba je bila podpisana 1. oktobra 2005 in stopila v veljavo 1. julija 2006. Trenutno članstvo organizacije sestavljajo: EU, Albanija, Bosna in Hercegovina, Kosovo, Makedonija, Črna gora, Srbija, Ukrajina, Gruzija in Moldavija. Turčija ima status opazovalke. S podpisom pogodbe se države zavezujejo, da bodo njihove reforme nacionalnih elektro gospodarstev potekale v skladu z energetske politiko EU. To pomeni predvsem vzpostavljanje regulatornega okvirja in liberalizacijo energetskih trgov. Najvišjo odločevalno funkcijo v organizaciji ima Ministrski svet, ki je sestavljen iz enega predstavnika vsake udeležene države in dveh predstavnikov EU (Karova, 2010).

Glavni cilji pogodbe o Energetski skupnosti so:

- vzpostavitev stabilnega regulatornega in tržnega okvirja, ki bi privabljal nove investicije v proizvodnje električne energije in razvoj omrežja;
- razvoj integriranega energetskega trga, ki omogoča čezmejno trgovanje z energijo in integracijo s trgi EU;
- doseči najvišjo stopnjo varnosti oskrbe z električno energijo;

- delovati v skladu z okoljsko politiko EU in spodbujati obnovljive vire energije ter energetska učinkovitost;
- na regionalnem nivoju razviti konkurenco in izkoriščati ekonomije obsega.

Med nalogami Evropske skupnosti je tudi implementacija politike dodelitve ČPZ v skladu z EU direktivo 2009/72/EC in Uredbo EK 714/2009, ki med članicami Evropske skupnosti zagotavlja dodelitev ČPZ prek modela NTC v okviru eksplicitne tržne avkcije.

2.2.4 Sodelovanje držav prek združenja ENTSO-E za integracijo trga električne energije

Združenje evropskih sistemskih operaterjev prenosnih omrežij ENTSO-E predstavlja upravljalce prenosnih omrežij iz 36 evropskih držav in tako deluje tudi izven meja držav EU. ENTSO-E je bil ustanovljen v okviru Tretjega paketa EU direktiv za enotni energetski trg leta 2009 z namenom integracije tako znotraj kot tudi izven EU. Med glavnimi cilji je tudi vključitev obnovljivih virov v energetske sisteme, kar je skladno z evropsko okoljevarstveno politiko. Člani združenja, tj. upravjalci prenosnih omrežij, so odgovorni za razvoj in nemoteno delovanje visokonapetostnega električnega omrežja. Dostop do njega morajo zagotoviti vsem tržnim udeležencem (proizvajalcem električne energije, trgovalcem, dobaviteljem, distributerjem in končnim odjemalcem) skladno z nediskriminatornimi in transparentnimi pravili.

Uredba Evropske komisije št. 714/2009 določa naloge in odgovornosti združenja s poudarkom na razvoju infrastrukture prenosnih omrežij znotraj ter med državami, saj bo le na ta način v prihodnosti mogoče med temi državami imeti popolnoma prost pretok električne energije. Skladno s tem je združenje zadolženo za sestavljanje desetletnih načrtov za razvoj omrežja (ang. *Ten-year network development plan – TYNDP*). Prvi načrt je bil sestavljen leta 2010, posodobljen načrt pa se izda vsaki dve leti. Z uredbo Evropske komisije 347/2013 (EC) o smernicah za transevropsko infrastrukturo so desetletni načrti za razvoj omrežja postali strokovna osnova za izbor Projektov skupnega interesa, predstavljenih v poglavju 2.2.2. Združenje je prav tako zadolženo za razvoj metodologije stroškov in koristi za ocenjevanje smotrnosti infrastrukturnih projektov prenosnih omrežij. Združenje razvija metodologijo z ostalimi deležniki, sprejme pa jo Evropska komisija, ki nato projekte ocenjuje glede na družbeno-ekonomske koristi in okoljevarstvene kriterije (ENTSO-E, 2015).

Ena izmed nalog združenja je tudi izdelava sezonskih scenarijskih napovedi proizvodnje električne energije in dolgoročnih napovedi ustreznosti energetskega sistema. Sezonske scenarijske napovedi proizvodnje ocenjuje zadostnost proizvodnih kapacitet v državi za pokritje povpraševanja in poudarja možnosti za uravnovešanje energetskega sistema prek sosednjih držav. Dolgoročne napovedi o ustreznosti energetskega sistema so namenjene predvsem investicijskim odločitvam (ENTSO-E, 2015).

2.3 PREDSTAVITEV ENERGETSKEGA SEKTORJA ITALIJE IN DRŽAV JUGOVZHODNE EVROPE

Združenje ENTSO-E deli države članice glede na geografske ali strukturne značilnosti države na šest regijskih skupin. Razdelitev skupin je prikazana na Sliki 2, iz katere je razvidno, da regije niso definirane zelo dosledno na državnih mejah, saj lahko ima elektrogospodarstvo neke države mnogo značilnosti sosednjih regij, te države so pod močnim vplivom obeh elektroenergetskih regij. V magistrskem delu se osredotočam na skupino držav, ki jih ENTSO-E klasificira kot kontinentalno jugovzhodno regijo. V to skupino držav spadajo: Slovenija, Hrvaška, Madžarska, Romunija, Bosna in Hercegovina, Srbija, Črna gora, Albanija, Makedonija, Bolgarija, Grčija in Italija. Italijo, Slovenijo, Hrvaško, Madžarsko in Romunijo lahko zaradi strukturnih in geografskih značilnosti uvrščamo tudi v druge regije. Značilnost te podskupine držav je, da z izjemo Hrvaške predstavljajo tudi stičišče z ostalimi regijami, kjer prihaja do največjih zamašitev pretoka električne energije. Slovenija npr. predstavlja stičišče treh regij: jugovzhodne, srednjevzhodne in srednjejužne regije. Podrobnosti o medregionalnih zamašitvah pretoka električne energije so opisane v poglavju 2.5.

Slika 2: Evropski regijski trgi



Vir: ENTSO-E (2015h)

Glede na klasifikacijo ENTSO-E obsega skupino držav, sestavljeno iz članic in nečlanic EU. Omeniti je treba, da je veliko teh držav sodelovalo že v preteklosti, saj so bile del Jugoslavije

ali del vzhodnega bloka. Tako je bila v veliko primerih električna infrastruktura za medsosedsko izmenjavo energije že vzpostavljena. Zaradi strnjenege geografskega območja so te države deležne tudi podobnih vremenskih, hidroloških in ostalih naravnih dejavnikov, ki vplivajo na ponudbo in povpraševanje električne energije. Kljub temu še vedno obstajajo slabe infrastrukturne povezave med nekaterimi državami, kar povzroča nepredvidljivo trgovanje z električno energijo (AGEN RS, 2017). Načeloma, v kolikor iz te skupine dvanajstih držav izločimo Italijo, Grčijo in Albanijo, kjer je leta 2016 v 70 % primerov prišlo do zamašitev ČPZ, dobimo skupek držav, ki imajo pri medsebojnem čezmejnem trgovanju z električno energijo relativno majhen delež zamašitev v pretoku električne energije. To pomeni, da med temi državami v večini primerov ni večjih razlik v ceni na trgu električne energije in so glede na svojo geografsko lego primerne za regionalno povezovanje (ENTSO-E, 2015h).

2.3.1 Italija

Italija je kot četrti največji porabnik električne energije v EU v letu 2016 porabila 310,3 TWh električne energije, kar je približno enako porabi celotne JV Evrope. Od tega je 12 % oz. 37,2 TWh električne energije neto uvozila s sosednjih trgov prek implicitnih (Francija, Avstrija in Slovenija) in eksplicitnih (Švica in Grčija) tržnih mehanizmov. Domača proizvodnja električne energije je bila v letu 2016 sestavljena iz termo proizvodnje (60 %), hidro proizvodnje (17 %), proizvodnje iz vetrne in sončne energije (14 %), geotermalne proizvodnje in biomase (9 %) (Terna, 2017).

Italijanski elektroenergetski sektor, do takrat pretežno v zasebni lasti, so leta 1962 nacionalizirali z ustanovitvijo državnega podjetja ENEL, ki je dobilo monopol nad proizvodnjo, prenosom in distribucijo električne energije. Italija je sledila predvsem vsesplošni tendenci za nacionalizacijo tega sektorja po 2. svetovni vojni, saj so podobno storila tudi vsa ostala večja gospodarstva v Evropi. Liberalizacija in privatizacija elektroenergetskega sektorja sta se začeli šele leta 1996 s sprejetjem EU direktive 96/92/EC za ločitev proizvodnje in prenosne funkcije monopolnega podjetja. Leta 1999 je italijanski parlament sprejel odlok 79/1999, s katerim se je ustanovilo novo podjetje Terna, ki je dobilo funkcijo upravljalca italijanskega prenosnega omrežja (Terna, 2017).

Zaradi drage oz. nezadostne domače proizvodnje je Italija skozi leta razvila močno infrastrukturo čezmejnih električnih daljnovodov. Na francoski meji so zgradili štiri, na švicarski dvanajst, na avstrijski enega, na slovenski dva, prav tako pa so vzpostavili en podvodni daljnovod z Grčijo. Trenutno je v izgradnji še en podvodni daljnovod, ki bo Italijo povezoval s Črno goro. V letu 2016 je Italija največ (51,5 %) električne energije uvozila iz Švice, nekaj več kot 37 % celotnega italijanskega izvoza pa je šlo v Grčijo. Izvaža se večinoma sončno-trapezni produkt, saj ima država relativno veliko nameščenih sončnih elektrarn (IEA, 2017).

2.3.2 Slovenija

Slovenija je v primerjavi s svojo zahodno sosedo dosti manjši porabnik električne energije. V letu 2016 je porabila 14,2 TWh električne energije. Od tega je 12 % električne energije neto uvozila iz sosednjih držav. Slovenija čezmejne prenosne zmogljivosti na italijanski in avstrijski meji alocira prek implicitnih avkcij tj. spojitve trga, na hrvaški meji pa prek eksplicitnih avkcij. Na madžarski meji daljnovod še ne obratuje.

Največje zamašitve komercialnih tokov so se v letu 2016 dogajale na avstrijski in italijanski meji. V tem letu je povprečna cena pasovne energije za dan vnaprej v Avstriji znašala 28,98 EUR/MWh, medtem ko je v Sloveniji znašala 35,56 EUR/MWh, kar je povzročilo veliko težnjo po uvozu avstrijske energije. Nasprotno se je dogajalo na italijanski meji, saj je povprečna cena pasovne energije v Italiji (območje NORD) znašala 42,67 EUR/MWh, kar je povzročilo težnjo po izvozu v Italijo (AGEN RS, 2017).

Približno 30 % proizvedene elektrike je v letu 2016 prišlo iz nuklearne elektrarne Krško, 36 % iz termoelektrarn, 34 % pa iz obnovljivih virov. Skoraj 90 % vseh obnovljivih virov predstavlja proizvodnja iz hidroelektrarn, za preostanek poskrbita sončna energija in biomasa (AGEN RS, 2017).

2.3.3 Hrvaška

Hrvaška letna poraba električne energije je v letu 2016 znašala 16,8 TWh. V istem letu je bila neto uvoznica, saj je uvozila 37,8 % vse porabljene energije. Pri tem je treba izpostaviti, da ta uvoz vključuje tudi energijo, proizvedeno v nuklearni elektrarni Krško, kjer ima Hrvaška pravico za prevzem polovico proizvedene energije. Hrvaške elektrarne so proizvedle 56,9 % električne energije iz hidroelektrarn, 34,7 % iz termoelektrarn in 8,4 % iz vetrnih elektrarn.

Približno 40 % celotne uvožene električne energije je prišlo iz Madžarske, enak delež uvožene energije je prišel iz Bosne in Hercegovine, preostalih 20 % je Hrvaška uvozila iz Srbije. V letu 2016 je Hrvaška v Slovenijo neto izvozila 1,9 TWh električne energije. Čezmejne prenosne zmogljivosti se na vseh štirih mejah (slovenski, madžarski, srbski in bosanski) alocirajo prek eksplicitnih mehanizmov (HOPS, 2017).

2.3.4 Madžarska

Madžarska je ena izmed držav z najvišjim deležem (51 %) energije, proizvedene v jedrskih elektrarnah. Okoli 38 % se je proizvede v termoelektrarnah, polovico od teh je plinskih. Država ima relativno skromen delež obnovljivih virov (11 %), večinski delež teh pa predstavlja proizvodnja iz biogoriv.

Madžarska je v letu 2016 potrošila 36,2 TWh električne energije in je bila neto uvoznica energije, saj je za pokritje potreb po električni energiji uvozila 31 % vse porabljene energije. Nekaj manj kot polovico vse uvožene električne energije je prišlo iz Slovaške, 75 % izvožene energije pa je šlo na Hrvaško. Čezmejne prenosne zmogljivosti se na romunski in slovaški meji alocirajo prek implicitnih mehanizmov, na srbski, hrvaški in avstrijski pa prek eksplicitnih. Na ukrajinski meji se prenosne zmogljivosti alocirajo prek netržnih mehanizmov. Električnega daljnovoda med Slovenijo in Madžarsko trenutno še ni, v začetku leta 2018 je projekt v fazi pridobivanja gradbenih dovoljenj (IEA, 2017).

2.3.5 Romunija

Romunija je v letu 2016 proizvedla 60,7 TWh električne energije. Poraba je v tem obdobju znašala 55,6 TWh, kar pomeni, da je država izvozila 5,1 TWh električne energije. Nekaj več kot 43 % izvozne energije se je pretočilo v Srbijo (IEA, 2017). Romunija ima znatne zaloge nafte, plina in premoga, kar precej električne energije pa proizvedejo akumulacijske hidroelektrarne. Kljub veliki zalogi nafte in plina je država še vedno odvisna od uvoza teh surovin iz Rusije in držav EU. Za razbremenitev energetske odvisnosti so konec prejšnjega stoletja zgradili prvi blok jedrske elektrarne Černavoda in nekaj let kasneje kapacitete podvojili z gradnjo drugega bloka (Pachiu & Plugarescu, 2017). V letu 2016 je romunska vlada podpisala predlog za izgradnjo še dveh dodatnih proizvodnih blokov. V tem letu je Romunija 19 % električne energije proizvedla v jedrski elektrarni, 30 % v hidroelektrarnah in 38 % v termoelektrarnah. V primerjavi z ostalimi državami v JV regiji je Romunija proizvedla relativno velik delež energije iz vetrnih elektrarn, približno 10 %. Preostale 3 % energije je bilo proizvedenih v sončnih elektrarnah (IEA, 2017). Na meji z Madžarsko so čezmejne prenosne zmogljivosti alocirane prek implicitnega mehanizma, na srbski in bolgarski pa prek eksplicitnega. Na ukrajinski in moldavski meji so čezmejne prenosne kapacitete alocirane netržno.

2.3.6 Srbija

Srbsko elektrogospodarstvo velja za relativno visokoogljično, saj je 73 % energije proizvedene v termoelektrarnah, preostalih 27 % pa v hidroelektrarnah (IEA, 2017). Država ima ogromne naravne zaloge lignita in črnega premoga, kar pojasnjuje velik delež termoelektrarn. Na trgu električne energije znotraj države prevladuje državno podjetje EPS, ki ima v lasti večino proizvodnih enot in dobavlja energijo končnim potrošnikom, kljub temu da je bil trg za končne odjemalce leta 2015 liberaliziran (Balkan Energy, 2016). Država v prihodnjih letih zaenkrat še ne načrtuje večjih sprememb oz. preusmeritve v nižjeogljično proizvodnjo. Srbija ni članica EU, zato ji na srednji rok v okviru tega ni treba upoštevati nobenih zavez. Je pa v letu 2016 podpisala Pariški sporazum, ki se zavzema za znižanje izpusta toplogrednih plinov (CEE Bankwatch network, 2017c). Srbija je bila v letu 2016 neto izvoznica električne energije. Od proizvedenih 38,3 TWh, je bilo znotraj države porabljenih 37,4 TWh in je tako neto izvozila 0,9 TWh električne energije. Od tega je bilo

75 % energije izvoženih v Albanijo, Makedonijo in Republiko Kosovo (IEA, 2017). Čezmejne prenosne zmogljivosti so na vseh mejah alocirane tržno prek eksplicitnih mehanizmov.

2.3.7 Bolgarija

V regiji JV Evrope velja Bolgarija za eno največjih neto izvoznic električne energije. V letu 2016 je izvozila 10,7 TWh, kar predstavlja 22 % celotne domače proizvodnje električne energije. V istem letu je celotna proizvodnja znašala 49,3 TWh, medtem ko je domača poraba znašala 38,6 TWh. Največ električne energije je bilo izvožene v Grčijo in Turčijo, saj se je tja pretočilo 71 % celotne izvožene energije. Čezmejne prenosne zmogljivosti se na vseh mejah alocirajo tržno prek eksplicitnih mehanizmov. Bolgarska proizvodnja električne energije temelji predvsem na termoelektrarnah in jedrski elektrarni. Za polovico celotne proizvodnje energije podskrbijo termoelektrarne, 35 % jo proizvede jedrska elektrarna, okoli 10 % jo proizvedejo hidroelektrarne, preostanek pa proizvedejo sončne in vetrne elektrarne (IEA, 2017). Kljub sprejeti in implementirani zakonodaji EU za liberalizacijo trga električne energije se konkurenca v elektrogospodarstvu še ni razvila. Tako spada večina proizvodnih enot in dobaviteljev pod državno okrilje. Zaradi slabše razvitega gospodarstva in močno zadolženega energetskega sektorja poteka liberalizacija trga električne energije dosti počasneje od ostalih držav EU. Bolgarska energetska intenzivnost se nahaja med najvišjimi v EU. Eden izmed glavnih razlogov leži predvsem v energetsko neučinkovitih industrijskih obratih (Balkan energy, 2017).

