

EKONOMSKA REGULACIJA MEĐUOPERATORSKOG PORAVNANJA I UPRAVLJANJA ZAGUŠENJIMA NA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Sabolić, Dubravko

Doctoral thesis / Disertacija

2016

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Split, Faculty of economics Split / Sveučilište u Splitu, Ekonomski fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:124:246226>

Rights / Prava: [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-11-17**

Repository / Repozitorij:

[REFST - Repository of Economics faculty in Split](#)



SVEUČILIŠTE U SPLITU
EKONOMSKI FAKULTET

Dubravko Sabolić

**EKONOMSKA REGULACIJA
MEĐUOPERATORSKOG PORAVNANJA I
UPRAVLJANJA ZAGUŠENJIMA NA
TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Doktorska disertacija

Mentor: prof.dr.sc. Ivan Pavić

Split, 2016.

Mojem ocu Ivanu.

SADRŽAJ

PREDGOVOR	iii
1. UVOD	1
1.1. Problem i predmet istraživanja	1
1.2. Teoretska podloga istraživanja	3
1.3. Svrha i ciljevi istraživanja	5
1.4. Metode istraživanja	6
1.5. Struktura disertacije	7
2. INDUSTRIJSKA ORGANIZACIJA U ELEKTROENERGETSKOM SEKTORU	9
2.1. Nekadašnja organizacija elektroenergetske industrije – vertikalno integrirani monopol	9
2.2. Reforma elektroenergetskog sektora i uvođenje tržišne konkurencije	10
2.3. Proizvodi na elektroenergetskim tržištima	13
2.4. Organizacija mrežnih djelatnosti	17
2.5. Operator prijenosnog sustava i oblici koordinacije tržišta električne energije	18
2.6. Kratkoročna i dugoročna ravnoteža na tržištima električne energije	21
2.7. Tržišna snaga i dimenzije relevantnih tržišta u elektroenergetskom sektoru	26
3. EKONOMSKA REGULACIJA MREŽNIH DJELATNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA	28
3.1. Teorije ekonomske regulacije i odlučivanje regulatora	28
3.2. Praktični aspekti regulacije pristupa esencijalnim resursima električnih mreža	31
3.3. Pitanja investicija u prijenosne sustave i prekogranične kapacitete	33
3.4. Regulatorni okvir elektroenergetskog sektora Europske unije	35
3.5. Opis sustava međuoperatorskog poravnanja (ITC)	36
3.5.1. Osnovni opis današnjeg kompenzacijskog mehanizma	36
3.5.2. Statistička analiza svojstava sadašnjeg ITC sustava	45
3.5.3. Analiza slučajeva koji ukazuju na pogrešnu utemeljenost načela ITC kompenzacije	55
3.5.4. Temeljni uzrok neadekvatnosti sadašnjeg ITC mehanizma	60
3.6. Problemi tržišne alokacije oskudnih prekograničnih prijenosnih kapaciteta	62
4. ELABORACIJA ISTRAŽIVAČKOG PROBLEMA	66
4.1. Problem konzistentnog definiranja regulatornih politika i ciljeva u elektroenergetskom sektoru te kreiranja ekonomskog mehanizma za njihovu provedbu	66
4.2. Dinamika regulatornog procesa i uloga strateški jakih tržišnih sudionika	69
4.3. Kontekstualizacija istraživačkog problema na povezana tržišta međuoperatorskog poravnanja i alokacije prekograničnih kapaciteta	71

4.4. Mogućnost kreiranja poticajnog regulatornog modela	72
4.5. Formuliranje istraživačkih hipoteza i logička konstrukcija njihovog dokazivanja	74
5. MODEL ZAJEDNIČKOG MEHANIZMA REGULACIJE MEĐUOPERATORSKOG PORAVNANJA I TRŽIŠNE ALOKACIJE PREKOGRANIČNIH KAPACITETA	76
5.1. Interakcije tržišta međuoperatorskog poravnanja i alokacije prekograničnih kapaciteta	76
5.2. Formiranje regulacijskog mehanizma s adekvatnim cjenovnim signalima	79
5.2.1. Modeliranje učinaka povezivanja tržišta električne energije na društvenu dobrobit	79
5.2.2. Promjene u strukturi proizvodnje	107
5.2.3. Poopćenje modela na opći slučaj s proizvoljno velikim brojem povezanih tržišta	109
5.2.4. Model s proizvoljnim brojem povezanih tržišta	109
5.2.5. Elementi konstrukcije programa za simulaciju sustava s više povezanih tržišta	117
5.2.6. Rezultati analize spajanja više tržišta	118
5.2.7. Tretman tranzita u predloženom modelu	149
5.3. Dokazivanje pretpostavljenih odnosa između varijabli predloženog modela	160
5.4. Simulacija djelovanja predloženog modela	162
6. REZULTATI ISTRAŽIVANJA I DISKUSIJA	166
6.1. Rezultati istraživanja	166
6.2. Znanstveni doprinosi disertacije	173
6.3. Diskusija o glavnim zaključcima	176
6.4. Daljnja istraživanja	177
7. ZAKLJUČAK	178
REFERENCE	180
PRILOG	185
SAŽETAK	194
SUMMARY	194
POPIS TABELA	195
POPIS SLIKA	197
ŽIVOTOPIS	200

PREDGOVOR

Osnovni motiv za pokretanje rada na ovoj disertaciji, odnosno istraživačkoj temi, proistekao je iz sagledavanja dosega mehanizma međuoperatorskog poravnanja (ITC, engl. *Inter-Transmission system operator Compensation*, mehanizam poravnanja između operatora prijenosnih sustava), u kojem sudjeluju operatori prijenosnih sustava iz skoro čitavog europskog prostora (dakle, ne samo iz Europske unije, nego i dalje, sve do Turske i bivšeg SSSR-a na istoku, koji nisu članovi europskih mrežnih koordinacijskih tijela i mehanizama). Mnogi znanstvenici i pripadnici stručnog industrijskog miljea kritičari su postojećeg sustava, nalazeći mu brojne partikularne i opće zamjerke, koje se svode na to da on ne vrši zadaću zbog koje je osnovan, a to je ekonomski utemeljena redistribucija mrežnih eksternalija u velikom mrežnom sustavu Europe, koji se sastoji od četrdeset i jedne zasebne mreže, koju na (ekonomski) slabo koordiniran način vodi isti takav broj operatora prijenosnih sustava. Odatle dolazi ova, naizgled, vrlo usko usmjerena tema.

Međutim, počevši raditi na njoj, ubrzo sam spoznao da je riječ o mnogo širem problemu, i da je današnji ITC mehanizam tek prvi od mehanizama za kompenzaciju eksternih troškova u takvom nekoordiniranom sustavu, te da će buduća integracija europskog tržišta na najširoj osnovi, bude li provođena na dosadašnji način, koji je sasvim suprotan pragmatičnom pristupu zauzetom u SAD-u, zahtijevati formiranje još ponekog kompenzacijskog mehanizma, te da će na kraju rezultat, u smislu postignute dodatne društvene dobrobiti, biti u cjelini, blago rečeno, vrlo skroman.

Stoga sam u jednom trenutku pomislio da sam prilikom izbora teme možda i pogriješio, fokusiravši se „samo“ na ITC mehanizam. S druge strane, čak bi i analiza samo tog sustava, i pokušaj dizajniranja nečeg „boljeg“ umjesto njega, bila zahtjevan i opsežan zadatak, tako da bi širenje teme ispalo, siguran sam, sasvim neprikladno za jedan doktorat, odnosno, zahtijevalo bi sustavan i obiman istraživački program.