2.3.8 Bosna in Hercegovina

V letu 2016 je bila Bosna in Hercegovina neto izvoznica električne energije. Od celotne proizvodnje električne energije, ki je v tem letu znašala 15,6 TWh, je država 2,1 TWh oz. 14 % izvozila. Nekaj več kot 60 % celotnega izvoza je predstavljal izvoz na Hrvaško. Domača poraba je znašala 13,5 TWh. Proizvodna struktura električne energije je precej podobna srbski. Dve tretjini proizvodnje predstavljajo termoelektrarne, preostalo tretjino pa hidroelektrarne. Čezmejne prenosne zmogljivosti se na vseh mejah alocirajo tržno prek eksplicitnih mehanizmov (IEA, 2017).

Država je politično-upravno razdeljena na tri etnične enote. Znotraj vsake enote elektrogospodarski sektor predstavlja monopolno podjetje, ki ima v lasti proizvodne enote in ima vlogo dobavitelja električne energije. Vse tri enote imajo skupnega upravljalca prenosnega omrežja. Po navedbah Svetovne banke prihaja v državi do velike energetske neučinkovitosti. Količnik energetske intenzivnosti je skoraj za polovico višji od povprečja preostalih držav zahodnega Balkana in dvakrat višji od povprečja EU (Svetovna banka, 2014). Glavni razlogi se nahajajo v izgubah pri prenosu energije, dotrajani infrastrukturi in tehnologiji ter uporabi neučinkovitih strojev. Prenova energetskega sektorja v državi poteka

v skladu s podpisanim sporazumom Energetske skupnosti (CEE Bankwatch network, 2017a).

2.3.9 Črna gora

Črna gora je ena najmanjših potrošnic električne energije v JV Evropi. V letu 2016 je povpraševanje po električni energiji znašalo 3,4 TWh, od tega so jo 0,5 TWh oz. 15 % uvozili. Črnogorska bilanca prikazuje, da je država neto uvažala iz sosednje Bosne in Hercegovine, medtem ko je država energijo neto izvažala v Srbijo in Albanijo. Čezmejne prenosne zmogljivosti so na vseh mejah alocirane prek eksplicitnih mehanizmov. Domača proizvodnja predstavlja večinoma hidro proizvodnjo (73 %) in termo proizvodnjo (27 %) (IEA, 2017). Vse funkcije v energetske sektorju še vedno opravlja državni monopolist EPCG. Črna gora namerava v prihodnosti postati neto izvoznica, kar namerava doseči z izgradnjo dodatnih kapacitet v termoelektrarni. Pri tem prihaja do političnih neskladij z EU, katere članica želi Črna gora postati do leta 2025. Omenjeni projekti za izgradnjo dodatnih kapacitet v termoelektrarni bi bili v navzkrižju z evropsko okoljevarstveno politiko (CEE Bankwatch network, 2017b). Prav tako bo morala država opraviti korenito liberalizacijo svojega elektroenergetskega sektorja. Količnik energetske intenzivnosti je v Črni gori visok in je trikrat višji od povprečja EU. Glede na analize državnega operaterja prenosnega omrežja je to predvsem posledica uporabe električne energije za ogrevanje. Država se prek združenja ENTSO-E zavzema za čim večjo integracijo regijskega trga in sodelovanje z državami EU (Svetovna banka, 2017). Črna gora v primeru načrtovanega daljnovoča z Italijo predstavlja eno izmed tranzitnih držav na relaciji med Italijo in preostalimi državami JV Evrope.

2.3.10 Albanija

Albanija je edina izmed držav JV Evrope, ki ima težave z varnostjo oskrbe z električno energijo. To je seveda posledica slabo razvitega gospodarstva in infrastrukture ter ogromne netransparentnosti na trgu električne energije (Parker & Zhang, 2006). V letu 2016 je bila država neto uvoznica električne energije, saj je uvozila 1,4 TWh, da je zadostila potrebam domače porabe, ki je znašala 7,3 TWh. Približno 64 % celotnega uvoza je uvozila iz sosednje Črne gore. V istem letu je Albanija proizvedla 5,9 TWh oz. skoraj 81 % celotnih potreb, električna energija pa je bila skoraj izključno proizvedena v hidroelektrarnah. Na črnogorski, srbski in grški meji so čezmejne prenosne zmogljivosti alocirane prek eksplicitnih mehanizmov. Na makedonski meji je električni daljnovod še v izgradnji (IEA, 2017). Država je s pomočjo Svetovne banke zgradila termoelektrarno, a ta zaradi tehničnih in birokratskih težav še ni v pogonu. V prihodnosti se pričakuje tudi večja proizvodnja v plinskih elektrarnah, saj bo skozi državo potekal transjadranski plinovod, ki bo državi olajšal oskrbo s plinom. Trenutno izključno zanašanje na proizvodnjo hidroelektrarn je poglavitni razlog za nestabilnost elektroenergetskega sistema (Balkan energy, 2017).

2.3.11 Makedonija

Postopna liberalizacija makedonskega trga glede električne energije se je začela že pred dobrim desetletjem. Ustanovili so neodvisno podjetje za upravljanje prenosnega omrežja (MEPSO), distribucijo električne energije je prevzelo avstrijsko podjetje EVN, proizvodnja pa je večinoma še ostala v rokah državnega monopolista ELEM. Leta 2015 je na trg vstopilo še nekaj novih distributerjev, ki lahko dobavljajo električno energijo podjetjem, neposredno priklopljenim na visokonapetostno omrežje (Balkan energy, 2017). V letu 2016 je domača proizvodnja električne energije znašala 5,3 TWh, kar je zadoščalo pokritju 82 % domačih potreb. Preostalih 1,2 TWh je Makedonija uvozila, od tega 0,7 TWh iz Bolgarije. Nekaj manj kot 65 % celotne makedonske proizvodnje predstavljajo termoelektrarne, preostalih 35 % pa hidroelektrarne. Na srbski, grški in bolgarski meji se čezmejne prenosne zmogljivosti alocirajo prek eksplicitnih mehanizmov, na albanski meji pa je električni daljnovod še v izgradnji (IEA, 2017). V državi se nahaja kar nekaj rudnikov premoga, zato načrtujejo v prihodnjem desetletju nadgradnjo obstoječih termoelektrarn. Prav tako spodbujajo zasebne investicije v hidroelektrarne. Podobno kot Albanija želi tudi Makedonija svojo bodočo proizvodnjo iz termoelektrarn okrepiti s plinskimi elektrarnami, ki bi dobivale plin neposredno iz Trans-jadranskega plinovoda (Taseska & Jordanov, 2009).

2.3.12 Grčija

Skozi zgodovino se je grško elektrogospodarstvo razvijalo precej samostojno, saj je želelo biti čim bolj neodvisno od sosednjih držav, kjer je oskrba z električno energijo veljala za nezanesljivo. V začetku 21. stoletja so se v skladu z direktivami EU začele reforme elektrogospodarstva. Grčija velja za državo EU, kjer se liberalizacija trga električne energije odvija najpočasneje. Temu deloma botruje tudi dolžniška kriza iz leta 2010 (Danas & Swales, 2013). V letu 2016 je proizvodnja električne energije v državi znašala 51,8 TWh, medtem ko je bilo potreb po električni energiji za 61,5 TWh. Država je bila tako neto uvoznica električne energije, saj je skoraj 16 % domačega povpraševanja pokrila z uvozom, od tega je večinski delež prišel iz Bolgarije. V njihovi domači proizvodnji imajo termoelektrarne 70-odstotni delež, hidroelektrarne 12-odstotni, vetrne elektrarne 10-odstotni in sončne elektrarne 8-odstotni delež. Grčija ima poleg električnih daljnovodov z Albanijo, Makedonijo, Bolgarijo in Turčijo tudi podvodni električni daljnovod z južno Italijo. Na vseh mejah se čezmejne prenosne zmogljivosti alocirajo prek eksplicitnih mehanizmov. V letu 2017 je Grčija implementirala program energetske učinkovitosti za industrijske obrate, v prihodnosti pa nameravajo še povečati delež obnovljivih virov predvsem s poenostavljenimi administrativnimi postopki in tujimi investicijami (IEA, 2017).

2.4 Snovanje regionalnih trgov električne energije

Liberalizacija trga električne energije v EU je v zadnjih dveh desetletjih v polnem zagonu. Prestrukturiranje prej vertikalno integriranih podjetij elektrogospodarstva in vzpostavitev

daljnovodov med državami članicami sta dva izmed potrebnih predpogojev za snovanje regionalnih trgov. Regionalni trgi električne energije so nekakšen smiseln korak na poti vzpostavitve enotnega evropskega trga električne energije (Jacottet, 2012).

Geografske meje večine električnih omrežij in trgov povečini sovpadajo z državnimi mejami, kar je posledica zgodovine regulative v elektroenergetskem sektorju. Te meje niso nujno enake mejam optimalnih območij trga, ki jih določajo tehnični in ekonomski dejavniki namesto političnih. Za največji izkoristek potencialnih koristi tržne integracije morajo velikost in dispozicijo regionalnega energetskega trga narekovati stroški in koristi tovrstne integracije. V ekonomskem smislu trg doseže optimalno geografsko velikost, ko se mejne koristi geografske širitve izenačijo z mejnimi stroški geografske širitve. Kot omenjeno že v prejšnjih poglavjih, prihajajo koristi iz tovrstne integracije predvsem zaradi povečanega trgovanja in konkurence, bolj učinkovitih investicij in porabe energije, odpravljenih odvečnih institucij ter znižanja stroškov zanesljivosti energetskega sistema. Po drugi strani stroške integracije predstavljajo predvsem stroški nadgradnje prenosnih zmogljivosti med vpletenimi državami in stroški integracije upravljalnih sistemov, regulatornih funkcij ter tržnih institucij. V večini primerov strošek povečevanja ČPZ znotraj regije ni toliko omejevalni dejavnik, kakor je strošek povečevanja ČPZ med regijami. Tu so stroški izgradnje daljnovodov zaradi večjih razdalj še višji, prav tako se zaradi večjih razdalj povečajo izgube v električnem prenosu. V praksi je koristi integracije dostikrat težko kvantificirati oz. pridobljene koristi pripisati določeni integraciji. Poleg vsega se mora regionalna integracija primerjati s potencialno cenejšimi alternativami, kot so npr. povečane proizvodne in prenosne kapacitete ter ohranjanje lokalnega (nacionalnega) trga (Pierce, Trebilcock & Thomas, 2007).

Glede na izsledke raziskav (Joskow, 2003; Pierce, 2005) je bil sprejet konsenz o splošnih predpogojih za razvoj regionalnega trga električne energije. Ti predpogoji vključujejo:

- vertikalno ločitev dejavnosti proizvodnje in dobave od dejavnosti prenosa in distribucije;
- horizontalno integracijo prenosnih in distribucijskih dejavnosti znotraj države;
- nediskriminatorski dostop do omrežja;
- vzpostavljen promptni trg električne energije, ki omogoča takojšnje uravnavanje ponudbe in povpraševanja;
- vzpostavitev mehanizmov, prek katerih se lahko odjemalci odzovejo na morebitne spremembe v pogojih ponudbe in povpraševanja električne energije;
- vzpostavitev mehanizma za alokacijo omejenih zmogljivosti prenosnega omrežja;
- ustvarjanje mehanizmov, ki so učinkoviti pri spodbujanju ali zahtevanju ustreznih naložb v nove ali razširjene prenosne zmogljivosti.

Večji trgi niso nujno tudi učinkovitejši trgi, saj se koristi lahko nižajo s povečanjem trga. Tako je v teh primerih omejitev velikosti trga, do katere je ta še učinkovit, v končni meri

odvisna od stroškov integracije in razpoložljivosti alternativ (Pierce, Trebilcock & Thomas, 2007).

Za razvoj močno integriranega regijskega trga je pomembnih pet značilnosti (Pierce, 2007):

- obstoj zadostne količine čezmejnih prenosnih zmogljivosti;
- koordinirano načrtovanje in investiranje v prenosna omrežja;
- integracija upravljalnih sistemov vseh vpletenih prenosnih omrežij;
- vzpostavitev regijskih regulatornih institucij, ki imajo pristojnosti na vseh vpletenih trgih;
- razvoj enotnega regijskega promptnega in termiskega trga.

Obstoj zadostne količine čezmejnih prenosnih zmogljivosti zagotavlja, da se z električno energijo lahko trguje znotraj regijskega trga brez zamašitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti, saj bi se tako na območjih znotraj regije dosegala drugačna cena. V praksi včasih zaradi nepredvidljivosti dejavnikov ponudbe in povpraševanja tudi znotraj regije prihaja do zamašitev pretoka energije. Koordinirano načrtovanje in investiranje v prenosno omrežje je pomembno predvsem z vidika proizvajalcev. Vpletene države morajo integrirati politiko prenosnih omrežij brez pretiranega izkrivljanja tveganj in donosov za proizvajalce, saj bi to lahko negativno vplivalo na investicije v proizvodnji električne energije (Cocker, 2005).

Integracija upravljalnih sistemov vseh vpletenih prenosnih omrežij zmanjšuje operativne stroške in poenostavlja administrativne postopke. Vzpostavitev regijskih regulatornih institucij, ki imajo pristojnost na vseh vpletenih trgih, zmanjšuje stroške nadzora, saj se zaradi medsebojne uskladitve zmanjša število potrebnih institucij (Rothwell & Gomez, 2003).

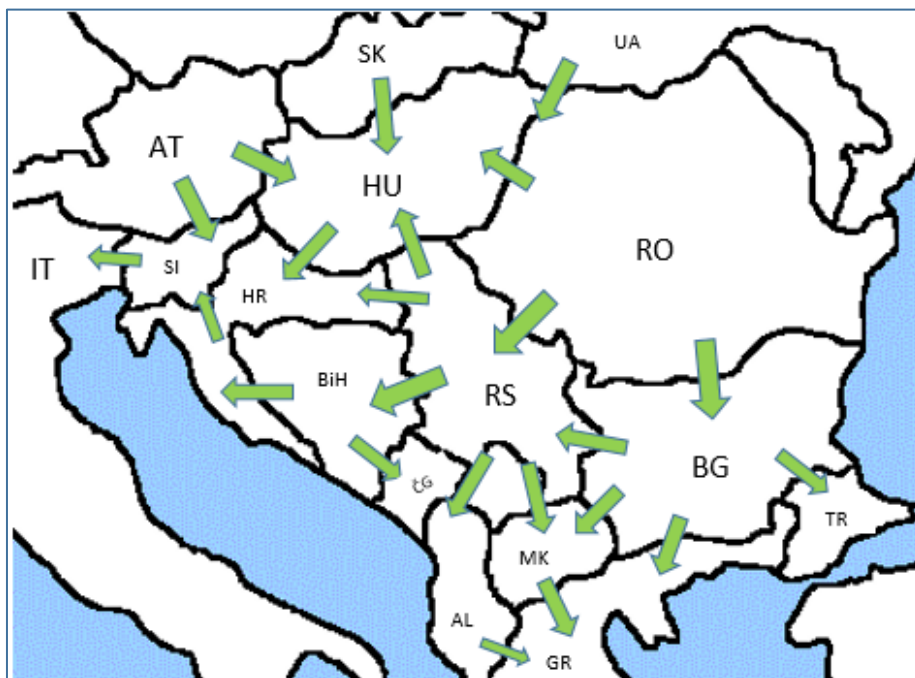
Kot ugotavlja Harris (2006), zagotavlja razvoj enotnega regijskega promptnega in termiskega trga enotno referenčno ceno in mehanizem za obvladovanje tveganj za vse tržne udeležence ter odpravlja potrebo po hkratnem trgovanju na različnih trgih znotraj regije z namenom uvoza in izvoza električne energije.

Geografsko gledano je kontinentalna jugovzhodna regija skupina sedmih držav članic EU, ki so povezane s petimi državami podpisnicami pogodbe o Energetski skupnosti. Izhajajoč iz raziskave Evropske skupnosti je v primeru slednjih držav v ospredju sodelovanja predvsem zanesljivost in stabilnost energetske oskrbe, glavni interes EU pa trgovanje z električno energijo in infrastrukturni razvoj (Energetska skupnost, 2017). Izhajajoč iz teoretičnih okvirov Joskow (2003) in Pierce (2005), je mogoče trditi, da je trenutno snovanje JV regije nekje v vmesni fazi razvoja. Med regijskimi državami še vedno prihaja do razlike v ceni električne energije, saj infrastruktura čezmejnih prenosnih zmogljivosti še ni dograjena do te mere, da ne bi prihajalo do zamašitev v pretoku električne energije. Poleg

tega se razlikuje hitrost liberalizacije trga električne energije po državah, saj vsaka država implementira reforme glede na specifiko svojega elektrogospodarstva.

Italija je poleg svoje geografske povezave v kontinentalno jugovzhodno regijo vstavljena predvsem zaradi povprečno višjih cen električne energije, kar bi zaradi izvoza ustrezalo preostalim državam regije ter težilo k večjemu trgovanju z Italijo in spodbujalo nove investicije v proizvodne kapacitete. Znotraj regije lahko na trgu električne energije italijanska cena predstavlja zgornjo cenovno omejitev (EIHP, 2017).

Slika 3: Smeri neto komercialnih tokov električne energije v letu 2016



Vir: ENTSO-E (2017).

Kot je razvidno na Sliki 3, je smer komercialnih tokov električne energije v JV Evropi v letu 2016 potekala pretežno od severa proti jugu ter od vzhoda proti zahodu. Iz Tabele 1 je razvidno, da je bila na avstrijskem in slovaškem trgu cena pasovne energije v letu 2016 v povprečju nižja od slovenske oz. madžarske, saj se je med omenjenimi državami mašil pretok električne energije. Relativno poceni električna energija iz romunskih in bolgarskih termoelektrarn se je povečini izvažala v zahodne sosede. Med Madžarsko, Hrvaško in Slovenijo je razpoložljivost čezmejnih prenosnih zmogljivosti velika, zato med temi državami ni bilo večjih cenovnih razlik na trgu električne energije. Južno od teh držav so razpoložljivosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti sicer bolj omejene, vendar to še ne pomeni nujno, da prihaja do zamašitev pri pretoku električne energije med državami, saj je treba upoštevati ponudbo in povpraševanje po električni energiji znotraj posamezne države. Večje zamašitve pretoka električne energije so bile pri izvozu energije v Grčijo, ki ima prav tako kot Italija v povprečju višje cene električne energije v primerjavi z drugimi državami v regiji (Uzunov, 2013).

Tabela 1: Povprečna cena pasovne energije za dan vnaprej po državah v letu 2016

Država	Povprečna cena pasovne energije (EUR/MWh)
Slovenija	35,56
Madžarska	35,48
Romunija	33,36
Slovaška	31,47
Avstrija	28,98
Italija (Severno območje – NORD)	42,67
Italija (Centralno južno območje – CSUD)	41,59
Grčija	42,81

Vir: ENTSO-E (2017).

2.4.1 Spojitev madžarskega in romunskega trga

Novembra leta 2014 sta se spojila madžarski in romunski trg. Madžarska je bila v implicitni mehanizmu alokacije ČPZ s Slovaško in Češko vključena že od leta 2012, z vključitvijo Romunije pa se je, glede na klasifikacijo ENTSO-E, ustvarila spojitev trga ne samo znotraj regije (Romunija in Madžarska), temveč tudi med dvema regijama (kontinentalno jugovzhodna in srednjevzhodna). Zaradi potreb magistrske naloge bom Madžarsko in Romunijo v celoti uvrstil med kontinentalno jugovzhodno regijo, saj je na severnih mejah (Avstrija, Slovaška) večkrat prišlo do zamašitve električnega pretoka kot pa na južnih mejah. Po podatkih ENTSO-E je v letu 2016 prišlo na severnih mejah do zamašitve pretoke električne energije vsaj v 65 % vseh trgovanih urnih blokov. Kot omenjeno že v poglavju o spojitvi trgov, predstavlja implicitni mehanizem alokacije ČPZ oz. spojitev trgov učinkovitejšo alternativo klasičnim eksplicitnim mehanizmom, saj optimalno obremeni prenosne električne daljnovode in odstrani problem nepopolne arbitraže. Romunija velja za pomembno izvoznico električne energije v sosednje države. Z Madžarsko ima vzpostavljena dva 400-kilovoltnega daljnovoda, združenje ENTSO-E pa je v svojih analizah za srednjeročni razvoj evropskih omrežij (ENTSO-E, 2015h) predlagalo izgraditev še tretjega daljnovoda. Romunija ima primerjalno z ostalimi državami v regiji relativno visok delež energije proizvedene v vetrnih elektrarnah, kar je v implicitnem mehanizmu na ponudbeni strani še povečalo stohastičnost (Covataru & Dobrin, 2016).

Na podlagi raziskave Kobanove (2017), se je v madžarski ceni (HUPX) povečalo število strmih padcev cen, medtem ko se število strmih porastov z uvedbo spojitve trga ni povečalo. Po drugi strani je bilo večje število strmih porastov na romunski borzi (OPCOM), a je število drastičnih cenovnih porastov precej manjše kot pred uvedbo spojitve trga. Iz rezultatov raziskave je mogoče potrditi koristi, ki jih prinaša tovrstna tržna integracija. Spojitev trga omogoča, da se pretok električne energije med elektroenergetskimi sistemi giblje bolj prosto, kar posledično utrdi varnost oskrbe z električno energijo (Ambec & Crampes, 2012). V tem

primeru to še posebej koristi Madžarski. Poleg vsega se je povečala verjetnost, da bo na trgu največjo količino prodal najcenejši proizvajalec električne energije (v tem primeru romunske vetrne elektrarne), kar nakazuje na izboljšano ekonomsko učinkovitost trga električne energije. Po podatkih romunske borze OPCOM (2015) se je kot posledica spojitve trga romunski izvoz električne energije povečal za 25 %, obseg trgovanja na romunski borzi se je povečal za 7 %, število tržnih udeležencev pa se je v roku enega leta po spojitvi trga povečalo za 37 %.

2.4.2 Spojitev italijanskega in slovenskega trga

V mnogo pogledih bi se lahko razpravljalo, v katero regijo spada Italija, saj je zaradi svoje geografske lokacije in prehodnosti, velikosti ter strukture elektrogospodarstva ni mogoče enoznačno vstaviti v evropski energetski prostor, kakor je razvidno tudi iz regijske klasifikacije ENTSO-E. Med drugim je poleg spojitve trga s Slovenijo spojena tudi z Avstrijo in Francijo. Glede na to, da država potroši praktično tolike energije kot celotna JV Evropa, bi jo lahko smatrali tudi kot samostojno regijo, za potrebe magistrske naloge pa Italijo obravnavam zgolj z vidika kontinentalne jugovzhodne regije.

Borzni trg električne energije je bil v Sloveniji ustanovljen že leta 2001. Za razliko od današnjega avkcijskega načina trgovanja je vse do leta 2010 trgovanje potekalo na sproti način, ki pa se je izkazal za zelo nelikvidnega in tržno nereprezentativnega, saj udeležencem ni omogočal odločitev glede optimizacije v porabi in proizvodnji energije (BSP, d. o. o., 2011).

Z uvedbo implicitnega mehanizma alokacije ČPZ v začetku leta 2011 so se zgodile velike spremembe. Povečalo se je število tržnih udeležencev, hkrati pa se je na slovenski borzi električne energije povečala likvidnost. Na začetku leta 2011 je bilo na borzi registriranih 13 udeležencev, to število se je do konca leta podvojilo. Pred uvedbo spojitve trgov je v letu 2010 obseg borznega trgovanja znašal zgolj 0,2 TWh, medtem ko se je obseg leto po uvedbi spajanja povečal na 1,5 TWh električne energije (BSP, d. o. o., 2012).

Izhajajoč iz izsledkov Cavaliero (2013) in Coenraad (2011), uvedba spojitve trgov omogoči, da so ČPZ vedno optimalno izkoriščene, saj trgovalni sistem temelji na algoritmu, ki bo vedno kupoval v nižji cenovni lokaciji in prodajal v višji. Učinkovitost izkoriščenosti ČPZ je bila v letih pred uvedbo implicitnega alokacijskega mehanizma skoraj 98-odstotna, kar je bila predvsem posledica očitne pričakovane cenovne razlike med slovensko in italijansko borzo.

Povprečna cena za pasovno energijo se z uvedbo implicitnega mehanizma med Italijo in Slovenijo prav tako še ni izenačila, saj je v pretoku električne energije med državama prihajalo do zamašitev. Slednje je mogoče razrešiti zgolj z nadgradnjo infrastrukture čezmejnega prenosnega omrežja. Poročilo Agencije za energijo RS (2017) kaže, da je bila v

letu 2016 polna izkoriščenost ČPZ 79-odstotna. Razlika med slovensko in italijansko borzo je v povprečju znašala 7,05 EUR/MWh.

2.4.3 Srednjekontinentalni vzhodni koridor

Projekt predstavlja izgradnjo dvojnega 400-kilovoltnega daljnovoda med Romunijo in Srbijo ter nadgradnjo obstoječega prenosnega omrežja na zahodni meji Romunije. Namen projekta je predvsem nadgradnja prenosnega omrežja na poti koridorja, ki sega od Romunije na vzhodu pa do držav zahodnega Balkana in Slovenije. Projekt je v skladu s standardno metodologijo analize stroškov in koristi ocenilo združenje ENTSO-E, februarja 2015 pa ga je potrdila Evropska komisija in mu dodelila status »projekta skupnega interesa«. Projekt je sestavljen v skladu s široko integracijo obnovljivih virov energije, saj se bo s tem omogočil dostop do trga z dodatnimi 1000 MW, ki bodo proizvedeni v vetrnih elektrarnah na zahodu Romunije. Gradnja novega daljnovoda med Srbijo in Romunijo se je začel leta 2017, preostala dela pa se bodo z nekaj zamude odvijala postopoma do leta 2023. S projektom se bodo čezmejne prenosne zmogljivosti povečale na okoli 960 MW, kar pomeni, da se bo celoten obseg ČPZ na tej relaciji povečal za 53 %. Do leta 2030 se pričakuje, da se bo količina celotnih ČPZ tu razvila na 2600 MW. Predvideva se, da bi lahko večji izvoz zelene energije iz Romunije še dodatno spodbudil investicije v obnovljive vire energije. Projekt se odvija skladno s srednjeročno tržno integracijo, njegove družbeno-ekonomske koristi pa so ob obstoječih tržnih razmerah ocenjene na cca. 50 mio. EUR. V spodnji tabeli je prikazana še scenarijska analiza za različne tržne razmere. V vseh scenarijih je predviden pretežni pretok električne energije v smeri od vzhoda proti zahodu (ENTSO-E, 2015d).

Tabela 2: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi projekta Srednjekontinentalni vzhodni koridor

	EP 2020	Vizija 1	Vizija 2	Vizija 3	Vizija 4
Družbeno-ekonomske koristi (mio. EUR/leto)	50 ± 10	90 ± 10	60 ± 10	<10	60 ± 10
Indikatorji analize stroškov in koristi (po scenarijih)					
– Integracija obnovljivih virov (GWh/leto)	<10	<10	<10	30 ± 10	120 ± 20
– Sistemske izgube (GWh/leto)	25 ± 25	325 ± 32	125 ± 25	75 ± 25	75 ± 25
– Sistemske izgube (mio. EUR/leto)	1 ± 1	17 ± 2	6 ± 1	4 ± 2	5 ± 2
– Emisije CO ₂ (kT/leto)	900 ± 50	1700 ± 300	1100 ± 200	± 100	–400 ± 100

Vir: ENTSO-E (2015d).

V Tabeli 2 je prikazanih pet scenarijev. Projekt srednjekontinentalnega vzhodnega koridorja bo pripomogel k znižanju stroškov proizvodnje električne energije v Evropi, kar je izraženo kot družbeno-ekonomska korist (mio. EUR/leto). Scenarij EP 2020 predpostavlja

spremembe v krajšem časovnem horizontu, do leta 2020. Scenariji Vizija od 1 do 4 predpostavljajo prevlado različnih dejavnikov na trgu električne energije, ki so predstavljeni v Tabeli 3. Scenariji EP 2020 ter Vizija 1 in 2 predvidevajo, da se z dodatnimi ČPZ spodbudi nove projekte in poveča integracijo najprej znotraj regije in nato po celotni Evropi. Družbeno-ekonomske koristi bi nastale zaradi povečane proizvodnje poceni termoelektrarn v Romuniji, temu pa bi sledil porast izpusta CO₂. Scenarija Vizija 3 in 4 predpostavljata, da se družbeno-ekonomska korist kreira predvsem zaradi hitre implementacije obnovljivih virov energije, ki pa bi hkrati zreducirale emisije CO₂.

Tabela 3: Dejavniki, ki vplivajo na scenarije razvoja energetske politike EU

	Vizija 1: »počasni napredek«	Vizija 2: »denarna pravila«	Vizija 3: »zelena tranzicija«	Vizija 4: »zelena revolucija«
Utrditev evropskega zakonodajnega okvirja	Šibko	Močno	Šibko	Močno
Zasledovanje energetske politike EU 2050	Šibko	Šibko	Močno	Močno
Stanje ekonomsko-finančnih pogojev	Slabše	Slabše	Boljše	Boljše
Usmeritev energetske politike	Nacionalna	Evropska	Nacionalna	Evropska
Cene primarnih energentov in CO₂	Nizke cene CO ₂ in dragi primarni energenti	Nizke cene CO ₂ in dragi primarni energenti	Visoke cene CO ₂ in poceni primarni energenti	Visoke cene CO ₂ in poceni primarni energenti
Povpraševanje po električni energiji	Najnižje	> Vizija 1	> Vizija 2	> Vizija 3
Terciarna rezerva	Višja od Vizije 2 in nižja od Vizije 4	Najnižja	Najvišja	Višja od Vizije 2 in nižja od Vizije 3
Shranjevanje električne energije	Nizka	Nizka	Najvišja (decentralizirana shramba)	Visoka (večinoma centralizirani hidro rezervoarji)
Javno odobranje jedrske energije	Nacionalni nivo	Vsesplošno	Nacionalni nivo	Vsesplošno
Implementacija pametnih omrežij	Delno	Popolno	Delno	Popolno

Vir: ENTSO-E (2014).

2.4.4 Transbalkanski koridor

Projekt Transbalkanski koridor bo pripomogel h krepitvi trga električne energije v državah Zahodnega Balkana z vzpostavitvijo prenosnega koridorja 400-kilovoltnih daljnovodov med Črno goro, Srbijo in Bosno in Hercegovino. Načrti za postavitev so se s pomočjo EU začeli že leta 2015, leto kasneje so vpletene države z Evropsko komisijo, EBRD in zasebnimi investitorji podpisale pogodbo o financiranju izgradnje. Projekt je ocenjen na približno 150 mio. EUR, od tega bo prek posojil 40 % financiral EBRD, 25 % EU, preostanek pa lokalne države in zasebni investitorji. Projekt se bo kasneje integriral tudi z drugimi projekti, na zahodu s podvodnim daljnovodom Črna gora–Italija in na vzhodu s projektom Srednjekontinentalni vzhodni koridor. Prenosne zmogljivosti se bodo skladno s projektom Transbalkanski koridor v prihodnjih desetih letih povečale za približno 30 %. Projekt ni načrtovan zgolj zaradi povečanja pretoka električne energije, temveč tudi zaradi zagotavljanja varnosti z oskrbo, saj je obstoječa infrastruktura zastarela in nagnjena k sistemskim napakam ter posledično visokim upravljalnim stroškom. Na tem območju se nahaja približno petina vseh končnih odjemalcev. Projekt bo predvidoma v celoti zaključen z zamudo do leta 2023. Nacionalni upravljalci prenosnega omrežja ocenjujejo, da bi lahko z novo prenosno infrastrukturo na letnem nivoju privarčevali do 5 mio. EUR kot posledico nižjih sistemskih izgub in izpadov. Zaradi večje učinkovitosti prenosnega omrežja se pričakuje tudi redukcija emisij CO₂ za okoli 6000 ton na leto (ENTSOE, 2015e).

Tabela 4: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi projekta Transbalkanski koridor

	EP 2020	Vizija 1	Vizija 2	Vizija 3	Vizija 4
Družbeno-ekonomske koristi (mio. EUR/leto)	30 ± 10	30 ± 10	20 ± 10	20 ± 10	30 ± 10
Indikatorji analize stroškov in koristi (po scenarijih)					
– Integracija obnovljivih virov (GWh/leto)	<10	<10	<10	140 ± 30	<10
– Sistemske izgube (GWh/leto)	-150 ± 25	-50 ± 32	75 ± 25	-250 ± 25	0 ± 25
– Sistemske izgube (mio. EUR/leto)	-7 ± 1	-3 ± 2	3 ± 2	-15 ± 2	0 ± 2
– Emisije CO ₂ (kT/leto)	400 ± 80	400 ± 100	400 ± 100	± 100	-100 ± 100

Vir: ENTSO-E (2015f).

Transbalkanski koridor v vseh scenarijih prinaša znatne družbeno-ekonomske koristi (Tabela 4), saj predstavlja omenjena relacija v pretoku električne energije ozko grlo. Vsi scenariji se predpostavljajo pretežno smer električnih tokov v smeri uvoza v Črno goro. Projekt bo prinašal veliko koristi že na srednji rok (EP 2020), saj bo omogočil pretok cenejše romunsko-bolgarske energije v Italijo.

2.4.5 Projekt 277 – predlog nadgradnje prenosnih zmogljivosti med Bolgarijo in Srbijo

V sklopu projekta je predložena izgradnja novega dvojnega daljnovoda med Bolgarijo in Srbijo, ki se smatra za enega večjih energetskega projektov v prihodnosti, začetek njegove uporabe pa bi bil predvidoma šele leta 2034. Projekt bi predstavljal enega ključnih členov pri dolgoročnem tržnem integriranju cenejše romunsko-bolgarske električne energije in obnovljivih virov energije z zahodnimi državami Balkanskega polotoka ter posledično tudi s centralno južnim območjem Italije. Investicija bi predstavljala dodatnih 1500 MW ČPZ v dominantni smeri električnega toka od Bolgarije proti Srbiji, hkrati pa bi se odvijal še projekt nadgradnje prenosnega omrežja znotraj Srbije. Predlog projekta je zelo podoben Srednjekontinentalnemu vzhodnemu koridorju, tako glede strukture vpletenih trgov kot tudi velikosti prenosnih zmogljivosti. Prav tako prinaša glede na analizo združenja ENTSO-E v vseh možnih scenarijih pozitivne družbeno-ekonomske koristi. Iz preliminarne ocene projekta v Tabeli 5 je razvidno, da bi največje koristi prinesel pod Vizijo 1, ki predpostavlja povečano proizvodnjo elektrike v poceni termoelektrarnah v Bolgariji in Romuniji, a bi se hkrati znatno povečale tudi emisije CO₂ (ENTSO-E, 2017a).

Tabela 5: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi Projekta 277

	Vizija 1	Vizija 2	Vizija 3	Vizija 4
Družbeno-ekonomske koristi (mio. EUR/leto)	20 ±10	<10	<10	10 ±10
Indikatorji analize stroškov in koristi (po scenarijih)				
– Integracija obnovljivih virov (GWh/leto)	<10	<10	<10	<10
– Emisije CO ₂ (kT/leto)	300 ± 100	200 ± 100	± 100	± 100

Vir: ENTSO-E (2017a)

2.4.6 Črnorski koridor

Projekt Črnorski koridor je združenje ENTSO-E v svojih analizah že leta 2014 označilo kot pomembnega za mednarodno integracijo trga električne energije, zato ga je Evropska komisija že leta 2015 uvrstila na seznam Projektov skupnega interesa. Pretežni del projekta naj bi bil dokončan do leta 2020. Projekt vključuje izgradnjo in obnovo infrastrukture v vzhodnih delih Romunije in Bolgarije. Na tem območju je velika zgostitev proizvodnje električne energije in projekt bi omogočil prenos električne energije proti ostalim državam jugovzhodne regije. Okrepi se interni koridor, kjer je situiranih veliko vetrnih elektrarn, hkrati pa se povečajo čezmejne prenosne zmogljivosti med obema državama. Tokovi električne energije povečini tečejo od Romunije proti Bolgariji, ČPZ pa se bodo na omenjeni relaciji v prvi fazi povečali povprečno za 70 % trenutne zmogljivosti, leta 2030 pa se

ocenjuje, da se bodo ČPZ še podvojile. Predvideva se, da bi lahko večji izvoz zelene energije iz obeh držav še dodatno spodbudil investicije v obnovljive vire energije. Projekt se odvija skladno s srednjeročno tržno integracijo, njegove družbeno-ekonomske koristi pa so ob obstoječih tržnih razmerah ocenjene na cca. 60 mio. EUR, po oceni najbolj optimističnih napovedi pa bi lahko projekt na dolgi rok prinesel tudi prek 250 mio. EUR, kar bi bila posledica večjega izvoza zelene energije iz obeh držav, ki bi še dodatno spodbudil investicije v obnovljive vire energije (ENTSO-E, 2014b).