Sljedeće što sam spoznao nakon stjecanja početnog uvida u ITC sustav i njegov kontekst jest da on, kao mehanizam, uopće nije ustanovljen na ekonomskim načelima, već se radi o političkom dogovoru zasnovanom na ideji „korektnosti“, iako, zanimljivo, jedan broj operatora sustava očito ne vidi tu korektnost i poduzima čak i značajne investicije da se što više izolira od učinaka ITC mehanizma. I što je još interesantnije, kad sam si postavio pitanje kako opći kontekst sektorske politike Europske unije (koja je preslikana i na sve druge zemlje koje sudjeluju u mehanizmu) utječe na ITC mehanizam, uvidio sam da uz trenutno važeća „pravila igre“ zapravo nikakav kompenzacijski mehanizam za naknadu tranzitnih eksternalija u prijenosnim mrežama ne bi mogao dati učinkovit rezultat. Tako, ispalo je da danas aktualni ITC sustav (u čijem sam osnivanju igrom slučaja osobno sudjelovao kao potpisnik multilateralnog ugovora u ime poduzeća u kojem radim) jest, doduše, kriv, ali i da je bolji, pa i mnogo bolji, opet bi bio kriv. Problem počinje, kao i u svakoj situaciji u društvu, „od glave“. Europska politika u elektroenergetskom sektoru je disfunkcionalna, a ITC mehanizam samo je jedan

od kolateralnih problema, koji se, „na svoju nesreću“, pojavio na svjetlu dana kao prvi od svih kompenzacijskih mehanizama, kojih će zacijelo biti još.

Pa eto, evo je moj skromni prilog raspravi o jednom aspektu te politike, odnosno pokušaj da barem u jednom segmentu doprinesem racionalnijem sagledavanju europske politike energetskog sektora na nadnacionalnoj razini. Po stručnom habitusu, ja sam sebe uobičavam smatrati, na neki način, „američkim đakom“, iako tamo fizički nisam nikad bio. U djelima značajnih američkih autora prepoznao sam jezik ekonomske analize, dok djelima velikog broja europskih autora odzvanja samo jezik birokracije, jezik opravdavanja političkih odluka, jezik zalaganja za ovu ili onu ideju, interes, politiku. Možda jedan dio svoje rezerviranosti naspram europske politike i nemalog dijela europske ekonomske znanosti u elektroenergetskoj industriji dugujem i osobnom iskustvu lutanja kroz hodnike nevjerojatno masivne središnje birokracije, i to ne samo i ne prvenstveno u institucijama EU-a, nego i u nebrojenim koordinacijskim mehanizmima para-političke vrste. Čovjek se nakon nekog vremena neminovno zapita, je li možda moguće da svu dodatnu društvenu dobrobit koju kreira neka javna politika na kraju potroše birokracija i koordinacijsko-kompenzacijski mehanizmi? Imaju li stanovnici i gospodarstvenici Europe, na kraju priče, ikakvu neto preostalu korist od svega? Negdje pri kraju ove disertacije prezentirat ću par rezultata, brojeva, koji govore u prilog tome da je potrebno postavljati upravo takva pitanja. Koja je zapravo cijena neadekvatnog provođenja neke, inače u osnovi ispravne i korisne, javne politike?

Za završetak rada na ovoj disertaciji, a zapravo za početak rada na onome što bi trebalo slijediti iza nje (jer bez toga ona ne bi imala smisla), dugujem veliku zahvalnost svom mentoru, prof.dr.sc. Ivanu Paviću, kao i članovima povjerenstva za ocjenu i obranu rada, prof.dr.sc. Maji Pervan i prof.dr.sc. Mislavu Majstroviću, koji su imali strpljenja u više navrata slušati najprije moja početna, sigurno ponekad i nemušta, objašnjenja što zapravo hoću raditi, a zatim i dovoljno volje da me potiču da uobličim temu, prođem kroz formalne korake koje treba obaviti na fakultetu, i konačno, da tu zadaću odradim do kraja.

Naposljetku, svakako želim istaknuti i neobično prijateljsku i poticajnu atmosferu na Ekonomskom fakultetu u Splitu, na kojem sam se našao spletom, sada vidim, sretnih okolnosti, i na kojem sam od svih profesora, nastavnika i zaposlenika koje sam imao privilegiju upoznati doživio samo najbolje.

Najljepša hvala svima.

Dubravko Sabolić.

Zagreb, 15. rujna 2015.

1. UVOD

1.1. Problem i predmet istraživanja

Glavna motivacija za provođenje ovog istraživanja je ekonomska neučinkovitost danas aktualnog mehanizma poravnanja troškova mrežnih eksternalija u interkonektiranoj prijenosnoj mreži Europe, kojom se vrši redistribucija sredstava između 41 operatora prijenosnih sustava. Eksterni troškovi tranzita, i napose kružnih tranzita energije, nastaju zbog fizikalne prirode električne energije kao proizvoda, da ne putuje kroz transportni sustav (prijenosnu mrežu) slijedeći ugovorene putove, već slijedeći prirodne zakone. Zbog toga neminovno dolazi do razlike između ugovorenih i stvarnih (fizikalnih, izmjerenih) tokova energije. Svaka od te dvije vrste tokova utječe na prihode i troškove operatora prijenosnih sustava (poduzeća koja upravljaju mrežom, svako unutar svojeg kontrolnog područja), koje je potrebno korigirati, kako bi spomenuta operatorska poduzeća dobivala adekvatne cjenovne signale, koji bi upravljali, u konačnici, njihovim strateškim odlukama u odlučivanju o ulaganjima u prekogranične prijenosne kapacitete.

Međutim, autor ove disertacije, a isto tako i industrijska i stručno-znanstvena javnost, zapažaju inherentne neučinkovitosti u sustavu poravnanja, poznatom pod imenom ITC (engl. *Inter-TSO Compensation*), koji je na pan-europskoj razini zaživio kroz potpisivanje i implementaciju multilateralnog ugovora između svih uključenih operatora sustava (41). Primarni razlog za postojanje tih neučinkovitosti leži u činjenici da ITC mehanizam zapravo nije ekonomski mehanizam, već je riječ o rezultatu pregovaračkih kompromisa između svih uključenih operatora sustava, nacionalnih regulatornih vlasti za energiju, donekle i nacionalnih vlada, te Europske komisije kao središnjeg koordinacijskog tijela, odnosno europskih asocijacija operatora prijenosnih sustava (koje su vremenom mijenjale ustroj i imena). Naposljetku je ugovoren takav kompenzacijski sustav, kojem se mogu pronaći mnogobrojne mane, i iz kojega se jedan broj operatora sustava nastoji „izvući“, ali ne napuštanjem ITC mehanizma (što je najprije bilo shvaćano kao politički nekorektno, a od 2010. godine bi bilo i suprotno propisima EU-a), nego strateškim manipulacijama (ulaganjima u određene vrste mrežne imovine) kojima se nastoji „preusmjeriti“ tokove iz vlastite mreže u mreže pokrajnjih operatora sustava. To je vrlo jasna indikacija da ITC sustav kompenzacije ne nadoknađuje stvarne eksterno uvjetovane troškove nekima od operatora sustava. Kako u svakoj strateškoj igri postoje dobitnici i gubitnici, normalno je da rezultati ITC kompenzacije nekim sudionicima u ITC mehanizmu i odgovaraju. Međutim, prisustvo onih koji žele ukinuti ITC sustav ukazuje na problem same smislenosti takvog sustava.