Tabela 6: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi projekta Črnomorski koridor

	EP 2020	Vizija 1	Vizija 2	Vizija 3	Vizija 4
Družbeno-ekonomske koristi (mio. EUR/leto)	60 ± 10	80 ± 10	50 ± 10	40 ± 10	270 ± 40
Indikatorji analize stroškov in koristi (po scenarijih)					
– Integracija obnovljivih virov (GWh/leto)	<10	<10	<10	30 ± 10	140 ± 30
– Sistemske izgube (GWh/leto)	50 ± 25	25 ± 25	125 ± 25	-125 ± 25	-150 ± 25
– Sistemske izgube (mio. EUR/leto)	2 ± 1	1 ± 2	6 ± 1	-8 ± 2	-10 ± 2
– Emisije CO ₂ (kT/leto)	700 ± 100	1100 ± 200	700 ± 100	-900 ± 100	-900 ± 100

Vir: ENTSO-E, (2014b)

Tabela 6 prikazuje relativno visoke pričakovane družbeno-ekonomske koristi. Scenariji EP 2020, Vizija 1 in 2 predvidevajo, da se z dodatnimi ČPZ spodbudi nove projekte in poveča integracijo najprej znotraj regije in nato po celotni Evropi. Družbeno-ekonomske koristi bi nastale zaradi povečane proizvodnje poceni termoelektrarn na Balkanskem polotoku, temu pa bi sledil porast izpusta CO₂. Scenarija Vizija 3 in 4 predpostavljata, da se družbeno-ekonomska korist kreira predvsem zaradi hitre implementacije obnovljivih virov energije, ki pa bi hkrati zmanjšale emisije CO₂ (ENTSO-E, 2014).

2.4.7 Slovensko-madžarski koridor

Združenje ENTSO-E je v svojih srednjeročnih analizah oznanilo strateško pomembnost vzpostavitve neposrednega koridorja za pretok električne energije med Slovenijo in Madžarsko. Februarja leta 2015 je Evropska komisija projekt potrdila in ga uvrstila na seznam projektov skupnega interesa. Projekt vključuje postavitve čezmejnih prenosnih

zmogljivosti na slovensko-madžarski in slovensko-hrvaški meji ter nadgradnjo prenosnega omrežja znotraj Slovenije. Izvedba celotne investicije se bo predvidoma končala leta 2025. Namen dotičnega projekta je povečanje prenosnih zmogljivosti za pretok električne energije v koridorju, kjer se slednja pretežno pretaka na relaciji od vzhoda proti zahodu. Investicija bo spodbudila tudi ustvarjanje novih koridorjev in tako zagotovila boljši dostop do preostalih trgov v JV Evropi. Projekt podpira obsežno integracijo obnovljivih virov energije v jugovzhodni regiji in sovpada z ostalimi infrastrukturnimi projekti na relaciji od vzhoda proti zahodu. Čezmejna prenosna zmogljivost na relaciji Madžarska–Slovenija naj bi do leta 2030 znašala 1050 MW. ENTSO-E projektu pripisuje velik pomen tudi z vidika varnosti oskrbe z električno energijo, saj bi novo omrežje omogočilo lažji uvoz energije v primeru kritičnih izrednih razmer, kot je npr. izpada jedrske elektrarne Krško (ENTSO-E, 2015c).

Tabela 7: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi Slovensko-madžarskega koridorja

	EP2020	Vizija 1	Vizija 2	Vizija 3	Vizija 4
Družbeno-ekonomske koristi (mio. EUR/leto)	10 ± 10	80 ±10	80 ±10	10 ±10	30 ±10
Indikatorji analize stroškov in koristi (po scenarijih)					
– Integracija obnovljivih virov (GWh/leto)	<10	<10	<10	<10	<10
– Sistemske izgube (GWh/leto)	25 ± 25	-125 ± 25	-125 ± 25	-100 ± 25	-50 ± 25
– Sistemske izgube (mio. EUR/leto)	1 ± 1	-7 ± 2	-6 ± 1	-6 ± 2	-4 ± 2
– Emisije CO ₂ (kT/leto)	200 ± 80	900 ± 100	800 ± 100	-200 ± 100	-300 ± 100

Vir: ENTSO-E, (2015c).

Vizije EP 2020, Vizija 1 in 2 predvidevajo, da se z dodatnimi ČPZ spodbudi nove projekte in poveča integracija znotraj regije. Družbeno-ekonomske koristi (Tabela 7) bi nastale zaradi povečane proizvodnje poceni termoelektarn na Balkanskem polotoku, ki bi proizvedeno energijo prek Slovenije izvažale v Italijo. V teh scenarijih je zabeležen tudi večji porast izpusta CO₂. Scenarija Vizija 3 in 4 predpostavljata, da se družbeno-ekonomska korist kreira predvsem zaradi hitre implementacije obnovljivih virov energije, ki pa bi hkrati zreducirale emisije CO₂ (ENTSO-E, 2015c).

2.5 Povezovanje regionalnih trgov

2.5.1 Spojitev slovenskega in avstrijskega trga

V sredini leta 2016 je bilo na slovensko-avstrijski meji vzpostavljena spojitev trga in je bila meja vključena v multiregijsko spojitev (ang. *multi-regional coupling*). Po navedbah poročila Agencije za energijo RS je razlika med povprečnimi cenami pasovne energije med avstrijsko in slovensko borzo znašala 6,64 EUR/MWh, izkoriščenost ČPZ je na avstrijsko-slovenski meji znašala 89 % in je bila najvišja od vseh mej. Energija, ki se uvozi v Slovenijo, večinoma tranzitira v Italijo, smer električnih tokov na hrvaški meji pa je zelo odvisna od hidrološke situacije v državah zahodnega Balkana (AGEN RS, 2017). Uradni podatki o učinku spojitve avstrijskega in slovenskega trga še niso na voljo, se pa ocenjuje, da bo razlika v učinkovitosti izrabe ČPZ dosti večja kot pri eksplicitnem mehanizmu alokacije, saj je slednji vključeval diskrecijsko naravo trgovanja, ki je temeljila na tržnem predvidevanju trgovalcev. To pa je lahko vodilo do tržno neučinkovitih odločitev (Predovnik, 2014).

2.5.2 Eksplicitna alokacija ČPZ med avstrijskim in madžarskim trgom

Na severnih mejah preučevane regije se zgolj na avstrijsko-madžarski meji ČPZ za trgovanje za dan vnaprej alocirajo prek eksplicitnega mehanizma. Ukrajinska meja je zaradi netržne alokacije izključena iz obravnave. V luči transparentne in nediskriminatorne alokacije se ČPZ alocirajo prek letnih, mesečnih, dnevni in znotrajdnevni eksplicitni avkcij. Izkoriščenost ČPZ je bila v smeri iz Avstrije proti Madžarski 84-odstotna (ENTSO-E, 2017). Delež izkoriščenosti je precej blizu deležu na avstrijsko-slovenski meji, kar se odraža tudi v zelo podobnih cenah madžarske in slovenske borze električne energije v letu 2016 (AGEN RS, 2017). Po podatkih Mednarodne agencije za energijo (2017) je uvoz iz Avstrije predstavljal približno 40 % celotne uvožene energije na Madžarsko. V istem letu je povprečna cena ČPZ v smeri Avstrija–Madžarska znašala 8,5 EUR/MWh, medtem ko je razlika med avstrijsko in madžarsko borzo znašala 6,91 EUR/MWh. Tu je treba omeniti, da tovrstna cena ČPZ še ne pomeni nujno precenjenosti, saj se primerja zgolj z borzno ceno, dobršen del poslov pa se sklene tudi bilateralno (HUPX, 2017).

2.5.3 Spojitev madžarskega in slovaškega trga

V jeseni leta 2012 je prišlo do spojitve madžarskega, slovaškega in češkega trga električne energije z namenom nadaljnje integracije evropskega trga, zagotavljanja varnosti oskrbe in povečanja globine trga ter likvidnosti. Poleg vsega je bil namen predvsem v zagotavljanju stabilnih cen na regijskih trgih in znižanju cenovnih razlik med relevantnimi trgi. Posledica spojitve je tudi povečana pozitivna korelacija med madžarsko borzo in borzami Srednjehodne Evrope. V letu 2016 je 50 % celotne uvožene električne energije na Madžarsko prišlo iz Slovaške (IEA, 2017). V omenjeni smeri je prihajalo do zamašitve

čezmejnih prenosnih zmogljivosti, kar je posledično privedlo do višjih cen na madžarski borzi. Cena na slovaški borzi je v letu 2016 znašala povprečno 31,47 EUR/MWh, medtem ko je povprečna cena na madžarski borzi znašala 35,49 EUR/MWh (HUPX, 2017). Glede na zamašitve električnih tokov na slovaški meji in cenovne razlike je Madžarsko smiselno bolj kot v srednjevzhodno regijo uvrstiti v jugovzhodno regijo (ENTSO-E, 2015).

2.5.4 Načrtovani električni daljnovod med Italijo in Črno goro

Projekt vključuje nov visokovoltazni podvodni daljnovod med Italijo (Villanova) in Črno goro (Lastva). Projekt je zelo močno povezan s projektoma Transbalkanski koridor in Srednjekontinentalni koridor. Načrtuje se izgradnja infrastrukture, ki bi v obeh smereh zagotavljala 1200 MW ČZP. V skladu z analizami in priporočili združenja ENTSO-E je Evropska komisija projekt februarja 2015 potrdila in uvrstila na seznam Projektov skupnega interesa. Njegova glavna vršilca sta upravljalca prenosnega omrežja Terna (Italija) in CGES (Črna gora). Projekt bo imel zelo močan vpliv na čezmejno trgovanje z električno energijo, saj bo omogočil povečano uporabo obstoječih in bodočih prenosnih omrežij skozi koridor med Italijo prek Jugovzhodne vse do Srednjevzhodne regije. Pri tem bo vpliv opazen tako pri članicah kot nečlanicah EU. S to obsežno širitvijo se bo omogočila uporaba najučinkovitejših proizvodnih virov, izboljšali pa se bosta varnost in stabilnost tako italijanskega omrežja kot tudi balkanskega. Pričakuje se izvoz poceni električne energije, proizvedene v romunskih in bolgarskih termoelektrarnah, v smeri vzhoda proti zahodu. Projekt bo v skladu z ostalimi omogočil integracijo velike mere obnovljivih virov energije, saj se na balkanskem polotoku pričakuje velik priliv električne energije, proizvedene v italijanskih sončnih elektrarnah (ENTSO-E, 2014).

Celoten projekt je ocenjen na približno 800 mio. EUR, od tega bo 650 mio. EUR oz. približno 80 % sredstev zagotovil italijanski sistemski operater (Terna), v kar sta vključeni postavitev transformatorske postaje na italijanski strani in položitev podvodnega daljnovoda. Približno 120 mio. EUR finančnih sredstev zagotovi črnogorski sistemski operater (CGES, 2017), ki se bodo porabila za izgradnjo transformatorske postaje na črnogorski strani in njeno vključitev v omrežje. Nekaj manj kot 30 mio. EUR skupno sta za projekt namenila EU in EBRD (Terna, 2017).

V analizi stroškov in koristi projekta je pet scenarijev. Scenarij EP 2020 predpostavlja spremembe v krajšem časovnem horizontu, do leta 2020. Scenariji Vizija od 1 do 4 predpostavljajo prevlado različnih dejavnikov na trgu električne energije do leta 2030, ki so predstavljeni v Tabeli 3. Dva izmed scenarijev (Vizija 1 in 3) sta narejena na podlagi pristopa »spodaj–navzgor« (ang. *bottom-up*), kar pomeni, da izhajajo iz podatkov, ki jih priskrbijo nacionalni upravljalci prenosnega omrežja. Preostala dva scenarija (Vizija 2 in 4) pa sta narejena na podlagi pristopa »zgoraj–navzdol« (ang. *top-down*) in sta razvita na nivoju EU, tako da čim bolj sledita ciljem Evropske komisije o snovanju enotnega energetskega trga. Pri scenariju Vizija 4 je še posebej poudarjena okoljevarstvena politika glede podnebnih

sprememb. Analiza trga in prenosnega omrežja je bila narejena z metodo TOOT (ang. »take out one at the time«), kjer referenčni primer odraža prihodnjo situacijo omrežja, v kateri se domneva realiziranje dodatnih prenosnih zmogljivosti. Ocenjevani projekt se odstrani iz napovedane predvidene omrežne strukture, da se oceni spremembe v pretoku električne energije in druge kazalnike. Razlika v rezultatih med situacijami z ali brez preučene projekta odraža koristi ocenjevanega projekta (ENTSO-E, 2014).

Tabela 8: Pričakovane družbeno-ekonomske koristi ter ostali indikatorji analize stroškov in koristi italijansko-črnogorskega daljnovoda

	EP2020	Vizija 1	Vizija 2	Vizija 3	Vizija 4
Družbeno-ekonomske koristi (mio. EUR/leto)	130 ± 20	140 ± 50	150 ± 50	140 ± 40	60 ± 40
Indikatorji analize stroškov in koristi (po scenarijih)					
– Integracija obnovljivih virov (GWh/leto)	50 ± 10	<10	<10	1650 ± 400	350 ± 190
– Sistemske izgube (GWh/leto)	325 ± 25	400 ± 40	400 ± 40	125 ± 25	–50 ± 25
– Sistemske izgube (mio. EUR/leto)	14 ± 1	21 ± 3	18 ± 2	7 ± 2	–4 ± 2
– Emisije CO ₂ (kT/leto)	1400 ± 170	2800 ± 1600	1400 ± 500	–600 ± 500	–600 ± 200

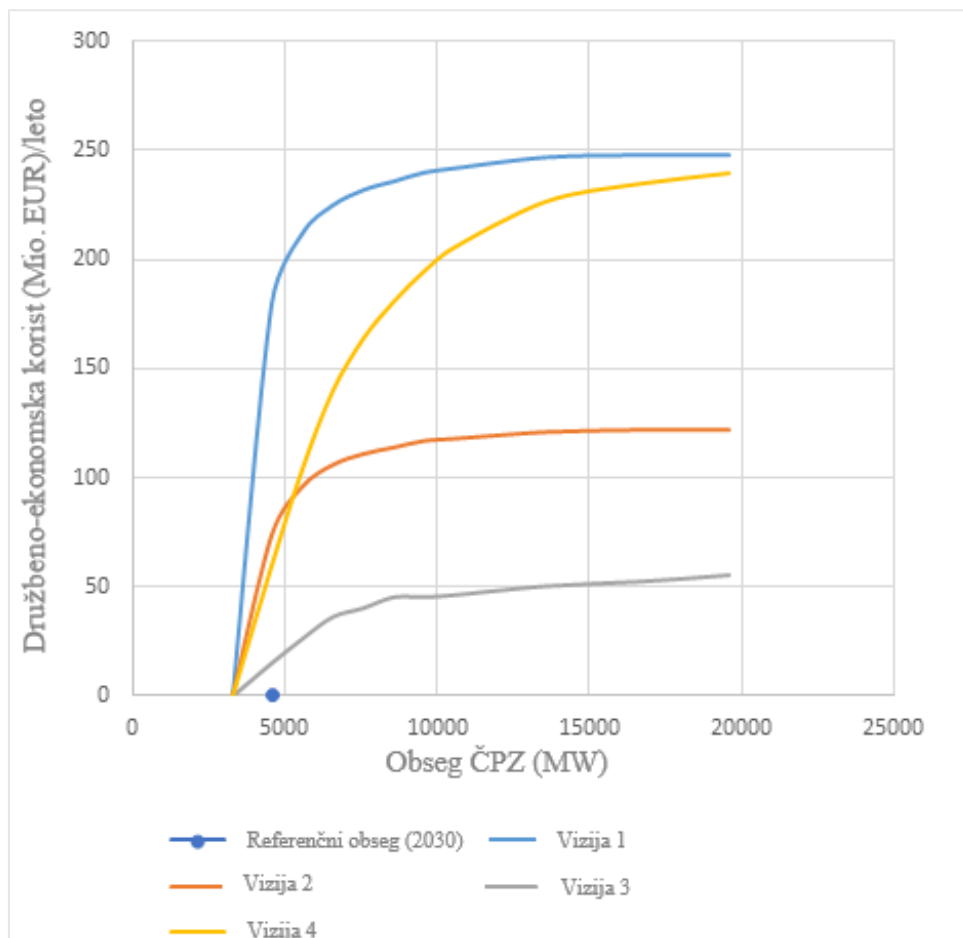
Vir: ENTSO-E (2014).

Tabela 8 prikazuje, da bo izgradnja daljnovoda Italija–Črna gora, hkrati s komplementarnimi projekti prinesla kar nekaj družbenih koristi. To se pozna predvsem pri prihranku proizvodnih goriv in nižjih operativnih stroških elektrarn. Hkrati obema polotokoma ne bo treba graditi presežnih proizvodnih kapacitet, saj bo velik del varnosti z oskrbo prinašal omenjeni daljnovod. Povprečno višje cene italijanskega trga bodo spodbudile dodatno proizvodnjo in izvoz električne energije z Balkanskega polotoka. V scenarijih EP 2020 ter Vizija 1 in 2 je pretežni del električne energije proizveden v termoelektrarnah, kar bo posledično povečalo toplogredne izpuste, medtem ko je v scenarijih Vizija 3 in 4 prisotna močna integracija obnovljivih virov energije, kar slednje zmanjšuje (ENTSO-E, 2014).

Združenje ENTSO-E je v svojem desetletnem razvojnem načrtu (TYNDP) leta 2015 objavilo analizo, v kateri prikazujejo, kako povečanje skupnih prenosnih zmogljivosti na določenem območju posledično povečuje družbeno korist v različnih scenarijih. V tem primeru gre za prenosne zmogljivosti na relaciji od Italije prek Črne gore proti vzhodu, kar pomeni, da so v analizo vključeni tudi Transbalkanski koridor, Srednjekontinentalni vzhodni koridor, Črnomoški koridor ter dolgoročni projekt nadgradnje bolgarsko-srbskih in romunsko-madžarskih daljnovodov. Dodana vrednost nadgrajevanja električnih omrežij je prikazana s

Slika 4. Opaziti je mogoče, da pri določeni točki krivulje dosežejo območje nasičenja. Izhajajoč iz analize stroškov in koristi, prinaša vsak dodatno nameščeni GW prenosnih zmogljivosti v povprečju 62 mio. EUR letno. Upoštevajoč stroške naložb v novo infrastrukturo in pridobljene družbene koristi, se ocenjuje, da se optimalni nivo prenosnih zmogljivosti giblje med 5 in 8 GW.

Slika 4: Vpliv povečanja obsega ČPZ v JV Evropi na družbeno-ekonomsko korist



Vir: ENTSO-E (2015h).

3 SIMULACIJA VZPOSTAVITVE DALJNOVODA ITALIJA–ČRNA GORA

3.1 Opredelitev referenčnega in simuliranega scenarija

Pri raziskovanju cenovnega vpliva vzpostavitve podvodnega daljnovoda med Italijo in Črno goro se osredotočam na dva organizirana trga (borzi) za trgovanje z električno energijo za dan vnaprej, tj. madžarsko (HUPX) in romunsko (OPCOM) borzo. Omenjeni borzi sta zaradi največje likvidnosti najboljši predstavnik za skupino držav JV Evrope. Trgovanje z

električno energijo za dan vnaprej lahko poteka prek organiziranih trgov (borz) ali bilateralno. V svoji simulaciji bom izključil slednji način trgovanja, saj pri njem tržni udeleženci niso dolžni razkriti podatkov, ki bi omogočili kreiranje agregatnih krivulj ponudbe in povpraševanja.

V simulaciji bom upošteval zgolj organizirane trge, saj so borze zavezane k popolnemu razkritju vseh tržnih naročil. Značilnost trgovanja na borzah za dan vnaprej je v tem, da delujejo na avkcijski način, kar pomeni, da je treba naročila za nakup in prodajo električne energije oddati v trgovalne platforme vsak dan do vnaprej določene ure. Algoritem trgovalne platforme nato ustvari agregirane krivulje ponudbe in povpraševanja za vsako izmed štiriindvajsetih ur ter zanje izračuna ravnotežno ceno. Agregirane krivulje ponudbe in povpraševanja borz HUPX in OPCOM iz leta 2016 bodo tako predstavljale **referenčni scenarij**, tj. tržno ravnovesje, ki se je ustvarilo v letu pred vzpostavitvijo podvodnega kabla med Italijo in Črno goro.

Urne cene električne energije na italijanski borzi (GME) so se v letu 2016 gibale precej drugače kot na HUPX ali OPCOM. Povprečna cena pasovne energije za centralno-južno cono (v nadaljevanju CSUD) je na GME znašala 41,62 EUR/MWh, medtem ko je na HUPX znašala 35,48 EUR/MWh, na OPCOM pa 33,36 EUR/MWh.

Na urnem nivoju je v 6410 urah od 8760 ur (73 % primerov) cena italijanske električne energije preseгла madžarsko, romunsko pa v 6716 urah (77 % primerov). Ker so bile cene pasovne energije tako na madžarski kot romunski borzi v večini primerov znatno nižje od cene na italijanski borzi, se pojavi tendenca za izvažanje električne energije na italijanski trg. Na organiziranem trgu se cena električne energije določa tudi na urnem nivoju, kar pomeni, da bi lahko prišlo tudi do dvosmernega trgovanja. Na italijanski borzi pa smo zabeležili tudi ure, ko je bila ravnotežna cena nižja od HUPX ali OPCOM, kar bi pomenilo izvoz energije iz Italije proti omenjenima borzama.

V **simuliranem scenariju** v nadaljevanju prikazujem, kakšen vpliv bi na agregatne krivulje ponudbe in povpraševanje na borzah HUPX in OPCOM imela vzpostavitev podvodnega kabla med Italijo in Črno goro.

3.2 Predpostavke simuliranega scenarija

Za potrebe raziskovanja bom za referenčno ceno električne energije držav JV Evrope uporabil realizirano ceno madžarske (HUPX) in romunske (OPCOM) borze. Omenjena trga tudi v praksi predstavljata referenčna trga za regijo JV Evrope, saj imata poleg geografske lege tudi zelo veliko likvidnost ter veliko prisotnost tržnih udeležencev iz ostalih držav v regiji.¹ Preučevano območje JV Evrope tako ne poteka dosledno glede na geografske

¹ Črna gora v času pisanja magistrskega dela še nima prisotnega organiziranega trga električne energije. Zaradi relativno nizke likvidnosti in cenovne podobnosti z madžarsko borzo je iz simulacije izključena slovenska

mejnike regije, temveč se bodo mejniki prilagodili glede na tržno situacijo električne energije iz leta 2016. Tako je med države JV Evrope vključena tudi Madžarska, saj ima na mejah z državami JV Evrope relativno višjo razpoložljivost ČPZ in je posledično njen trg električne energije bolj soroden trgom JV Evrope.

Načrtovani daljnovod med Italijo in Črno goro bo imel nameščeno prenosno moč 1200 MW, kar je približno dvakrat več od moči daljnovoda na slovensko-italijanski meji. V relativnem smislu predstavlja podvodni kabel ogromne ČPZ Balkanskega polotoka z Italijo. Kabel bo med obema omogočal pretok električne energije glede na cenovne razlike med trgi. Seveda pa to prinese potrebo po nadgradnji prenosnega omrežja med državami JV Evrope oz. poenostavljeno rečeno, vzpostaviti čim bolj prost pretok električne energije na relaciji med tradicionalno nizkim romunsko-bolgarsko električnim trgom pa do italijanskega. Skladno s tem se oz. se bodo izvajali infrastrukturni projekti, ki bodo sorazmerno povečali ČPZ znotraj skupine držav JV Evrope. Več o teh infrastrukturnih projektih je bilo predstavljeno v poglavju 2.4.

V sklopu obsega ČPZ podvodnega kabla glede na pričakovanja razvoja električne infrastrukture predstavljam tri simulacije. V prvi simulaciji predpostavljam nadgradnjo ČPZ balkanskega omrežja v enakem obsegu, kot ga bo imel podvodni kabel, celotni obseg poslov pa bo sklenjen na borzah. V drugi simulaciji predpostavljam polovično izkoriščenost podvodnega kabla zaradi zamud v nadgradnji balkanskega omrežja, prav tako bo celoten obseg poslov sklenjen na borzah. V tretji simulaciji predpostavljam popolnoma enoten madžarsko-romunski trg ter polno razpoložljivost italijansko-črnogorskega kabla.

Iz simuliranega scenarija bodo izločeni bilateralni posli z električno energijo, saj nedostopnost podatkov o slednjih onemogoča kreiranje agregatnih krivulj ponudbe in povpraševanja. Tako se bom osredotočil zgolj na organizirana trga električne energije HUPX in OPCOM. V Tabeli 1 so prikazane povprečne cene pasovne energije na organiziranih trgih preučevanih držav in okoliških držav, ki predstavljajo cenovno omejitev preučevanih držav. V letu 2016 je obseg sklenjenih poslov na romunski borzi znašal 25,8 mio. MWh električne energije, na madžarski pa 17,7 mio. MWh.

Obseg sklenjenih poslov na italijanski borzi (GME) je v letu 2016 znašal 289,7 mio. MWh električne energije. Glede na velikost obsega trgovanja bom v simulaciji predpostavil, da vzpostavitev daljnovoda med Italijo in Črno goro ne bo imela znatnejšega vpliva na italijansko tržno ceno, saj bi se po podatkih Terne obseg sklenjenih poslov na italijanski borzi povečal največ za 3 % (Terna, 2017) .

V preučevanih agregatnih krivuljah ponudbe in povpraševanja organiziranih trgov HUPX in OPCOM bom italijansko-črnogorski kabel smatral kot dodatnega tržnega udeleženca, ki je na omenjenih borzah vedno pripravljen kupovati pod in prodajati nad realiziranimi

borza BSP. V letu 2016 so se odprli organizirani trgi v Srbiji, Bolgariji in Hrvaškem, a so bili zaradi nizke likvidnosti prav tako izključeni iz simulacije.

italijanskimi cenami. Tovrstna predpostavka temelji na implicitnem tržnem mehanizmu, ki samodejno uskladi nakupna in prodajna naročila vpletenih borz, saj velja za ciljni model EU pri snovanju enotnega trga električne energije. Obseg tovrstnih nakupov in prodaj bo enak ČPZ načrtovanega daljnovoda tj. do 1200 MWh, obenem pa bom predpostavil, da se vsi ostali dejavniki, ki vplivajo na krivulje ponudbe in povpraševanja, ne spreminjajo. Za realizirano italijansko ceno bom uporabil ceno Centralno južnega območja Italije (CSUD), od koder bo podvodni kabel tudi potekal.

3.3 Baza podatkov

Podatke, ki so bili uporabljeni za simulacijo, sem pridobil na spletni strani madžarske (HUPX) in romunske (OPCOM) borze. Gre za nakupna in prodajna naročila tržnih udeležencev na omenjenih borzah v letu 2016, od koder se formirajo agregirani krivulji ponudbe in povpraševanja po električni energiji za dan vnaprej ter tržno ravnotežje. Trgovanje na borzi poteka na urnem nivoju, kar pomeni formacijo štiriindvajsetih krivulj ponudbe in isto število krivulj povpraševanja za en dan. Leto 2016 je bilo prestopno leto, torej je imelo 366 dni, a so podatki na voljo zgolj za 365 dni, saj je bilo zaradi nedelovanja trgovalnega algoritma obeh borz trgovanje za dan vnaprej (20. 3. 2016) preklicano. Na podlagi zajetih tržnih naročil se tako formira 8760 krivulj ponudbe in isto število krivulj povpraševanja na posamezno borzo. Cene električne energije na urnem nivoju za dan vnaprej so bile zajete s spletnih strani borz. Italijanske območne cene so bile pridobljene na uradni strani italijanske borze GME s.p.a.

S pomočjo orodja Excel sem v simulaciji določil novo tržno ravnovesje v agregatnih krivuljah ponudbe in povpraševanja na urnem nivoju borz HUPX in OPCOM, kjer sem vpeljal dodatno povpraševanje oz. ponudbo v višini realizirane italijanske cene ter v različnih obsegih ČPZ podvodnega kabla med Italijo in Črno goro.

3.4 Izračun simuliranih scenarijev

Za indikacijo cenovnega vpliva vzpostavitve podvodnega daljnovoda med Italijo in Črno goro na borzi električne energije HUPX in OPCOM za leto 2016 bom vzpostavil tri scenarije. Pri vseh treh bi vzpostavitev podvodnega daljnovoda vplivala na obseg trgovanja na omenjenih borzah, saj se je italijanska cena na urnem nivoju v letu 2016 precej razlikovala od madžarske oz. romunske. Dodatna omrežna povezava balkanskega polotoka z Italijo bi tako na madžarsko in romunsko borzo vplivala prek dodatnega povpraševanja ali ponudbe. Zaradi velikosti italijanskega trga bom italijansko realizirano ceno smatral kot dano ceno. Kot že omenjeno, bi podvodni daljnovod glede na ceno predstavljal na borzah HUPX in OPCOM dodatnega ponudnika oz. povpraševalca po električni energiji v obsegu razpoložljivih ČPZ, ki jih bo omogočala investicija v novo omrežno infrastrukturo. Izhajajoč iz simulacije bom lahko prikazal cenovno občutljivost obeh borz na spremembo v

razpoložljivih ČPZ. Za boljšo predstavo bo cenovna občutljivost prikazana na standardiziranih produktih trgovanja električne energije:

- pasovna energija (povprečje vseh 24 ur v dnevu; H1–H24),
- nizkotarifna energija (povprečje 8 obrobnih ur; H1–H6 ter H23–H24),
- visokotarifna energija (povprečje 16 ur, H7–H22),
- sončno-trapezna energija (povprečje ur z največjo intenziteto sončevega sevanja H11–H16).

V prvem simuliranem scenariju bom prikazal vpliv na ceno na borzah HUPX in OPCOM pod predpostavko sorazmernega povečanja ČPZ na celotni relaciji od Italije do Madžarske oz. Romunije. To pomeni, da bi bile ČPZ podvodnega kabla Italija–Črna gora v celoti razpoložljive, kar bi omogočilo dodatne investicije v infrastrukturo med balkanskimi državami vse do Madžarske in Romunije. Hkrati bom predpostavljajal, da bodo vsi posli za dan vnaprej sklenjeni na organiziranih trgih (borzah).

V drugem simuliranem scenariju bom pod predpostavko nezadostnih (prepočasnih) investicij v omrežno infrastrukturo med državami JV Evrope prikazal cenovni vpliv podvodnega kabla na borzi HUPX in OPCOM ob polovični razpoložljivosti ČPZ (600 MW), ki jih bo podvodni kabel omogočal. Delna razpoložljivost ČPZ slednjega bo tako posledica zamašitve pretoka električne energije med državami JV Evrope. Podobno kot pri prvem scenariju bo tudi tukaj vse trgovanje za dan vnaprej potekalo na organiziranih trgih.

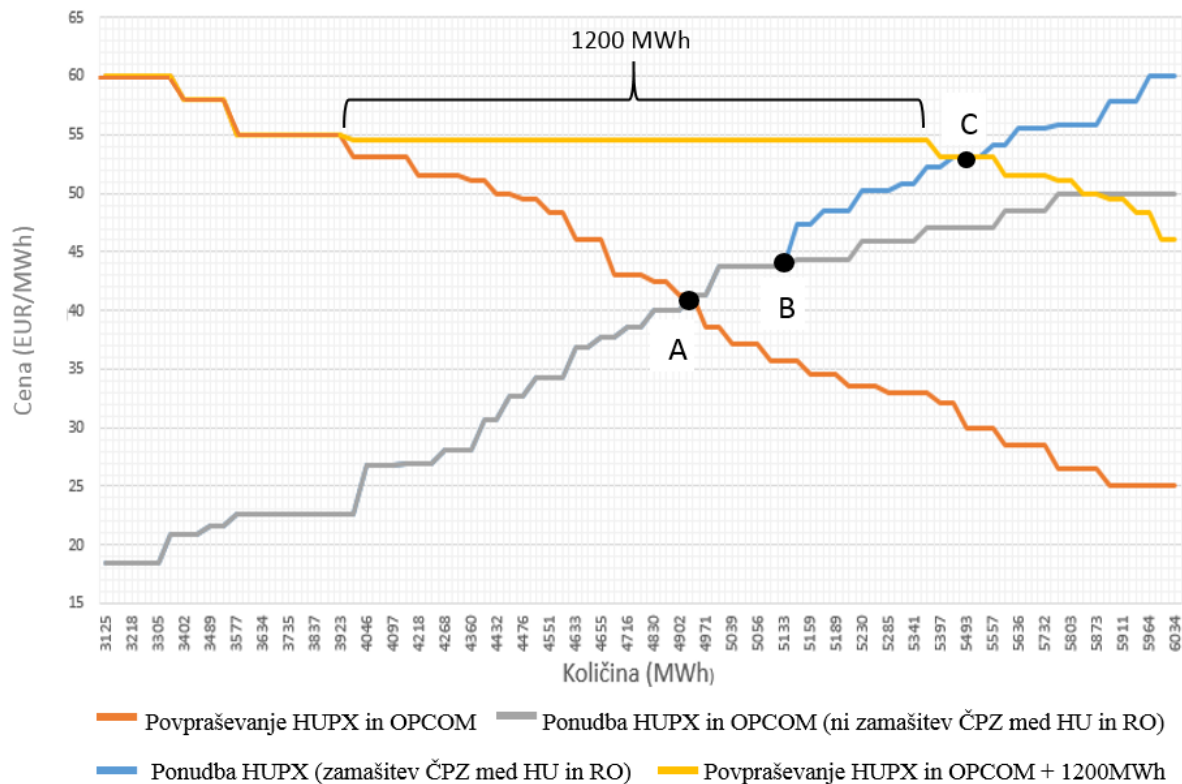
Pri tretjem simuliranem scenariju bom prikazal vpliv vzpostavitve italijansko-črnogorskega daljnovoda na regijsko ceno, kjer bi se pod predpostavko nadgradnje madžarsko-romunskih ČPZ kreiral popolnoma enoten trg brez zamašitev v pretoku električne energije med obema državama. Borzi HUPX in OPCOM bi tako vedno dosegli isto ceno, saj bi trg sestavljale enotne krivulje ponudbe in povpraševanja. Na relaciji med Črno goro ter Romunijo oz. Madžarsko pa bi se razpoložljivost ČPZ povečala skladno z razpoložljivostjo ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda, ki bi bil razpoložljiv v polni meri. Zopet je predpostavljeno, da je celoten obseg poslov za dan vnaprej sklenjen na borzah.

3.4.1 Scenarij 1: Polna razpoložljivost italijansko-črnogorskega daljnovoda

V tem scenariju je predvidena polna razpoložljivost ČPZ med Italijo in Madžarsko oz. Romunijo. Sočasno z vzpostavitvijo podvodnega kabla med Italijo in Črno goro se odvijata še projekta Srednje kontinentalni vzhodni koridor in Transbalkanski koridor. Uporaba italijansko-črnogorskega kabla je v veliki meri odvisna od realizacije obeh projektov. Zaključitev projektov je bila predvidena do približno istega časa (do leta 2020), torej bi bile v primeru pravočasnih realizacij projektov ČPZ italijansko-črnogorskega kabla v polni uporabi (1200 MW). Ob tej predpostavki sem izpeljal simulacijo, kjer je na borzah HUPX

in OPCOM vedno možno na urnem nivoju kupiti ali prodati do 1200 MWh po realizirani italijanski ceni.