Kako prihodi i rashodi iz ITC mehanizma utječu na financijske rezultate svih operatora sustava, i kako je evidentno da nekima od njih prenose krive tržišne signale, potičući ih da povlače strateške poteze (investicije u dugotrajnu imovinu) koji su suprotni opće proklamiranim (i društveno nesumnjivo

korisnim) ciljevima javnih politika posvemašnje integracije tržišta električne energije na europskom prostoru, prirodno se nameće ideja da se pokušaju analizirati uzroci nepovoljnih ishoda ovog konkretnom kompenzacijskog sustava, te da se pokuša iznaći ekonomski dobro postavljen kompenzacijski mehanizam, koji će postići ciljanu svrhu, a to je, prije svega, davanje korektnih tržišnih signala operatorskim poduzećima, prema kojima će ona imati interes podudaran s interesima kakve zastupaju javne politike.

Pitanje ekonomski utemeljenih (za razliku od politički utemeljenih) kompenzacijskih mehanizama poprimat će u skoroj budućnosti europskog prostora još veći značaj, koji će nadići puki problem pojedinačnog neefikasnog kompenzacijskog mehanizma, kao što je ITC. Naime, politika integracije tržišta električne energije u Europskoj uniji i na širem europskom prostoru promovira pristup integraciji na način kreiranja, najprije, „funkcionalnih“ nacionalnih tržišta, pa njihovog sjedinjavanja u određeni broj većih tržišnih zona, pa stapanje tih zona u jedan tržišni prostor, sve to kroz politiku „sprezanja“ ili „spajanja“ tržišta (engl. *market coupling*). Pritom se promovira ideologija potpunog uklanjanja mrežnih zagušenja i, konzekventno tome, potpunog uklanjanja cjenovnih razlika diljem zajedničkog europskog tržišta. Istovremeno, zbog političke rascijepljenosti europskog prostora prepuštanje upravljanja nad cjelokupnim interkonektiranim mrežnim sustavom za prijenos električne energije jednoj nadnacionalnoj organizaciji nije politički prihvatljivo zemljama članicama EU-a, tako da se postizanje jedinstvene koordinacije tržišta i, istodobno, upravljanja mrežnim zagušenjima, danas još uvijek smatra politički vrlo teško dosegljivim ciljem. Kako tržišna organizacija unutar koje tržišni mehanizmi vrednuju energiju u koordinati prostora i vremena (tj. na svakom mjestu isporuke u mreži te u svakom trenutku zaključivanja trgovine), kakva je vrlo uspješno primijenjena u SAD-u, ne može funkcionirati bez potpuno centraliziranog upravljanja tržištem i zagušenjima, buduće europsko jedinstveno tržište (ako i kad nastane) morat će biti popraćeno s kompenzacijskim mehanizmima, koji će vršiti redistribuciju krivo alociranih troškova.

Prvotna ideja za provođenje istraživanja bila je da se pokuša povezati ITC sustav, koji bi se modificirao zbog korekcije tržišnih signala prema sudionicima mehanizma (operatorima prijenosnih sustava), i sustav za tržišnu alokaciju prekograničnih prijenosnih kapaciteta. Iako je ITC sustav utemeljen na fizikalnim (izmjerenim) tokovima energije preko granica, a sustav alokacije kapaciteta na zakupljenim ugovornim rasporedima, te iako su oni danas *de facto* nepovezani, činjenica je da između tih tržišnih mehanizama postoji ekonomska sprega, što znači da su tržišta pružanja usluge tranzita energije i zakupa prekograničnih kapaciteta za ugovorene transakcije međusobno povezana i djelomice komplementarna. Utoliko bi se, uz odgovarajuće „doziranje“ ITC fonda u odnosu na ukupno prikupljene rente zagušenja prilikom prodaje prava na prijelaz granica, moglo iskoristiti međusobno djelomično kompenzacijsko djelovanje ovih dvaju mehanizama, koje bi dovelo do korektnog financijskog poticaja svim operatorima sustava da daju usluge tranzita, umjesto da ih izbjegavaju davati (što danas djelatno čini jedan broj operatora, i to onih kroz čije mreže putuju značajni tranziti).

Sljedeće što je vrlo važno definirati kao istraživački zadatak je da rezultatni mehanizam, kakvim god on na kraju istraživanja ispao, mora biti predviđen za upotrebu u sustavu povezanih tržišta s nekoordiniranim operatorima prijenosnih sustava. To je, naime, dominantno obilježje situacije u Europskoj uniji i široj Europi, koje stoji u potpunom kontrastu prema situaciji kakva postoji na velikom regionalnim tržištima u SAD-u. To je dovelo do ideje za dizajn sustava u kojem svi akteri, uključujući i inače tradicionalno „regulirane“ subjekte – operatore prijenosnih sustava, sudjeluju u strateškoj tržišnoj igri nekooperativnog tipa.

Naime, analiza elementarnih modela tržišta s linearnom ponudom i potražnjom, koja se povezuju (tj. između kojih se omogućuje razmjena energije u iznosu kojeg određuju tržišni sudionici u skladu sa svojim ekonomskim interesima), pokazuje da povezivanje više od dvaju tržišta, uz nametanje zahtjeva da se cijene na svim povezanim tržištima izjednače, ne daje jedinstveno rješenje. Ravnoteža je moguća pri više (tj. mnogo) različitih razina cijena, i takvo tržište, bez dodatnih informacijskih elemenata, je nekompletno (engl. *incomplete market*), što znači da ono kao takvo ne može proizvesti vrednovanje proizvoda (energije) na jedinstven način. Stoga se kod spajanja više tržišta moraju, mogu, i poduzimaju se različite mjere ili ekonomski mehanizmi koje su, u svojoj biti, kompenzacijskog tipa.

Stoga je istraživački problem tijekom samog istraživanja dopunjen i modificiran na taj način, da je potrebno istražiti može li se dobiti kompletna forma složenog povezanog tržišta dodavanjem mehanizma upravljanja alokacijom prava prijenosa energije preko granica povezanih tržišta, te na koji način tako organizirano tržište vrednuje tranzite.

1.2. Teoretska podloga istraživanja

U pogledu teoretskih, znanstvenih i stručnih, izvorišta na koja se nastavlja istraživački rad opisan u ovoj disertaciji, kao i podataka korištenih u analizama, u sljedećim poglavljima, uz objašnjenja, razlaganja, teoretske i ekonometrijske analize, bit će citirani odgovarajući izvori na kojima se temelje ključne zamisli, tvrdnje i činjenice. Na ovom mjestu dat ćemo samo vrlo kratak pregled literature koja čini teoretsku osnovu iz koje su proizašle osnovne ideje za formuliranje istraživačkog problema i metodologije istraživanja.