Slika 5: Agregatne krivulje ponudbe in povpraševanja na borzah HUPX in OPCOM z dodatnim povpraševanjem v obsegu 1200 MWh po realizirani italijanski ceni (CSUD)



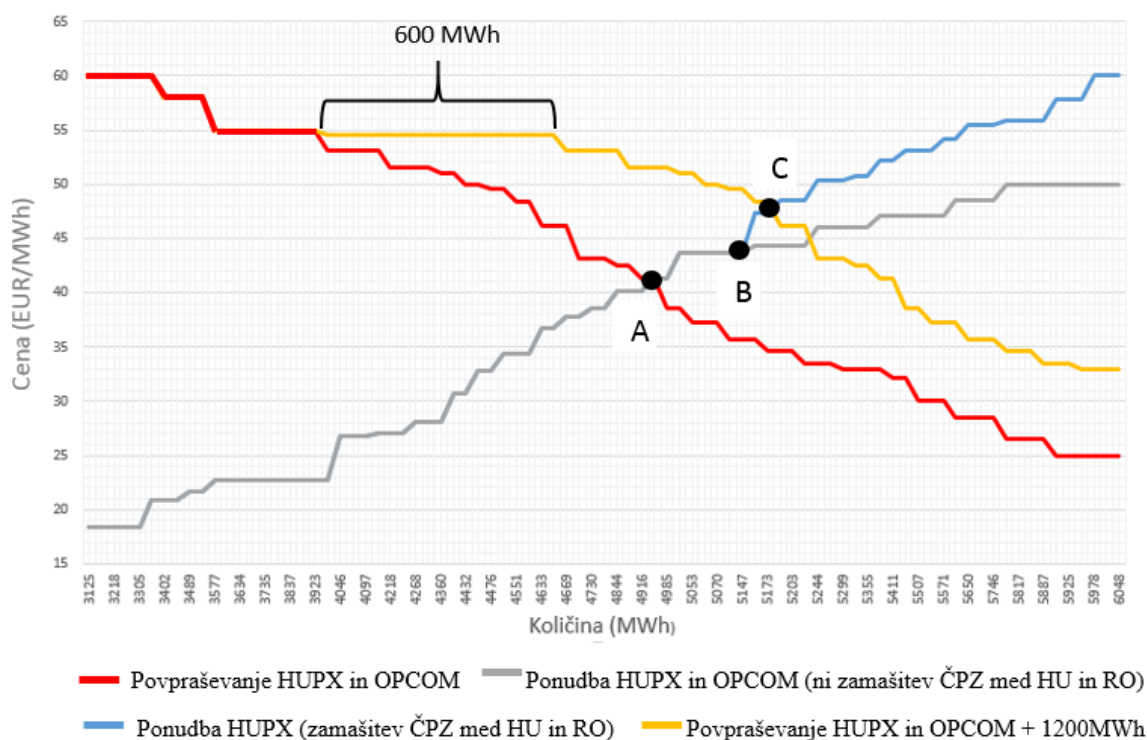
Vir: HUPX, OPCOM, GME day-ahead market results 2016.

Na Sliki 5 je predstavljena simulacija dodatnega povpraševanja v obsegu 1200 MWh po realizirani italijanski (CSUD) ceni 54,61 EUR/MWh. Izračun primera tržnega ravnotežja je podan za 14. 7. 2016 za urni blok H22. V referenčnem scenariju je bila dosežena popolna tržna spojitev med borzama HUPX in OPCOM pri ceni 41,29 EUR/MWh in količini 4971 MWh (točka A). Vključitev dodatnega povpraševanja po realizirani ceni CSUD 54,61 EUR/MWh v obsegu 1200 MWh povzroči dvig cen. Zaradi zamašitve ČPZ na romunsko-madžarski meji cenejša romunska ponudba ne more več zadostiti povečanemu povpraševanju in tako OPCOM doseže svojo najvišjo možno ceno pri ceni 43,7 EUR/MWh in skupni količini 5133 MWh (točka B), kar je na Sliki 5 vidno kot razcepitev agregatne krivulje ponudbe madžarske in romunske borze. Preostanek dodatnega povpraševanja lahko sedaj zadovolji le še borza HUPX, kjer se tržno ravnotežje izoblikuje pri ceni 53,11 EUR/MWh in skupni količini 5515 MWh. Skupni obseg sklenjenih poslov obeh borz se je tako povečal za 544 MWh, od katerih se je 382 MWh strgovalo izključno na borzi HUPX.

3.4.2 Scenarij 2: Polovična razpoložljivost italijansko-črnogorskega daljnovoda

Med izvajanjem infrastrukturnih projektov prihaja do različnih zamud, bodisi zaradi nepričakovanih terenskih ovir pri gradnji bodisi zaradi zamud pri pridobivanju vseh potrebnih gradbenih dovoljenj in prenosu parcelnih lastništev. V primeru italijansko-črnogorskega daljnovoda bo prišlo do delne uporabe ČPZ slednjega zaradi zamud pri projektu Transbalkanskega koridorja pri nadgradnji visokonapetostnega prenosnega omrežja v Bosni in Hercegovini ter Srbiji. Po predvidevanjih ENTSO-E (2016) se bo nadgradnja predvidoma zaključila približno štiri leta kasneje kot vzpostavitev podvodnega kabla, kar pomeni, da bo v tem času na meji med Črno goro in Srbijo ter Bosno in Hercegovino prihajalo do zamašitve pretoka električne energije, kar bo posledično pomenilo nižjo od potencialne uporabe ČPZ italijansko-črnogorskega kabla. Po predvidevanjih italijanskega sistemskega operaterja (Terna) bodo v tem obdobju ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda znašale 600 MW (Terna, 2018). Zaradi tega bo možno na borzah HUPX in OPCOM na urnem nivoju kupiti ali prodati do 600 MWh po realizirani italijanski ceni.

Slika 6: Agregatne krivulje ponudbe in povpraševanja na borzah HUPX in OPCOM z dodatnim povpraševanjem v obsegu 600 MWh po realizirani italijanski ceni (CSUD)



Vir: HUPX, OPCOM, GME day-ahead market results 2016.

Na Sliki 6 je predstavljena simulacija dodatnega povpraševanja v obsegu 600 MWh po realizirani italijanski (CSUD) ceni 54,61 EUR/MWh. Izračun primera tržnega ravnotežja je enako kot pri prvi simulaciji podan za 14. 7. 2016 za urni blok H22. V referenčnem Scenariju 2 je bila dosežena popolna tržna spojitve med borzama HUPX in OPCOM pri ceni

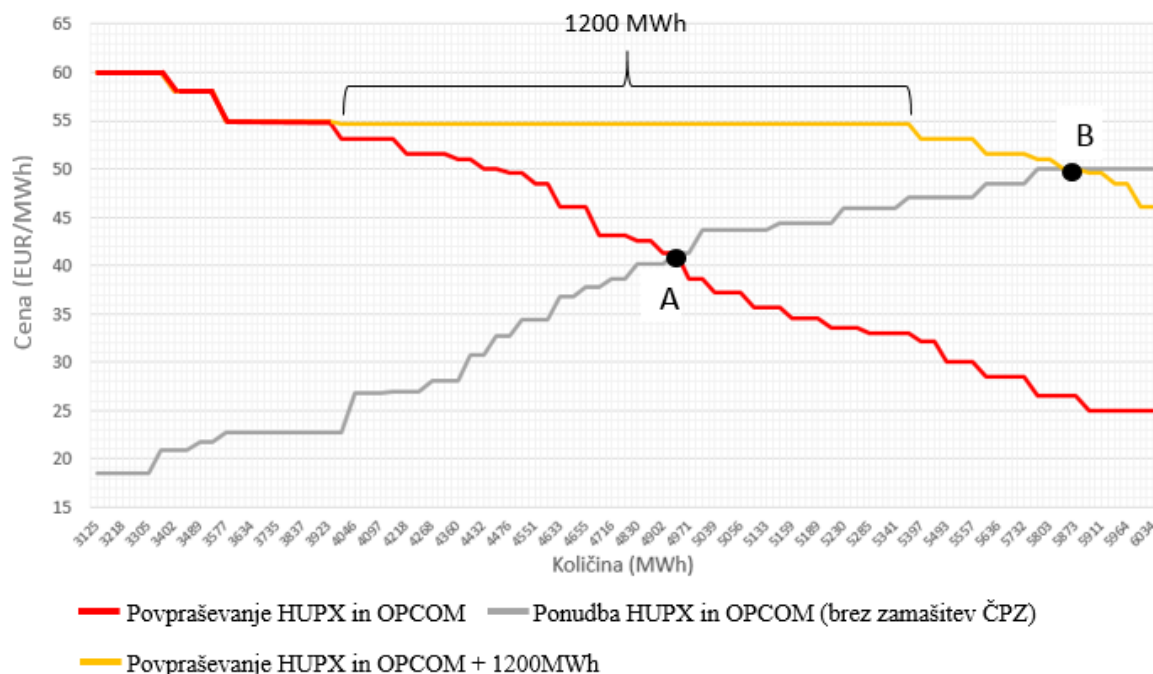
41,29 EUR/MWh in količini 4971 MWh (točka A). Dodatno povpraševanje v obsegu 600 MWh po realizirani ceni CSUD 54,61 EUR/MWh zopet premakne celotno krivuljo povpraševanja v desno. Omejene romunsko-madžarske ČPZ zopet onemogočijo prost uvoz poceni romunske energije, zato se tržno ravnotežje borze OPCOM enako kot pri Scenariju 1 vzpostavi pri ceni 43,7 EUR/MWh in skupni količini 5133 MWh (točka B), kjer se cena romunske in madžarske borze ponovno razcepi. Preostanek dodatnega povpraševanja se zopet zadosti zgolj iz borze HUPX, kjer se tržno ravnotežje vzpostavi pri ceni 46,12 EUR/MWh in skupni količini 5184 MWh. Celotni obseg sklenjenih poslov se je s polovično razpoložljivostjo ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda povečal za 213 MWh.

3.4.3 Scenarij 3: Popolna cenovna spojitve madžarsko-romunskega trga in celotna razpoložljivost italijansko-črnogorskega daljnovoda

Leta 2016 so bile v približno 24 % trgovanih urah (2062) cenovne razlike med madžarskim in romunskim trgom. Od tega je bil v večini primerov (85,4 %) OPCOM nižji od HUPX. Med omenjenima državama električno prenosno omrežje še ni razvito do te mere, da ne bi prihajalo do zamašitve razpoložljivih ČPZ. To se odraža v potencialno različnih krivuljah ponudbe in povpraševanja, ki se pojavijo na cenovnih intervalih, kjer prihaja do zamašitev ČPZ. V luči liberalizacije trgov električne energije prihaja tudi na meji omenjenih držav do nadgradnje ČPZ, kar bo pripomoglo k popolnoma prostemu pretoku električne energije med trgovoma. Združenje ENTSO-E je leta 2015 predložilo Projekt 259, ki predvideva povečanje ČPZ med Romunijo in Madžarsko v obsegu 800 MW, kar bo predvidoma omogočilo nemoten pretok električne energije. Pod predpostavko cenovno popolno spojenega romunsko-madžarskega trga se tako kreirajo enotne krivulje ponudbe in povpraševanje ter se vedno ustvari enotno cenovno ravnotežje. Ker gre za dolgoročen projekt, ki bi se končal predvidoma po letu 2030, lahko predvidevamo, da se bodo skladno s to časovnico zaključili tudi ostali projekti nadgradnje električnega omrežja v državah JV Evrope.

Na Sliki 7 je razvidno, da ob neomejenem pretoku električne energije med Madžarsko in Romunijo, pri skupni trgovani količini 5133 MWh ne pride več do razcepa agregatne krivulje ponudbe. Večino dodatnega povpraševanja pokrije cenejša in obsežna romunska ponudba termoelektrarn, ki je v primerih zamašitve ČPZ (Scenarij 1 in 2) med omenjenima državama v grafu ob razcepitvi predstavljala nižjeležečo krivuljo ponudbe električne energije. Ob simulaciji popolne tržne spojitve borz OPCOM in HUPX ter polne razpoložljivosti italijansko-črnogorskega daljnovoda se je v primeru urnega bloka H22 za 14. 7. 2016 tržno ravnotežje premaknilo od točke A (cena 41,29 EUR/MWh, količina 4971 MWh) do točke B, kjer se je vzpostavilo novo tržno ravnotežje pri ceni 50,03 EUR/MWh in skupnem obsegu sklenjenih poslov 5873 MWh. Iz med vseh treh scenarijev, se skupni obseg sklenjenih poslov najbolj poveča v tem scenariju (902 MWh).

Slika 7: Agregatne krivulje ponudbe in povpraševanja borz HUPX in OPCOM s popolno tržno spojitvijo in dodatnim povpraševanjem v obsegu 1200 MWh po realizirani italijanski ceni



Vir: HUPX, OPCOM, GME day-ahead market results 2016.

4 ANALIZA REZULTATOV SIMULACIJ

4.1 Primerjava cen električne energije madžarske in romunske borze pred in po simulaciji vzpostavitve podvodnega daljnovođa med Italijo in Črno goro

Rezultati simulacije s polno uporabo ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovođa kažejo rast cen na madžarski in romunski borzi, saj sta bili slednji v letu 2016 v povprečju nižji od italijanske. Od skupno 8760 preučevanih cen na urnem nivoju se je na madžarski borzi v kar 7005 urah (80 % trgovanih ur) cena izenačila z italijansko. Do znatnega izenačenja cen z italijansko je prišlo tudi na romunski borzi (55 % trgovanih ur oz. 4822 ur), ki pa je manjši od madžarskega, saj je v tem letu v četrtini primerov prišlo do zamašitve pretoka električne energije iz Romunije proti Madžarski. Visok delež izenačitve madžarske in romunske borze z italijansko niti ni toliko presenetljiv, saj je v letu 2016 povprečni obseg sklenjenih poslov na borzah HUPX in OPCOM znašal 5892 MWh na urnem nivoju. V primeru polnega izkoristka ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovođa v obsegu 1200 MW bi se obseg sklenjenih poslov, glede na naklon krivulj ponudbe in povpraševanja, občutno povečal. V primeru popolnoma neelastične krivulje povpraševanja na borzah HUPX in OPCOM bi ob

višji ceni CSUD to predstavljalo do 1200 MWh dodatnega povpraševanja oz. povečanje obsega za skoraj 20 %.

V Tabeli 9 so prikazani rezultati simulacije uporabe italijansko-črnogorskega daljnovoda v polnem obsegu 1200 MW, tj. Scenarij 1. Rezultati kažejo, da so bile največje spremembe pri nizkotarifnem produktu. Slednji bi se z uvedbo podvodnega daljnovoda v letu 2016 na HUPX povečal za 7,5 EUR oz. 27,8 %, na OPCOM pa za 5,2 EUR oz. 20,1 %. Po drugi strani pa so bile manjše spremembe v visokotarifnem produktu, ki se je na HUPX dvignil za 8,5 % ter na OPCOM za 10,8 %. To je predvsem posledica minimalne spremembe v sončno-trapeznem produktu, ki je del visokotarifnega. Cena italijanske energije je bila v sončno-trapeznem produktu v povprečju celo nižja od madžarske cene, a še vedno višja od romunske. V simulaciji je tako prišlo do dodatne ponudbe italijanske energije na borzi HUPX. Cena na HUPX se je tu znižala za 1 %, cena na OPCOM pa se je zvišala za 4,8 %.

Romunija je s svojo poceni energijo iz termoelektrarn in obnovljivih virov še vedno v povprečju cenejša v vseh trgovanih produktih. Najmanjša razlika med romunsko in italijansko ceno se pojavlja v sončno-trapeznem produktu.

Tabela 9: Prikaz cene produktov na borzah HUPX in OPCOM v referenčnem in simuliranem Scenariju (1) s polno razpoložljivostjo italijansko-črnogorskega daljnovoda (1200 MW)

	HUPX			OPCOM		
	Referenčni scenarij (EUR/MWh)	Simulirani scenarij (EUR/MWh)	Sprememba cen (%)	Referenčni scenarij (EUR/MWh)	Simulirani scenarij (EUR/MWh)	Sprememba cen (%)
Pasovna energija	35,5	40,2	13,4	33,4	37,8	13,3
Nizkotarifna energija	26,9	34,4	27,8	25,7	30,9	20,1
Visokotarifna energija	39,7	43,1	8,5	37,2	41,2	10,8
Sončno-pasovna energija	38,7	38,3	-1,0	35,1	36,8	4,8

Vir: HUPX, OPCOM day-ahead market results 2016.

V preučevanih agregiranih krivuljah ponudbe in povpraševanja na borzah HUPX in OPCOM opazimo, da se tržno ravnotežje nahaja blizu območja relativno velike občutljivosti dodatnega povpraševanja oz. ponudbe. V simulaciji z vzpostavitvijo italijansko-črnogorskega daljnovoda s polno razpoložljivostjo ČPZ (1200 MW) se je večina tržnih ravnotežij na urnem nivoju vsaj ene od obeh borz vzpostavila na italijanskem cenovnem nivoju. V letu 2016 je v 6336 od 8760 trgovanih ur oz. v 72 % primerov cena italijanske borze presegla ceno madžarske oz. romunske. V teh primerih bi se ob polni razpoložljivosti

podvodnega daljnovoda 80 % urnih ravnotežij borze HUPX izenačilo z italijansko ceno, na borzi OPCOM pa bi delež slednjih znašal 55 %. V primeru nižje italijanske cene bi se cenovno ravnotežje borz HUPX in OPCOM v 92,2 % trgovanih ur izenačilo z italijansko ceno. Povprečna cena pasovne energije za leto 2016 bi se ob polni razpoložljivosti ČPZ daljnovoda na borzi HUPX povečala za 13,4 %, na borzi OPCOM pa za 13,3 %. Razlika med povprečno ceno pasovne energije CSUD in HUPX bi se s 6,1 EUR/MWh znižala na 1,3 EUR/MWh. Razlika med povprečno ceno pasovne energije CSUD in OPCOM pa bi se z 8,2 EUR/MWh spustila na 3,8 EUR/MWh. Na podlagi teh rezultatov lahko sklepamo, da bi preučevana infrastrukturna investicija s polno razpoložljivostjo ČPZ zelo močno pripomogla h konvergenci cen italijanskega trga s trgi JV Evrope.