Teorijska osnova i tradicija na koju će se oslanjati ovo istraživanje crpi se iz moderne teorije industrijske organizacije, pri čemu se mogu istaknuti najvažniji autori, čija su djela doprinijela toj znanstvenoj disciplini i njenoj fokusiranoj aplikaciji u području industrijske organizacije i ekonomike elektroenergetskog sektora, i napose mrežnih sustava u njemu:

- Teoriju dizajna ekonomskih mehanizama zasnovao je Hurwicz (npr. Hurwicz i Reiter, 2006), dok je značajan autor u području implementabilnosti ekonomskih mehanizama Maskin (npr. Maskin, 2008). U ovom istraživanju težimo dizajnirati ekonomski mehanizam u kojem će

uključeni tržišni sudionici i operatori prijenosnih sustava, prepušteni sami sebi, donositi odluke koje su ujedno i u društvenom interesu. U tom smislu, oslanjamo se na načelo otkrivanja (engl. *revelation principle*) iz teorije ekonomskih mehanizama, koje kaže da će agenti u tržišnoj igri s nepotpunim informacijama signalizirati svoj pravi tip (tj. da će prema ostalim agentima davati točne informacije, odnosno „otkriti“ svoje stvarne preferencije) ako pod tom pretpostavkom, kao i pod pretpostavkom da svi ostali agenti rade na isti način, ekonomski mehanizam daje rezultat koji odgovara dominantnoj strategiji agenata. Dizajn samoodrživog regulatornog mehanizma, dakle onog za čije ostvarenje nije potrebna neposredna dnevna kontrola i prisila regulatornih vlasti, predstavlja najvažniji cilj u smislu pragmatičnog dizajna mehanizma. Zbog toga ovo držimo najvažnijim teoretskim temeljem prezentiranog istraživanja;

- Teorija poticaja u regulaciji, kako su je formulirali Laffont i Tirole (Laffont i Tirole, 1993; Laffont i Martimort, 2002);
- Teorija industrijske organizacije, unutar toga teorija regulacije općenito, te njeni institucionalni aspekti, prema izlaganjima u djelima Tirole (1988), Kahn (1988), Breyer (1982);
- U području „nove institucionalne ekonomike“ djeluju i autori koji su fokusirani na njenu primjenu u sektoru električne energije (npr. Rioux *et al.*, 2011);
- Temelji teorije tržišta električne energije potrebni u analizi i istraživanjima koristit će se kako su izloženi u djelima Stoft (2003), te Kirschen i Štrbac (2005);
- Dizajnom kombiniranih regulatorno-tržišnih mehanizama za ekspanziju prijenosnih mreža bavili su se ponajviše Hogan i Vogelsang (npr. Hogan, Rosellón i Vogelsang, 2007);
- Značajne priloge teoriji regulacije prijenosnih sustava dao je Vogelsang (npr. Vogelsang, 2004);
- Teoriju menadžmenta mrežnih zagušenja alokacijom fizičkih, odnosno financijskih prava, na korištenje prijenosnog sustava formulirali su uglavnom ekonomisti Joskow i Tirole (Joskow i Tirole, 1998a; Joskow i Tirole, 1998b; Joskow i Tirole, 2000);
- Borenstein i Bushnell su značajni autori u području tržišne snage na tržištima električnom energijom (npr. Borenstein, Buchnell i Knittel, 1999);
- Daxhelet i Smeers su najvažniji autori inače vrlo rijetkih znanstvenih radova o europskim koordiniranim mehanizmima u prekograničnoj razmjeni električne energije (Daxhelet i Smeers, 2004; Daxhelet i Smeers, 2005).

1.3. Svrha i ciljevi istraživanja

Svrha i ciljevi ovoga istraživanja mogu se podijeliti u dvije glavne skupine: znanstvene i praktične.

- *Znanstveni cilj disertacije*, njezin teoretski doprinos ekonomskoj znanosti, sastojat će se prvenstveno u sagledavanju interakcija regulatornih politika i tržišta koje je djelomično podložno regulaciji, a djelomično je pod utjecajem slobodnih tržišnih mehanizama, pri čemu će se ova teoretski sagledana međudjelovanja promatrati dominantno u kontekstu tržišta električne energije, odnosno njegovih pojedinih aspekata. Teoretska razmatranja u ovoj disertaciji ići će za dizajniranjem poticajnog regulatornog modela, s posljedičnom primjenom u gore opisanom sub-području tržišta električne energije. Doktrina kojom će se rukovoditi autor, a koja je inspirirana suvremenom teorijom dizajna ekonomskih mehanizama (npr. Hurwicz, Reiter, 2006) jest da svaki "zdrav" regulatorni mehanizam mora imati u sebi ugrađene automatske poluge koje usmjeravaju promatrano tržište prema stanju povećanja ukupne društvene dobrobiti, ili još bolje, prema (najčešće teoretski, ponekad i neprecizno) osmišljenim *ciljevima regulatorne politike*. Primjena stalnog nadzora i prisile prilikom provođenja mjera regulacije od strane regulatorne agencije može dovesti do upravo suprotnih posljedica od očekivanih, a što se može promatrati i dokazivati kako na teoretskoj, tako i na praktičnoj razini. Regulacija sama po sebi nema svrhe ako regulator mora biti stalno prisutan na tržištu i ako mora stalno na njemu intervenirati. Regulator koji neprestano mora intervenirati najvjerojatnije svojim intervencijama unosi samo još veće distorzije u tržišne mehanizme. Osim toga, dodatan znanstveni cilj u ovoj disertaciji bit će teoretsko modeliranje regulatornog procesa, na apstraktnoj razini, u okviru teorije ograničene racionalnosti, aplicirane na regulatorna tijela kao polugu države u ostvarivanju regulatorne politike. Tu će biti nužno formulirati jednostavan model, koji će opisati proces formiranja regulatorne politike i posljedice objedinjavanja regulatorne politike od strane jedinstvenog „regulatora“ (koji zamjenjuje sve partikularne regulatore i regulira samostalno, ili pak uvođenja zajedničkog regulatora (npr. nadnacionalnog) koji samo koordinira politike pojedinačnih regulatora (npr. nacionalnih). Pritom ćemo se poslužiti elementarnom teorijom portfelja, modelirajući pojedinačne regulatorne politike kao instrumente koji su zbog ograničene racionalnosti inherentno rizični, te ćemo promatrati kako regulator postiže ravnotežnu politiku. Neminovno je da ovaj dio istraživanja bude proveden kao čisto teoretski, na vrlo jednostavnom modelu, naslonivši se tako na tradicionalan pristup teoretičara institucionalne ekonomike, s obzirom da je za ovu priliku nemoguće i nepotrebno uzimati u obzir svu množinu detalja prisutnu u stvarnim institucionalnim slogovima koji postoje.
- *Praktični ciljevi disertacije* svode se na analizu adekvatnosti postojećeg sustava međuoperatorskog poravnanja (ITC) koji je na snazi u čitavoj Europi, s obzirom na uočene strateške poteze pojedinih prijenosnih kompanija u Europi koji možda govore u prilog

hipoteze da ITC sustav sadrži suprotne financijske poticaje od onih koji bi bili potrebni za ostvarivanje regulatornih ciljeva samog ITC sustava, a to je u prvom redu odašiljanje odgovarajućih cjenovnih signala akterima na tržištu električne energije, kao i napose operatorima prijenosnih sustava, koji čine infrastrukturni dio veleprodajnih tržišta. Nakon istraživanja i dokazivanja opisanih nekonzistentnosti u ITC modelu, najvažniji praktičan (pragmatičan) cilj je dizajn zamjenskog mehanizma, kakav bi mogao, kad bi bio implementiran, preuzeti ulogu ITC mehanizma, ali na taj način da pravilno usmjerava tržišne signale, dajući poticaje (ovdje konkretno) operatorima prijenosnih sustava da, rukovodeći se vlastitim interesima, ujedno djeluju u smjeru općeg povećanja društvene blagodati u dugom roku.

1.4. Metode istraživanja

S obzirom na razmjernu kompleksnost istraživanog područja, koja nameće korištenje različitih metoda istraživanja, ovdje će u osnovnim crtama biti izložene metode pomoću kojih su izvedeni rezultati istraživanja, odnosno odgovarajući znanstveni doprinosi.

Istraživačke metode koje će se koristiti tijekom istraživačkih radova na pripremi ove disertacije su sljedeće:

- metoda sistematske klasifikacije poznatih podataka, teorijskih modela, istraživačkih zaključaka itd., te analize tako razvrstanih informacija, od čega se kao posebno značajne mogu spomenuti;
- prikazi i analize studijskih slučajeva;
- analiza do sada objavljene literature i primjena u njima iznesenih rezultata u kontekstu provedenog istraživanja;
- metoda sinteze, odnosno generalizacije jednostavnijih informacija s ciljem izvođenja zaključaka koji vrijede za širu klasu ekonomskih pojava, pri čemu tako izvedeni modeli moraju imati svojstvo odgovarajućeg predviđanja ekonomskih pojava koje nisu sadržane u polaznim informacijama iz kojih se izvode generalizirani zaključci;
- multi-regresijska analiza relevantnih službeno verificiranih podataka;
- teoretska istraživanja i ekonomsko modeliranje istraživanih interakcija između relevantnih učesnika na tržištu i kreiranje odgovarajućih modela, metoda i računsko-simulacijskih alata za provođenje teoretskih istraživanja i njihovu prezentaciju, čiji je cilj bolja mogućnost sagledavanja rezultata i donošenja složenijih, odnosno, vjerodostojnijih zaključaka.

1.5. Struktura disertacije

Ova disertacija sastoji se od sedam poglavlja:

Prvo poglavlje (Uvod) daje širi kontekst područja istraživanja, sažet pregled teoretskih osnova na kojima ono počiva te, također sažeto, obrazlaže svrhu, ciljeve i metode istraživanja.

Drugo poglavlje (Industrijska organizacija u elektroenergetskom sektoru) ima za cilj izlaganje osnovne suvremene teorije industrijske organizacije, aplicirane u elektroenergetskom sektoru. Svrha toga preglednog poglavlja jest uspostavljanje konteksta u kojemu se nalaze istraživani fenomeni. S obzirom na specifičnost i specijaliziranost ove teme, poglavlje će svakako olakšati i samo praćenje logike postavljanja problema i njegovog rješavanja.

Treće poglavlje (Ekonomska regulacija mrežnih djelatnosti elektroenergetskog sektora) dat će detaljan uvid u pitanja koja nameće suvremena industrijska organizacija ekonomske regulacije mrežnih aktivnosti u elektroenergetskom sektoru. Pritom će glavni naglasak biti na organizaciji i ekonomici prijenosnog sustava, koji se u svojoj biti sastoji od mrežnog dijela i dijela koji osigurava usluge vođenja (koordinacije) sustava i tržišta, a koji predstavlja temeljnu infrastrukturu cjelokupnog tržišta električne energije, bez koje odvijanje trgovine ne bi bilo moguće. Ovdje će se ukazati na *ekonomske aspekte* osiguravanja resursa potrebnih za održavanje integriteta elektroenergetskog sustava i tržišta električne energije u kratkom i u dugom roku. Pritom će se napose objasniti i uloga i pozicija međuoperatorskog poravnanja (ITC) i tržišne alokacije prekograničnih kapaciteta u kontekstu zajedničke europske regulatorne politike elektroenergetskog sustava. Napose, unutar strukture poglavlja 3.1. izvest ćemo teoretsko istraživanje odnosa centralizirane i decentralizirane regulacije u uvjetima ograničene racionalnosti.

Četvrto poglavlje (Elaboracija istraživačkog problema) fokusirat će se na detaljno izlaganje i raščlambu istraživačkog problema, krenuvši od općeg konteksta problematike konzistentnog definiranja regulatornih politika, ciljeva i sredstava njihove primjene u elektroenergetskom sektoru, prema razmatranjima dinamike regulatornog procesa u predmetnoj industriji s naglaskom na ulogu jakih tržišnih sudionika sa strateškim položajem na tržištu. To su pitanja koja postavlja moderna teorija industrijske organizacije, kao i moderna teorija dizajna učinkovitih ekonomskih mehanizama. Na kraju ovog poglavlja obrazložiti će se konstrukcija i navest će se glavne istraživačke hipoteze i njihove pomoćne hipoteze, te će se objasniti logički konstrukt njihova dokazivanja.

Peto poglavlje (Model zajedničkog mehanizma regulacije međuoperatorskog poravnanja i tržišne alokacije prekograničnih kapaciteta) predstavlja glavni istraživački dio ove disertacije, u kojemu će se metodom postupnog izlaganja i teoretske razrade prezentirati osmišljeni regulacijski mehanizam kojim bi se nadomjestilo nekoordinirano djelovanje današnjih mehanizama međuoperatorskog poravnanja i alokacije prekograničnih prijenosnih prava. U ovom poglavlju i

njegovim pod-poglavljima iznosimo detaljan pregled metoda i alata za provedeno teoretsko istraživanje, a zatim dobiveni model stavljamo u kontekst praktičnih situacija s ekonomskom evaluacijom tranzita (kao glavnog problema na kojeg je fokusiran i današnji ITC sustav) i fizikalnih zagušenja u internoj mreži pojedinačnog operatora sustava. Posebno će se obraditi i pitanje adekvatnosti cjenovnih signala koje kreira takav mehanizam, s ciljem dokazivanja da njegovo djelovanje podržava samodostatno međusobno funkcioniranje agenata, pri čemu u principu nije potrebna neprekidna regulatorna prisutnost intervencijama u uvjete poslovanja.

U šestom poglavlju (Rezultati istraživanja i diskusija) prezentirat će se rezultati teoretskih i empirijskih istraživanja provedenih prilikom izvršavanja istraživačkog programa koji će rezultirati ovom disertacijom. Eksplicitno će se navesti rezultati istraživanja, te posebno znanstveni doprinosi koji su njime postignuti, kako bi se omogućila jasna evaluacija rezultata rada. Potom će se diskutirati dobiveni rezultati u teoretskom i praktičnom kontekstu, s naznakama budućih mogućih pravaca istraživanja kojima bi se rezultati ovog istraživačkog programa koristili kao polazište za buduća daljnja istraživanja, kako u općem kontekstu poticajne regulacije mrežnih djelatnosti, tako i partikularnom okruženju prijenosnog elektroenergetskog sustava.

Sedmo poglavlje (Zaključak) donijet će vrlo sažeti pregled istraživačkih dijelova disertacije s istaknutim glavnim rezultatima istraživanja.

2. INDUSTRIJSKA ORGANIZACIJA U ELEKTROENERGETSKOM SEKTORU

2.1. Nekadašnja organizacija elektroenergetske industrije – vertikalno integrirani monopol

Prije reforme elektroenergetske industrije, koja se odigrala tokom devedesetih godina dvadesetog stoljeća, ona se razvijala uglavnom unutar nacionalnih granica kao vertikalno integrirani regulirani monopol. Osnovna struktura nekadašnje elektroprivrede dana je na slici 2.1.-1.