Pri rezultatih Scenarija 2, kjer je v simulaciji uporabljena delna razpoložljivost ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda v obsegu 600 MW zaradi zamašitve pretoka električne energije znotraj Balkanskega polotoka, je sprememba v cenah pričakovano manjša, saj omenjeno zmanjšanje ČPZ poveča potencialni obseg sklenjenih poslov največ za 600 MWh. V sklopu 8760 preučevanih cen na urnem nivoju se je cena na borzi HUPX zgolj v 3047 urah (34,8 %) izenačila z italijansko, še manjši pa je delež ur, kjer se je cena OPCOM izenačila z italijansko, in sicer 30,1 % oz. v 2639 urah, saj so bile cene borze OPCOM v letu 2016 v povprečju nižje od cen borze HUPX.

Tabela 10: Prikaz cene produktov na borzah HUPX in OPCOM v referenčnem in simuliranem Scenariju (2) s polovično razpoložljivostjo italijansko-črnogorskega daljnovoda (600 MW)

	HUPX			OPCOM		
	Referenčni scenarij (EUR/MWh)	Simulirani scenarij (EUR/MWh)	Sprememba cen (%)	Referenčni scenarij (EUR/MWh)	Simulirani scenarij (EUR/MWh)	Sprememba cen (%)
Pasovna energija	35,5	37,1	4,5	33,4	35,9	7,5
Nizkotarifna energija	26,9	28,4	5,6	25,7	27,1	5,4
Visokotarifna energija	39,7	41,4	4,3	37,2	40,0	7,5
Sončno-pasovna energija	38,7	38,3	-1,0	35,1	36,2	3,1

Vir: HUPX, OPCOM day-ahead market results 2016.

Tabela 10 prikazuje rezultat simulacije z zmanjšano razpoložljivostjo ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda. Razlike v cenah trgovanih produktov so nižje, spremembe med

visokotarifnim in nizkotarifnim produktom so v tem primeru precej podobne. Cena visokotarifnega produkta na borzi HUPX se je zavišala za 4,3 %, za nizkotarifnega pa 5,6 %, na borzi OPCOM se je cena nizkotarifnega produkta zvišala za 5,4 %, za nekaj več (7,5 %) pa se je dvignila cena visokotarifnega produkta. Podobno kot pri prejšnjem scenariju so zopet opazne minimalne spremembe v sončno-trapeznem produktu. Na borzi HUPX je se je cena spustila za 1 %, na borzi OPCOM pa je narasla za 3,1 %.

Pod predpostavko delne razpoložljivosti ČPZ (600 MW) italijansko-črnogorskega daljnovoda lahko opazimo, da se povprečna cena pasovne energije poveča na borzi HUPX za 4,5 %, na borzi OPCOM pa za 7,5 %. Iz rezultatov simulacije vidimo, da se večina cenovne spremembe v pasovni energiji na borzi OPCOM zgodi že ob polovični razpoložljivosti ČPZ, medtem ko se večina spremembe pri borzi HUPX zgodi ob polni razpoložljivosti ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda.

Slika 8: Razlika povprečne cene pasovne energije med CSUD ter OPCOM in HUPX ob različnih ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda



Vir: HUPX, OPCOM, GME day-ahead market results 2016.

Na Sliki 8 je dodatno prikazano nižanje razlike (ang. *spread-a*) povprečne cene pasovne energije med italijanskim ter romunskim in madžarskim trgom v odvisnosti od simulirane velikosti razpoložljivih ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda. Opaziti je mogoče, da prihaja do največjega padca razlike med madžarsko in italijansko ceno pri velikosti razpoložljivih ČPZ med 800 MW in 900 MW, pri razliki med romunsko in italijansko ceno

pa prihaja do največjega padca razlike pri velikosti razpoložljivih ČPZ v obsegu 500 MW in 600 MW. Pretok električne energije med Romunijo in Madžarsko v določeni točki doseže svoj maksimum in pride do zamašitve pretoka. V tej točki iz enotne krivulje ponudbe nastaneta dve krivulji, ki imata glede na proizvodno strukturo različni obliki. To pojasnjuje različno spremembo cene električne energije v odvisnosti od obsega ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda.

V Tabeli 11 so prikazani rezultati cen produktov električne energije v Scenariju 3. Tu referenčni scenarij predpostavlja popolno cenovno spojitve borz HUPX in OPCOM (brez italijansko-črnogorskega daljnovoda). V simuliranem scenariju je vključen še italijansko-črnogorski daljnovod s polno razpoložljivostjo ČPZ (1200 MW). Velik obseg cenejših proizvodnih kapacitet romunskih elektrarn in neomejen pretok energije iz države povzročita manjši dvig cen električne energije kot v primerih omejenega pretoka električne energije med Madžarsko in Romunijo.

Tabela 11: Scenarij 3 – cene produktov na cenovno popolnoma spojenih borzah HUPX in OPCOM v referenčnem in simuliranem scenariju s polno razpoložljivostjo italijansko-črnogorskega daljnovoda (1200 MW)

	Popolnoma spojena HUPX in OPCOM		
	Referenčni scenarij (EUR/MWh)	Simulirani scenarij (EUR/MWh)	Sprememba cen (%)
Pasovna energija	34,1	38,6	13,3
Nizkotarifna energija	26,2	32,1	22,9
Visokotarifna energija	38,1	41,9	10,0
Sončno-pasovna energija	36,4	37,3	2,6

Vir: HUPX, OPCOM day-ahead market results 2016.

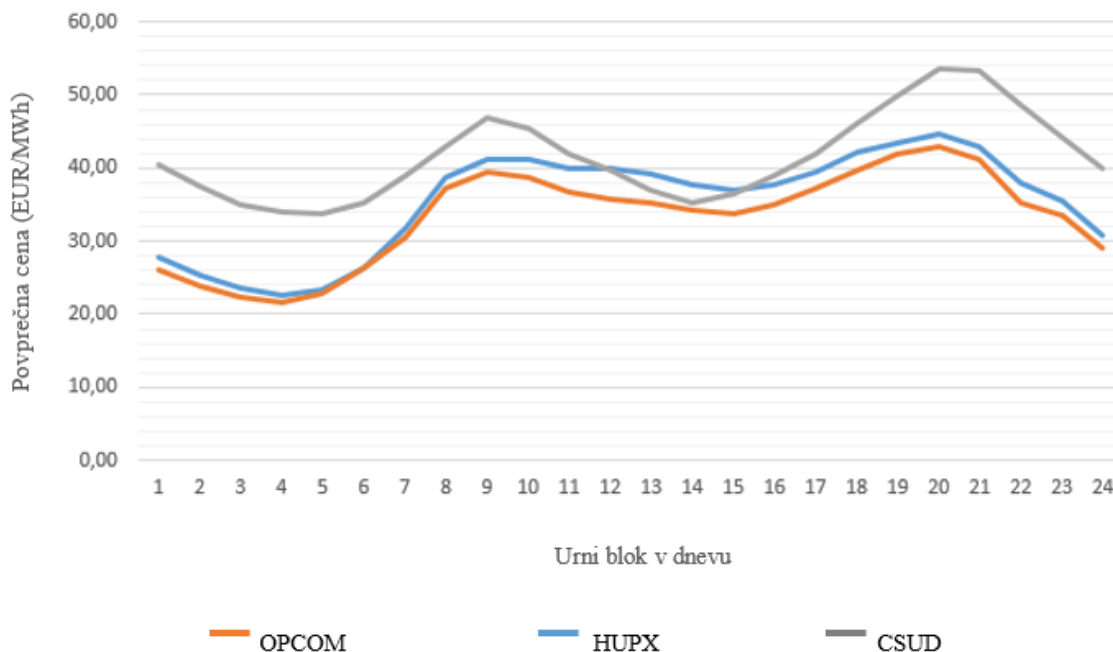
4.2 Analiza dvosmernega trgovanja

Pri analiziranju cenovnih ravnotežij iz leta 2016 je razvidno, da je večina urnih cen italijanske borze GME za Srednjejužno območje (CSUD) presegla tiste z borze HUPX ali OPCOM. Od preučevanih 8760 cen na urnem nivoju je v 6336 urah oz. 72 % primerov italijanska cena presegla ceno madžarske in romunske borze. Sklepamo lahko, da bi Italija večino urnih blokov uvažala z Balkanskega polotoka.

S Slike 9 je razvidno, da prihaja do največjih cenovnih razlik predvsem v nižjetarifnem produktu. V tem območju je opazen tudi največji delež primerov, ko je italijanska cena na urnem nivoju presegla madžarsko ali romunsko. Do najmanjše razlike v urnih cenah med italijansko ter madžarsko oz. romunsko borzo prihaja v urah sončno-trapeznega produkta (med 11. in 16. uro). V območju CSUD je nameščenih relativno veliko sončnih elektrarn.

Slednje imajo praktično zanemarljive variabilne proizvodne stroške (Bahar & Sauvage, 2013). V sončno-trapeznem produktu je povprečna madžarska cena celo višja od italijanske za 0,36 EUR/MWh, romunska pa je od italijanske nižja za 3,1 EUR/MWh. Tu je že razvidna tendenca po uvozu italijanskega sončno-trapeznega produkta na madžarsko borzo, medtem ko je bila romunska v povprečju v vseh urah cenejša.

Slika 9: Povprečna cena urnih blokov v letu 2016 na borzah HUPX, OPCOM in CSUD (GME)

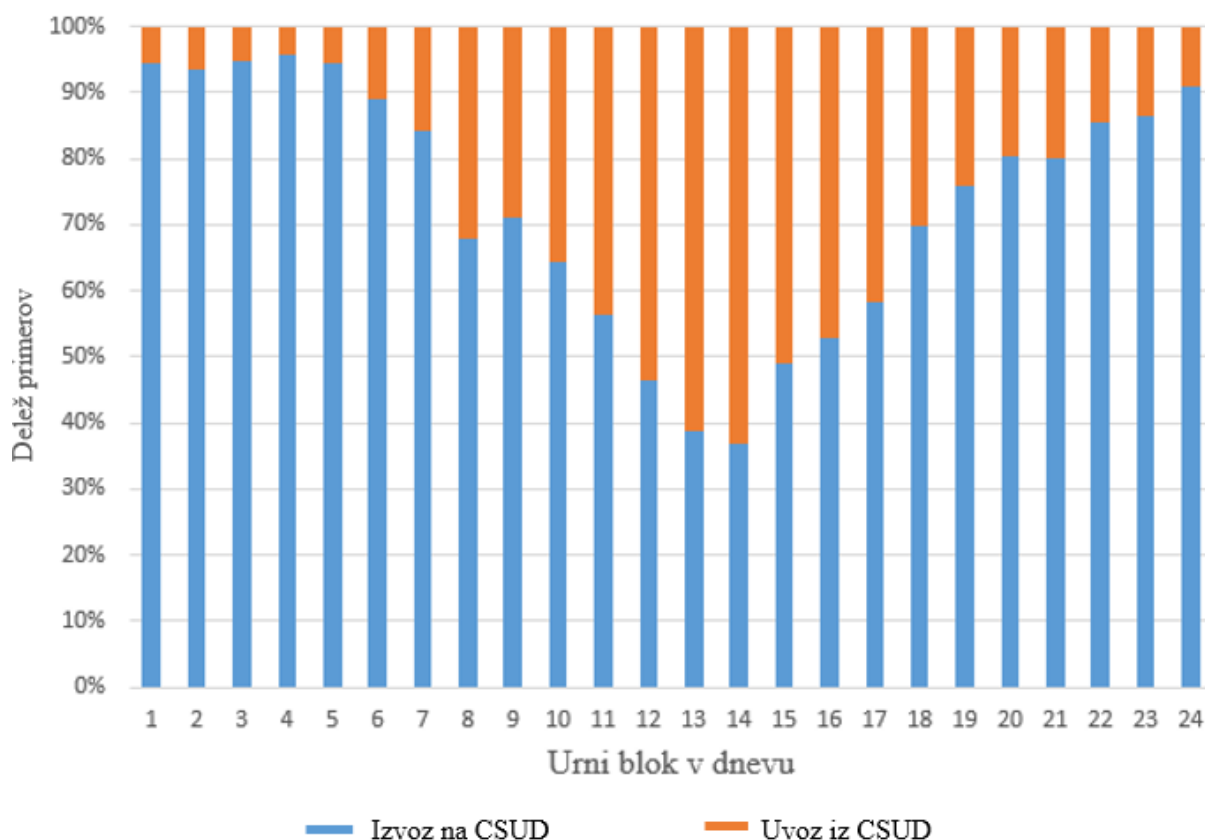


Vir: HUPX, OPCOM, GME day-ahead market results 2016.

Trg električne energije močno zaznamujejo stohastični dejavniki tako na strani ponudbe kot povpraševanja. Kljub znatnim razlikam v povprečni ceni urnih blokov iz leta 2016, ki jih lahko opazimo na Sliki 9, bi še vedno prihajalo do primerov, npr. uvoza električne energije iz Italije v Romunijo. Ti primeri niso tako pogosti, saj po navadi ne temeljijo na strukturnem stanju posameznega elektrogospodarstva, temveč so večinoma posledica bolj kratkoročnih napačnih pričakovanj, izrednih ali nepredvidenih dogodkov. Takšni primeri so npr. precenjen/podcenjen odjem električne energije, močna in hitra sprememba v proizvodnji iz obnovljivih virov, tehnični izpad elektro proizvodnje in napačna uporaba ČPZ (Harris, 2006).

Na Sliki 10 je glede na urni blok prikazan delež primerov rentabilnega izvoza z borze HUPX ali OPCOM na CSUD ter uvoz iz slednje. Od tod je vidno, da se z vzpostavitvijo pojavi tendenca po dvosmernem trgovanju. Navkljub veliki razliki v povprečni ceni nizkotarifnega produkta so bili še vedno primeri, ko je bil slednji nižji na CSUD kot na HUPX ali OPCOM. Prav tako je bil sončno-trapezni produkt na borzi HUPX včasih nižji od CSUD. Značilnost teh primerov je v tem, da so relativno redkejši.

Slika 10: Delež rentabilnega izvoza in uvoza z borze CSUD glede na urni blok v dnevu



Vir: HUPX, OPCOM, GME day-ahead market results 2016.

4.3 Primerjava obsega trgovanja na madžarski in romunski borzi pred in po vzpostavitvi italijansko-črnogorskega daljnovoda

V zadnjih letih se je obseg trgovanja z električno energijo na trgih JV Evrope povečeval predvsem zaradi vse večje prisotnosti električne energije, proizvedene iz obnovljivih virov (hidro, vetrne, sončne elektrarne), in povečanih prenosnih kapacitet iz cenovno ugodnejših Avstrije in Slovaške (Tabela 1). Vzpostavitev novih prenosnih zmogljivosti med cenovno različnima območjema ponavadi povzroči povečanje obsega trgovanja.

Tudi v primeru borz HUPX in OPCOM se z vzpostavitvijo italijansko-črnogorskega daljnovoda predvideva povečanje obsega trgovanja glede na referenčni scenarij. V simuliranih scenarijih sem infrastrukturo investicije smatral kot dodatnega udeleženca na trgu v obsegu ČPZ daljnovoda, zamejenega z italijansko ceno. Ker je med borzami GME (CSUD) in HUPX ter OPCOM v referenčnem scenariju prisotna znatna cenovna razlika, se je skladno s tem na slednjih borzah pojavilo dodatno povpraševanje oz. ponudba po električni energiji na urnem nivoju. Sprememba v obsegu trgovanja pa je hkrati odvisna od cenovne elastičnosti agregatnih krivulj ponudbe in povpraševanja iz referenčnega scenarija.

Iz Tabele 12 je razvidno znatno povečanje skupnega obsega trgovanja na madžarski in romunski borzi kot posledici vzpostavitve novega daljnovoda. Skladno z rezultati simuliranih scenarijev bi se obseg trgovanja pri delni razpoložljivosti ČPZ novega daljnovoda povečal za 2692 TWh oz. 6,3 %, pri polni razpoložljivosti pa za 4257 TWh oz. približno 10 %. Najbolj se je obseg sklenjenih poslov povečal ob popolni spojitvi madžarskega in romunskega trga ter polni razpoložljivosti italijansko-črnogorskega kabla, in sicer za 5701 TWh oz. 13,3 %.

Tabela 12: Skupni obseg sklenjenih poslov na borzah HUPX in OPCOM ob simuliranih scenarijih razpoložljivih ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda v velikosti 600 MW in 1200 MW na mesečnem nivoju

	Referenčni scenarij	Scenarij 600 MW		Scenarij 1200 MW (nepopolna spojitve)		Scenarij 1200 MW (popolna spojitve)	
	Volumen (TWh)	Volumen (TWh)	Δ%	Volumen (TWh)	Δ%	Volumen (TWh)	Δ%
JAN	3237	3406	5,2	3484	7,6	3586	10,8
FEB	3079	3353	8,9	3512	14,1	3667	19,1
MAR	3536	3790	7,2	3907	10,5	4110	16,2
APR	3522	3743	6,3	3881	10,2	3911	11,0
MAJ	3408	3684	8,1	3988	17,0	4021	18,0
JUN	3667	3953	7,8	4123	12,4	4321	17,8
JUL	3867	4124	6,7	4235	9,5	4436	14,7
AVG	3626	3801	4,8	3885	7,1	3966	9,4
SEP	3472	3691	6,3	3813	9,8	3962	14,1
OKT	3780	3897	3,1	3967	5,0	4054	7,2
NOV	3992	4263	6,8	4399	10,2	4507	12,9
DEC	4008	4176	4,2	4255	6,2	4354	8,6
Skupaj	43194	45885	6,3	47451	10	48895	13,3

Vir: HUPX, OPCOM, GME day-ahead market results 2016.

SKLEP

Leta 2015 je Evropska komisija na pobudo združenja ENTSO-E potrdila investicijo v izgradnjo podvodnega električnega daljnovoda med Italijo in Črno goro, ki bo predvidoma v uporabi konec leta 2019. Investicija je bila klasificirana kot projekt skupnih interesov, ki bi skladno z ostalimi projekti nadgradnje električnih omrežij v JV Evropi močno vplival na trge električne energije v EU. Investicija je smotrna zgolj ob sočasnem razvoju električnih omrežij na celotni relaciji med Črno goro ter Madžarsko in Romunijo, kar pomeni sodelovanje EU z državami, ki niso članice, a morajo vseeno prek Energetske skupnosti upoštevati smernice o snovanju enotnega energetskega trga.