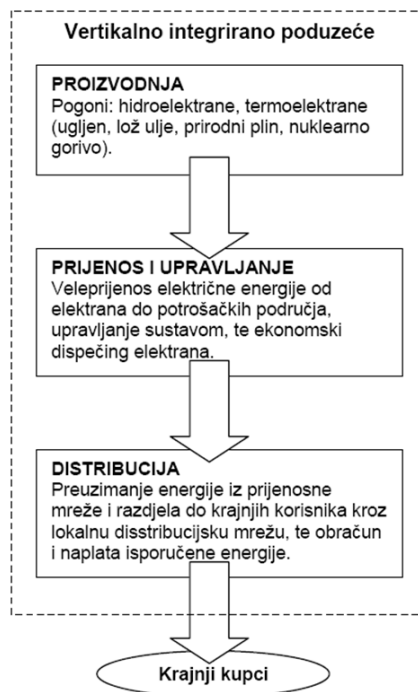
Proizvodnja je funkcionalna cjelina koja obuhvaća pogone za proizvodnju električne energije iz prirodnih resursa, kao što su energija vode, ugljena, nafte, plina, odnosno urana. Funkcija ove divizije poduzeća u operativnom poslovanju je da brine o proizvodnim pogonima u tehničko-tehnološkom smislu, s posebnim naglaskom na optimizaciju korištenja resursa (naročito energenata), te na raspoloživost pogona.

Prijenos i upravljanje u tradicionalnoj strukturi je funkcijska divizija poduzeća koja u operativnoj sferi ima trojaku ulogu:

- eksploatacija i održavanje visokonaponske prijenosne mreže, koja se sastoji od transformatorskih stanica povezanih dalekovodima u umreženi sustav, i koja služi za transport energije naveliko od proizvodnih objekata do transformatorskih stanica na granici prema distribuciji;
- upravljanje sustavom u stvarnom vremenu, kao grupa aktivnosti od kojih su najvažnije uravnoteženje sustava (eliminacija odstupanja planiranih od stvarnih vrijednosti proizvodnje i potrošnje), te očuvanje integriteta sustava u slučaju bilo kakvih kvarova;
- ekonomski dispečing elektrana, tj. slaganje plana "voznog reda" elektrana iz portfelja kompanije za svaki sat u sljedećem danu, na taj način da je u svakom satu ukupan trošak proizvodnje potrebne količine energije minimaliziran.

Distribucija je funkcijska divizija čije su operativne aktivnosti usmjerene ka eksploataciji i održavanju srednjenaponske i niskonaponske mreže za razdjelu energije do svakog krajnjeg potrošača, kao i na obavljanje funkcija prodaje (u prvom redu obračuna i naplate) potrošene električne energije. Postoji značajan broj zemalja u kojima je distribucija bila (pa i ostala) organizirana kao komunalna djelatnost izvan vertikalno integrirane kompanije, što međutim nije od suštinskog značaja.

Strateške funkcije (ponajprije planiranje razvoja proizvodne grane i mrežnih djelatnosti) u ovako strukturiranim poduzećima uglavnom su se odvijale na zajedničkoj razini.



Slika 2.1.-1. Tradicionalna (stara) struktura elektroprivrede.

2.2. Reforma elektroenergetskog sektora i uvođenje tržišne konkurencije

Elektroenergetska industrija razvijala se u povijesti kao regulirani monopol iz sljedećih razloga:

- ulaganja u nove proizvodne objekte vrlo su skupa i zahtjevna glede pribavljanja financijskog kapitala, a osim toga redovito otvaraju pitanja poput odabira lokacije, onečišćenja termoelektrana, promjene prirodne ravnoteže u slučaju hidroakumulacija, odlaganja radioaktivnog otpada u slučaju nuklearnih elektrana, i tako dalje – što sve kreira vrlo velike ekonomske i političke rizike, kao i ulazne barijere;
- električne mreže (prijenosna i distribucijska) predstavljaju stvaran prirodni monopol, također zbog izuzetno visokih ulaznih barijera i neisplativosti infrastrukturne konkurencije u području električnih mreža.

Kako bi se ideja slobodnog trgovanja električnom energijom mogla opredmetiti, bilo je potrebno **razdvojiti** mrežne funkcionalnosti koje su u ranijim vertikalno integriranim kompanijama bile čvrsto vezane:

- prijenosnu djelatnost potrebno je potpuno razdvojiti od proizvodne;
- distribucijsku djelatnost potrebno je potpuno razdvojiti od maloprodajne (za koju se danas često koristi termin *opskrba*).

Glavni ciljevi razdvajanja (engl. *unbundling*) su:

- osnivanje **posebnih poduzeća** koje će obavljati poslove **operatora prijenosnog sustava** (TSO, engl. *Transmission System Operator*) i **operatora distribucijskog sustava** (DSO, engl. *Distribution System Operator*), a koje mogu ostati pod utjecajem elektroprivrednog poduzeća s funkcionalnostima proizvodnje i/ili opskrbe najviše u smislu ostvarivanja vlasničkih prava na raspodjelu ostvarene dobiti, a nikako ne u upravljačkom smislu;
- operator prijenosnog sustava **ne može više obavljati ekonomski dispečing** za elektroprivredno poduzeće, pa makar mu ono bilo vlasnikom;
- i operator prijenosnog i operator distribucijskog sustava moraju davati **pristup mreži** svim tržišnim sudionicima **bez diskriminacije** u odnosu na elektroprivredno poduzeće koje im je vlasnik.

U reformiranom elektroprivrednom sektoru postoje sljedeći, „stari“ i „novi“, igrači:

Proizvođači:

Proizvodne kompanije (engl. GENCO, *Generator Companies*) operativno vode jednu ili više elektrana, vodeći njihov tehničko-tehnološki proces, optimizirajući proizvodne resurse i skrbeći o pouzdanosti i raspoloživosti pogona. Finalni proizvod takovog poduzeća je električna energija (kao stvarna fizikalna realnost, a ne kao financijski derivat), a ono je može nuditi na prodaju samostalno, ili preko trgovaca. Potonje je vrlo čest slučaj.

Trgovci:

Trgovci (engl. *traders*) kupuju električnu energiju od proizvođača ili od drugih trgovaca, te je prodaju drugim trgovcima ili opskrbljivačima. U suštini, oni uopće ne trguju energijom, nego **ugovorima** o isporuci i općenito, financijskim derivatima različitih proizvoda električne energije. Trgovci ostvaruju dobit pretežito kroz mehanizam arbitraže na veleprodajnim tržištima električne energije, bilo da su ta tržišta organizirana, ili bilateralna.

Opskrbljivači: Poduzeća za opskrbu kupuju energiju od trgovaca ili izravno od proizvođača. One također zapravo kupuju samo ugovore o isporuci. Fizička realizacija ugovora o kupovini, na primjer, 100 MWh energije u određenom satu znači da će negdje neki proizvođač „držati“ na mreži dodatnih 100 MW angažirane proizvodnje u trajanju od jednog sata. Opskrbljivač nikad ne "vidi" energiju. Njegov posao je u stvari informatičko-komercijalne naravi. Opskrbljivač vrši funkciju **agregiranja potrošnje**: on ima ugovorne odnose obično s velikim brojem krajnjih kupaca, a konkurentsku prednost ostvaruje povoljnijom kupovinom energije na veliko od trgovaca, odnosno boljim planiranjem konzuma vlastitih potrošača (ako je to tehnički moguće), jer je usluga uravnoteženja sustava koju obavlja TSO u načelu skupa. Opskrbljivač je u suštini isto što i trgovac, samo što se dodatno bavi organizacijom maloprodaje električne energije.

Potrošači: Potrošači troše stvarnu (realnu, fizikalnu) energiju, baš kao što proizvođači proizvode stvarnu energiju. Potrošač može biti bilo koja pravna ili fizička osoba koja je priključena na mrežu i s nje uzima energiju koja joj je potrebna, te svom opskrbljivaču plaća za to.

Operator prijenosnog sustava: To je poduzeće koje upravlja prijenosnim sustavom na svom teritoriju (koji se najčešće, barem u Europi, poklapa s teritorijem države). Prijenosni sustav je temeljna infrastruktura tržišta električne energije, a njegove primarne zadaće su:

- omogućiti transport energije od proizvođača ili iz uvoza do potrošačkih područja, zatim omogućiti izvoz energije ako se unutar sustava pod njegovom kontrolom proizvodi više nego što se troši, odnosno tranzit energije trećih strana preko svoje mreže;
- upravljati prijenosnim sustavom s ciljem ostvarivanja raspoloživosti najvišeg standarda (npr. iznad 99,995% vremena);
- neprestano (u stvarnom vremenu) uravnotežavati sustav, tj. pokrivati odstupanja od plana koja ostvaruju tržišni sudionici, i da im to naplati;
- pokrivati energiju gubitaka u prijenosnoj mreži;
- sprječavati širenje kvara sustavom u slučajevima pojave havarijskih stanja, odnosno po otklanjanju kvara čim prije vratiti sustav u normalan pogon;
- planirati i izvoditi investicije u prijenosni sustav.

Operator prijenosnog sustava mora biti neovisan od svih tržišnih sudionika, mora svima dati jednakopravan pristup vlastitoj mreži, a sam ne smije trgovati energijom (osim za pokriće gubitaka u mreži i uravnoteženje sustava).

Tržišni sudionici koji sudjeluju u trgovini moraju operatoru prijenosnog sustava svakoga dana dostaviti plan za svaki sat idućega dana. Pri tome svi oni moraju biti bilancirani. Na primjer, trgovac koji nekome prodaje energiju mora dokazati i da je točno jednaku količinu energije od nekoga kupio.

U nekim tržišnim rješenjima operator sustava organizira centralizirano tržište, ili pak koordinira (tj. zajednički vodi) više prijenosnih sustava. Takav operator obično ne posjeduje imovinu prijenosne mreže, a naziva se ISO (engl. *Independent System Operator*), odnosno, nezavisni operator sustava.

Operator distribucijskog sustava: Operator distribucijskog sustava (ponekad se u literaturi naziva DISCO, engl. *Distribution Company*) ima ulogu fizičke distribucije energije do krajnjih potrošača. Kako je i on obavezan davati nediskriminirajući pristup trećim stranama do vlastite mreže, za njega također vrijedi pravilo odvajanja od svih tržišnih djelatnosti. Na lokalnoj razini, DSO nastoji osigurati čim bolju mrežnu uslugu, uz minimalnu neraspoloživost mreže. DSO također ne smije trgovati električnom energijom.

2.3. Proizvodi na elektroenergetskim tržištima

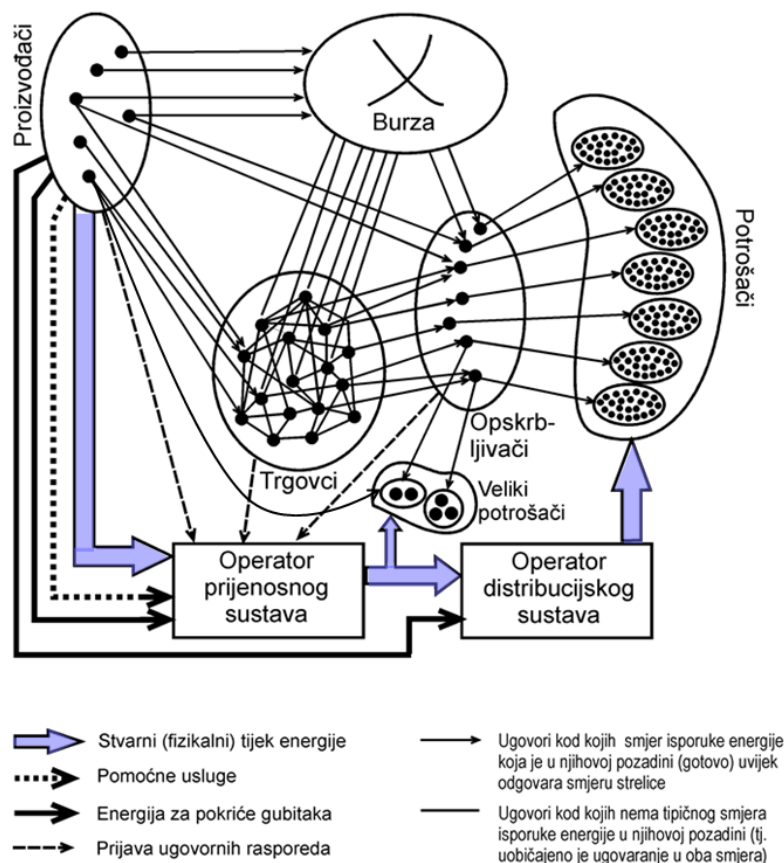
Na slici 2.3.-1. prikazan je temeljni ustroj suvremenog tržišta električne energije. Radi se o tržištu na kojem se energija kupuje i prodaje putem burze električne energije, ili pak putem bilateralnih ugovora nekog od sljedećih tipova:

- proizvođač prodaje potrošaču;
- proizvođač prodaje trgovcu;
- trgovac prodaje trgovcu;
- trgovac prodaje opskrbljivaču;
- opskrbljivač prodaje potrošaču.

Općenito, trgovina energijom između bilo kojeg para sudionika, sa ili izvan ovog popisa, dopuštena je. Na burzi se trguje ročnicama električne energije (engl. *futures*), ili pak realnom energijom, ako je riječ o tržištu u realnom vremenu. Tržište u realnom vremenu (engl. *real time market*) organizira se najčešće za svaki sat, tako da u jednom danu zapravo ima 24 tržišta. Sasvim ispravno govoreći, tržište električne energije nikad ne može biti u realnom vremenu, nego se trgovina mora zatvoriti barem malo ranije. Tehnologija organizacije trgovine na burzama nameće principijelno ograničenje za to. Najnapredniji sustavi trgovanja električnom energijom, oni u SAD-u, imaju pet-minutna tržišta, što znači da se tržišna cijena formira svakih pet minuta, odnosno 288 puta dnevno.

Shemu na slici 2.3.-1 najlakše je razumjeti pomoću primjera. Pretpostavimo da bilo koji potrošač želi kupiti energiju. On to najčešće neće činiti izravno od proizvođača (osim u vrlo rijetkim slučajevima kada je potrošač velik i izravnim vodom spojen s elektranom), nego će sklopiti ugovor s poduzećem za opskrbu. To poduzeće ne trguje energijom kao fizičkim proizvodom, nego samo sklapa na jednoj strani ugovore s maloprodajnim potrošačima, a na drugoj s veleprodajnim trgovcima. Ono dakle vrši uslugu maloprodaje prema krajnjim kupcima.

Trgovci također ne trguju fizičkim oblikom energije, nego ugovorima i njihovim financijskim izvedenicama. Trgovac koji je prodao opskrbljivaču određenu količinu energije u stvari mu je prodao ugovor da će u specificiranom vremenskom razdoblju na mreži biti priključene proizvodne jedinice ukupne snage koja je jednaka ugovorenoj isporuci. Sam trgovac mogao je kupiti tu "energiju" od drugog trgovca, ili pak izravno od proizvođača. Proizvođač koji je sklopio takav ugovor s trgovcem obvezuje se u specificiranom vremenskom razdoblju staviti na mrežu proizvodne jedinice specificirane ukupne snage. Često trgovci ugovaraju isporuku energije s više proizvođača (opet, posredno ili neposredno). U takvom slučaju trgovac provodi ekonomski dispečing portfelja proizvodnih jedinica na taj način da najskuplje jedinice angažira u najmanjem mogućem vremenskom trajanju, samo onda kad je rezidualna potražnja za njegovom energijom velika, i tako redom. Stoga je granični trošak portfelja elektrana jednak trošku najskuplje angažirane jedinice, što znači da portfelji elektrana (kao svojevrsne "tvornice struje") rade na uzlaznom dijelu krivulje graničnog troška.