Investicija v izgradnjo in nadgradnjo električnih omrežij med državami omogoča tesnejšo integracijo trgov električne energije. To se v največji meri odraža v cenovni konvergenci trgov in večjem naboru virov električne energije, kar botruje večji varnosti z oskrbo z električno energijo. Varnost oskrbe nacionalnih omrežij prek mednarodne izmenjave tako zmanjšuje tudi potrebo po dragih investicijah v proizvodne vire električne energije, ki bi bili uporabljeni zgolj v redkih situacijah velikega primanjkljaja električne energije v nacionalnem omrežju.

V magistrskem delu sem preučil spremembe, ki bi jih na organiziranih trgih električne energije v JV Evropi prinesla vzpostavitev podvodnega električnega daljnovoda med Italijo in Črno goro. Pri tem sem se osredotočil predvsem na cenovno občutljivost organiziranih trgov na velikost razpoložljivih ČPZ omenjenega daljnovoda in spremembe v obsegu trgovanja. Z namenom preučevanja teh sprememb sem primerjal pretekla dosežena tržna ravnotežja z rezultati simulacij, ki so vsebovala povečanje ČPZ med romunsko-madžarskim in italijanskim trgom.

S simulacijo trgovanja na romunskem in madžarskem borznem trgu z električno energijo pod vplivom vzpostavitve italijansko-črnogorskega električnega daljnovoda v letu 2016 sem ugotovil, da bi omenjeni daljnovod s polno razpoložljivostjo ČPZ povprečno ceno pasovne električne energije na madžarski borzi povečal za 4,7 EUR, na romunski borzi pa bi se povečala za 4,4 EUR. Pod predpostavko popolne cenovne spojitve omenjenih borz bi se cena povečala za 4,5 EUR. Rezultati simulacije kažejo, da se večina cenovne spremembe v pasovni energiji na borzi OPCOM zgodi že ob polovični razpoložljivosti ČPZ, medtem ko se večina spremembe pri borzi HUPX zgodi ob polni razpoložljivosti ČPZ italijansko-črnogorskega daljnovoda. Ob polovični razpoložljivosti ČPZ podvodnega daljnovoda bi se povprečna cena pasovne energije madžarske borze povečala za 1,6 EUR/MWh, romunske pa za 2,5 EUR/MWh. V vseh primerih je vidna cenovna konvergenca med romunsko-madžarskim in italijanskim trgom. Slednja je še posebej očitna pri polni razpoložljivosti ČPZ daljnovoda, kjer bi razlika med italijanskim in romunskim trgom znašala 3,8 EUR/MWh, med italijanskim in madžarskim trgom pa bi razlika znašala zgolj 1,3 EUR/MWh.

Na podlagi realiziranih tržnih ravnotežij ter simulacije romunske in madžarske borze sem ugotovil, da bi omenjeni borzi v letu 2016 tako izvažali kot tudi uvažali z italijanskega trga. Od preučevanih 8760 ur bi 73,2 % ur izvažali ter 26,8 % ur uvažali z italijanskega trga, kar prikazuje obstoj dvosmernega trgovanja. Razmerje med izvozom in uvozom trgovanih urnih blokov se razlikuje, najnižje razmerje pa se pojavlja v urnih blokih z intenzivnim sončevim sevanjem, kar je skladno z veliko prisotnostjo sončnih elektrarn na italijanskem trgu.

V simulaciji vzpostavitve italijansko-črnogorskega daljnovoda se je skladno s cenovnimi razlikami povečal tudi obseg sklenjenih poslov na madžarski in romunski borzi. Ob polni razpoložljivosti ČPZ daljnovoda bi se obseg povečal za 4257 TWh ur oz. približno 10 %, ob polovični razpoložljivosti ČPZ pa bi se obseg sklenjenih poslov povečal za 2692 TWh oz. 6,3 %. Pod predpostavko popolne cenovne spojitve madžarsko-romunskega trga bi dobršen

delež dodatnega povpraševanja zadovoljila cenejša romunska energija, obseg sklenjenih poslov pa bi se povečal za 13,3 % oz. 5701 TWh.

Rezultati simulacije izgradnje italijansko-črnogorskega daljnovoda in nadgradnje električnih omrežij Balkanskega polotoka kažejo, da se bodo trgi JV Evrope še naprej integrirali, kar bo pripomoglo k vzpostavitvi enotnega panevropskega trga.

LITERATURA IN VIRI

1. ACER. (2011). *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*. Pridobljeno 5. januarja 2018 iz http://www.acer.europa.eu/en/Electricity/FG_and_network_codes/Electricity%20FG%20%20network%20codes/FG-2011-E-002.pdf
2. ACER. (2013, 28. november). *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2012*. Pridobljeno 5. decembra 2017 iz http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer%20market%20monitoring%20report%202013.pdf
3. ACER. (2015, 30. november). *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2014*. Pridobljeno 8. decembra 2017 iz http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_market_monitoring_report_2015.pdf
4. AGEN RS. (2017). *Report on the energy sector in Slovenia for 2016*. Ljubljana: AGEN RS.
5. AGEN RS. (2017, februar). *Zimski sveženj – novosti in spremembe*. Ljubljana: AGEN RS. Pridobljeno 22. aprila 2018 iz <https://www.agen-rs.si/documents/10926/0/Zimski-sve%C5%BEenj-zakonodajnih-ukrepov-EU-s-podro%C4%8Dja-elektri%C4%8Dne-energije/42b4db39-3d31-498a-8d6d-50dc8b33c254>
6. Ambec, S. & Crampes, C. (2012). Electricity provision with intermittent sources of energy. *Resource and Energy Economics*, 34, 3rd edition, 319–336.
7. Antweiler, W. (2014). *Cross-border trade in electricity*. Vancouver: Saider school of business, University of British Columbia.
8. Bahar, H. & Sauvage, J. (2013). *Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe*. OECD Trade and Environment working papers, 2013/02, Paris: OECD Publishing.
9. Balkan Energy. (2016, 30. avgust). *EPS is still the main supplier of electricity in Serbia*. Pridobljeno 30. januarja 2018 iz <http://balkanenergy.com/eps-is-still-the-main-supplier-of-electricity-in-serbia-serbia-30-august-2016/>
10. Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy economics: concepts, issies, markets and governance*. London: Springer-Verlag.
11. BSP, d. o. o. (2011). *Letno poročilo 2010*. Ljubljana: BSP, d. o. o.
12. BSP, d. o. o. (2012). *Letno poročilo 2011*. Ljubljana: BSP, d. o. o.
13. Cavaliero, A. (2013). *The impact of the Italian-Slovenian market coupling on the risk of price spikes in the Italian day-ahead electricity market*. Rotterdam: Erasmus School of Economics.
14. CEE Bankwatch network. (2017a). *The energy sector in Bosnia and Herzegovina*. Pridobljeno 7. januarja 2018 iz <https://bankwatch.org/beyond-coal/the-energy-sector-in-bosnia-and-herzegovina>
15. CEE Bankwatch network. (2017b). *The energy sector in Montenegro*. Pridobljeno 7. januarja 2018 iz <https://bankwatch.org/beyond-coal/the-energy-sector-in-montenegro>

16. CEE Bankwatch network. (2017c). *The energy sector in Serbia*. Pridobljeno 7. januarja 2018 iz <https://bankwatch.org/beyond-coal/the-energy-sector-in-serbia>
17. CGES. (2017). *Operating statement of Crnogorski elektroprenosni sistem AD for the year 2016*. CGES: Podgorica. Pridobljeno 28. novembra 2017 iz <https://www.cges.me/en/documents/reports#>
18. Cocker, T. (2005). *Integrating Electricity Markets through Wholesale Markets: Eurelectric Road Map to a Pan-European Market*. Brussels: Eurelectric.
19. Coenraad S. (2011). *The Price Effects of Market Coupling*. Tilburg: University of Tilburg, Tilburg School of Economics and Management.
20. Covatariu A. & Dobrin, C. (2016). The Impact of the Regional Electricity Market's Coupling on the Romanian Day Ahead Market Prices. *Economic Sciences Series*, 16(1), 147–169.
21. Cramton, P. B. (2017). Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 589–612.
22. Cruciani M. (2015). Electric networks and energy transition in Europe. *Centre Énergie*, 2, 10–14.
23. Černigoj, U. (2016). *Nepredvideni tokovi električne energije v izbranih srednjeevropskih državah in možnost razdelitve nemško-avstrijskega trgovalnega območja*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
24. Danias N. & Swales J. (2013). *The Greek Electricity Market Reforms: Political and Regulatory Considerations*. Glasgow. UK: Fraser of Allander Institute - Department of Economics and the Strathclyde International Public Policy Institute (SIPPI), University of Strathclyde.
25. Direktiva 2003/54/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/ES. *Uradni list EU*, št. 176/2003.
26. Direktiva 2009/72/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES. *Uradni list EU*, št. 211/2009.
27. Direktiva 96/92/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 19. decembra 1996 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo. *Uradni list EU*, št. 27/1997.
28. EIHP. (2017). *Electricity Market Perspectives in Southeastern Europe*. Zagreb: Energetski inštitut Zagreb.
29. ELES. (2012). *Pravilnik o načinu in pogojih dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti*. Pridobljeno 3. decembra 2017 iz https://www.eles.si/Portals/0/Novice/avkcije/Pravilnik%20o%20na%C4%8Dinu%20in%20pogojih%20dodeljevanja_2013_www.pdf
30. ELES. (2017). *Pregled zgodovinskih dogodkov*. Ljubljana: ELES. Pridobljeno 2. februarja 2018 iz <https://www.eles.si/pregled-zgodovinskih-dogodkov>
31. Energetska skupnost. (2017). *Namen in izvedba*. Dunaj: Energetska skupnost. Pridobljeno 28. novembra 2017 iz <https://www.energy-community.org/aboutus/who-weare.html>

32. ENTSO-E. (2015a). *Project 277 – new double 400kV interconnection line between Bulgaria and Serbia*. Bruselj: ENTSO-E.
33. ENTSO-E. (2015b). *Project 138 – Black Sea corridor*. Bruselj: ENTSO-E.
34. ENTSO-E. (2015c). *Project 141 – Slovenia-Hungary corridor*. Bruselj: ENTSO-E.
35. ENTSO-E. (2015d). *Project 144 – Mid Continental east corridor*. Bruselj: ENTSO-E.
36. ENTSO-E. (2015e). *Project 146 – CSE8 Transbalkan Corridor*. Bruselj: ENTSO-E.
37. ENTSO-E. (2015f). *Project 227 – CSE8 Transbalkan Corridor*. Bruselj: ENTSO-E.
38. ENTSO-E. (2015g). *Project 28 – Italy-Montenegro interconnection*. Bruselj: ENTSO-E.
39. ENTSO-E. (2015h). *TYNDP: Regional Investment Plan 2015 Continental South East region*. Bruselj: ENTSO-E. Pridobljeno 30. novembra 2017 iz https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/301015_Regional%20Investment%20Plan%202015%20-%20RG%20CSE%20-%20Final.pdf#search=montenegro%20italy%20interconnection
40. ENTSO-E. (2017). *Statistical factsheet 2016*. Bruselj: ENTSO-E. Pridobljeno 24. novembra 2017 iz <https://www.entsoe.eu/publications/statistics/statistical-factsheet/Pages/default.aspx>
41. EPRS. (2016). *Understanding electricity markets in the EU*. Bruselj: European Parliamentary Research Service.
42. Evropska komisija. (2015). *Connecting Europe facility-CEF*. Bruselj: Evropska komisija. Pridobljeno 12. decembra 2017 iz <https://ec.europa.eu/inea/connecting-europe-facility/cef-energy/cef-energy-projects-and-actions>
43. Evropska komisija. (2017). *Towards a sustainable and integrated Europe - Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets*. Bruselj: Evropska komisija.
44. Harris, C. (2006). *Electricity markets: Pricing, Structures and Economics*. West Sussex: John Wiley and Sons.
45. HOPS. (2017). *Godišnje izvješće 2016*. Zagreb: HOPS. Pridobljeno 24. novembra 2017 iz <https://www.hops.hr/wps/wcm/connect/cfa727a7-c532-400b-86bf-41d775d2cd21/HOPS+GI+2016.pdf?MOD=AJPERES>
46. Hrovatin, N. & Zorić, J. (2011). *Reforme elektrogospodarstva v EU in Sloveniji*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
47. HUPX. (2017). *Annual report for trading year 2016*. Budimpešta: HUPX Zrt. Pridobljeno 24. novembra 2017 iz <https://www.hupx.hu/en/Market%20data/Public%20reports/DAM/2016%20Annual/DAM%20public%20annual%20report%20of%202016.PDF>
48. IEA. (2017). *Energy Statistics by country-electricity and heat 2016*. Paris: IEA. Pridobljeno 1. decembra 2017 iz <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>
49. Jacottet, A. (2012). *Cross-border electricity interconnections for a well-functioning EU Internal Electricity Market*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

50. Joskow, P. (2003). The Difficult Transition to Competitive Markets in the U.S. AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies. *Competition and Regulation in Network Industries*, 3(2), 52–78.
51. Karova, R. (2010). *Regional electricity markets in Europe: Focus on the Energy Community*. Utilities Policy: Elsevier Ltd.
52. Keay. (2013). *The EU target model for electricity markets: fit for purpose? – Oxford energy comment*. Oxford: The Oxford institute for energy studies.
53. 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. Pridobljeno 12. decembra 2017 iz <http://ev.fe.uni-lj.si/5-2010/Kladnik.pdf>
54. Koban, V. (2017). The impact of market coupling on Hungarian and Romanian electricity markets: Evidence from the regime-switching model. *Energy & Environment*, 28(5–6), 621–638.
55. Koprivnikar, J. (2003). *Integracija v mednarodne forume*. Portorož: Cigre.
56. Mijot, A. (2009). *Primerjava gibanja cen električne energije na izbranih evropskih borzah*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
57. OPCOM. (2017). *Annual report regarding the results of the centralised markets operated by OPCOM 2016*. Bukarešta: OPCOM.
58. Pachiu, D. & Plugarescu, V. (2017). *Electricity regulation in Romania: overview. Thomson Reuters: global guide 2017 – energy and natural resources*. Pridobljeno 20. februarja 2018 iz [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/4-566-2907?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/4-566-2907?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1)
59. Parisio, L., & Bosco, B. (2008). Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects. *Energy Economics*, 30(4), 1760–1775.
60. Parker, D., & Zhang, Y. F. (2006). Foreign direct investment in Infrastructure in developing countries: Does egulation make a difference? *Transnational Corporations*, 15(1), 143–172.
61. Pierce, R. (2005). Environmental Regulation, Energy, and Market Entry. *Duke Environmental Law & Policy Forum*, 2, 145–164.
62. Pierce, R., Trebilcock, M. & Thomas, E. (2007). Regional electricity market integration - A Comparative Perspective. *Competition and Regulation in Network Industries*, 8(2), 97–109.
63. Predovnik, A. & Švigelj, M. (2016). The impact of implicit electricity market coupling on the slovenian-austrian border on the efficiency of cross-border transmission capacity allocation and social welfare in Slovenia. *Economic and business review*, 19(2), 131–154.
64. Predovnik, A. (2014). *Vpliv implicitnega spajanja trgov z električno energijo na slovensko-avstrijski meji na učinkovitost dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti in družbeno blaginjo v Sloveniji*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
65. Rojko, L. (2006). *Odpiranje trga z električno energijo: primerjava držav EU in Republike Slovenije*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.

66. Rothwell, G. & Gomez, T. (2003). *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*. London: Wiley Interscience.
67. Svetovna banka. (2014). *International development association-proposed credit to Bosnia and Herzegovina*. Washington: WB. Pridobljeno 28. novembra 2017 iz <http://documents.worldbank.org/curated/en/472661468005401980/pdf/PAD6760P143580010Box382153B00OUO090.pdf>
68. Svetovna banka. (2017). *Montenegro – energy sector overview*. Washington: WB. Pridobljeno 28. novembra 2017 iz <http://www.worldbank.org/en/country/montenegro/overview>
69. Swiss federal electricity commission (EiCom, 2017). *Cross-border electricity transmission*. Pridobljeno 7. decembra 2017 iz <https://www.elcom.admin.ch/elcom/en/home/topics/cross-border-electricity-transmission.html>
70. Taseska, V. & Jordanov, J. (2009). SWOT analyses of the national energy sector for sustainable energy development. *Energy-Volume*, 34(6), 752–756.
71. Terna S.P.A. (2015). *Grid development plan - Projects of Common Interest*. Rim: Terna. Pridobljeno 4. decembra 2017 iz <https://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/progettidiinteressecomune.aspx>
72. Terna S.P.A. (2016). *RE-Shaping workshop Development of Renewable Energy Joint Projects with Third Countries - Development of electrical interconnections mission of Terna in the Balkans*. Rim: Terna. Pridobljeno 4. decembra 2017 iz <http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/Milano-presentations/>
73. Terna S.P.A. (2017). *Annual electricity market report 2016 for Italy*. Rim: Terna.
74. Terna S.P.A. (2018). *2018-2022 STRATEGIC PLAN: DEVELOPMENT, DIGITIZATION AND RESILIENCE AS THE MAIN INVESTMENTS' DRIVERS*. Rim: Terna. Pridobljeno 28. aprila 2018 iz <http://download.terna.it/terna/0000/1037/68.PDF>
75. Uredba (EU) št. 347/2013 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 17. aprila 2013 o smernicah za vseevropsko energetska infrastrukturo in razveljavitvi Odločbe št. 1364/2006/ES in spremembi uredb (ES) št. 713/2009, (ES) št. 714/2009 in (ES) št. 715/2009 (1).
76. Uredba št. 1228/2003 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. *Uradni list EU*, št. 176/2003.
77. Uzunov, S. (2013). *Regional Electricity Market in South-East Europe*. New Delhi: SARI/EI South Asia International Conference on Cross-Border Electricity Trade.
78. Wallace, H., Pollack, M. & Young, A. (2015). *Policy-making in the European Union*, Seventh edition. Oxford: Oxford University press.
79. Zachmann, G. (2008). Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*, 30(4), 1659–1671.
80. Zweifel, P., Praktiknjo, A. & Erdmann, G. (2017). *Energy economics: theory and applications*. London: Springer-Verlag publishing.