Slika 2.3.-1. Osnovni ustroj suvremenog tržišta električne energije.

Proizvođači, trgovci i opskrbljivači mogu ulaziti u kupoprodajne transakcije izravno, ili na dobrovoljnoj burzi električne energije, ako takva postoji. Trgovanje na inozemnim burzama povlači za sobom dodatne transakcijske troškove prijelaza granica između različitih država (u stvari, operatora sustava). Primjerice, u Austriji postoji burza koja je ponekad nelikvidna, a nama najbliža likvidna burza je EEX u Leipzigu. Njezino područje isporuke je teritorij Njemačke, Austrije i Švicarske, tako da od/do Hrvatske treba preći najmanje dvije međudržavne granice. U Hrvatskoj je burza električne energije, u trenutku pisanja ovog materijala, tek formalno osnovana, ali još ne provodi trgovinu energijom.

Činjenica je da se veći dio (oko 90% volumena) trgovine električnom energijom odvija bilateralno (tj. OTC, engl. *over the counter*), ili organiziranom burzovnom trgovinom *futures* derivatima, dok se oko 10% trgovine odvija na trenutnim (engl. *spot*) i dan-unaprijed (engl. *day-ahead*) burzama. To za ovaj uvod nije osobito važno. Bitno je, međutim, da trgovanje marginalnim količinama energije (trenutnim višcima i manjcima) uspostavlja njenu stvarnu trenutnu vrijednost. Očekivanja dugoročnih prosjeka trenutnih vrijednosti energije odgovaraju vrijednostima *futures* derivata za odgovarajuće vrijeme isporuke unaprijed. Na slici se dalje vidi da ugovoreni smjerovi zapravo nemaju nikakve (ili skoro nikakve) veze sa stvarnim tokovima energije, koja od proizvodnih objekata stiže do potrošača preko prijenosnog i distribucijskog sustava.

Isto tako, vidljivo je da TSO i DSO nisu involvirani ni u kakve ugovorne odnose u kupoprodaji energije od proizvođača do krajnjeg potrošača. Stoga oni moraju biti financirani neovisno o lancu dobave električne energije kojega organiziraju proizvođači, trgovci i opskrbljivači. U svijetu je najrašireniji sustav nadoknade troškova mrežnih operatora kakav se primjenjuje i kod nas: svakom krajnjem potrošaču zaračunava se određena naknada po potrošenom kilovatsatu za mrežne usluge. Tu naknadu najčešće kolektira opskrbljivač od svojih korisnika, i prosljeđuje je operatoru mreže (TSO-u, odnosno DSO-u). Visinu naknada za rad operatora prijenosnog, odnosno distribucijskog sustava, određuje regulatorna agencija, najčešće na temelju *rate-of-return* načela regulacije.

Treba napomenuti da u svijetu postoje također i *centralizirana tržišta* (engl. *pool*), u kojima operator sustava (tzv. ISO, engl. *Independent System Operator*) rukovodi cjelokupnom trgovinom. Kako u čistom mandatornom *pool* modelu sve transakcije obvezno moraju ići preko ISO-a, on organizira obvezujuću burzu, na kojoj normalnim mehanizmom uravnoteženja ponude i potražnje, kao na bilo kojoj drugoj burzi, određuje ravnotežne cijene, i samim time ekonomski dispečing svih proizvodnih jedinica u čitavom sustavu. U *pool* modelu također su u načelu mogući bilateralni ugovori, koji se međutim također reugovaraju na *real-time* tržištu.

Električna energija ima četiri posebne karakteristike koje je u bitnome razlikuju od ostalih vrsta roba, i uslijed kojih tržišta električnom energijom imaju neka vrlo posebna svojstva, i vrlo posebne proizvode:

- Električna energija u transportu se ponaša prema prirodnim zakonima, tj. ne slijedi namjeravane (ugovorene) transportne putove, nego putove kroz postojeću prijenosnu mrežu, određene zakonima fizike.
- Električna energija ne može se skladištiti u ekonomski značajnim količinama, već se troši čim se proizvede.
- Krajnji potrošači praktički ne mogu reagirati na cjenovne signale u stvarnom vremenu. To doprinosi znatnoj volatilnosti cijena i vrlo maloj trenutnoj elastičnosti potražnje.
- U stvarnom vremenu nemoguće je kontrolirati protok energije prema potrošaču, jer on troši onoliko koliko je uključio trošila, a ne (nužno) koliko je ugovorio s opskrbljivačem, što također smanjuje trenutnu elastičnost potražnje i povećava volatilnost cijena u stvarnom vremenu.

Zbog toga, proizvodi koji se mogu kupiti i prodati na tržištima električne energije, koji tako čine različita tržišta u proizvodnoj dimenziji, su u najkraćem sljedeći:

- energija na vremenskom horizontu od više godina, pa sve do jedan dan prije stvarne isporuke:
 - *forwards* ugovori za isporuku energije u specificirano područje (npr. u Hrvatsku) i u specificirano vrijeme – ovakvi nestandardizirani ugovori sklapaju se bilateralno, van organiziranog tržišta;

- *futures* derivati za isporuku na području isporuke burze koja njima trguje, u specificirano vrijeme i u specificiranoj standardnoj količini (npr. *futures* za isporuku jednog megavatsata energije);
- i *forwards* i *futures* ugovori formiraju se za isporuke u različitim vremenskim intervalima, na primjer:
 - ako vrijeme isporuke u čitavom razdoblju (npr. u nekoj budućoj kalendarskoj godini, mjesecu, i sl.) obuhvaća isporuku u svakom satu svakog dana, govorimo o ugovorima za *baznu potrošnju*;
 - ako pak vrijeme isporuke u čitavom razdoblju obuhvaća samo sate vršne potrošnje (npr. od 17. do 20. sata u danu), govorimo o ugovorima za *vršnu potrošnju*;
 - teoretski, u naprijed navedenom smislu moguće je formirati bilo kakav proizvod;
 - energija na tržištu u stvarnom vremenu, za neposrednu isporuku (tzv. balansirajuća energija, jer se radi o tržišnom kliringu ranije ugovorenih isporuka u zadnjem trenutku prije isporuke);
 - proizvodni kapacitet i energija za *pomoćne usluge sustava* (engl. *ancillary services*), od kojih su svakako najvažnije tzv. primarna, sekundarna i tercijarna regulacija (koje se tako nazivaju po vremenu u kojem mogu i moraju odraditi regulaciju), a koje služe operatoru prijenosnog sustava za neprestano održavanje fizikalne ravnoteže čitavog sustava (jednakosti proizvodnje plus neto uvoza i potrošnje);
 - proizvodni kapacitet i energija za osiguranje pouzdanosti pogona elektro-energetskog sustava u slučaju opasnosti od pojave nedostatne ponude u odnosu na potražnju na tržištu u stvarnom vremenu (tzv. operativna rezerva);
 - itd.

Kao što vidimo, katalog proizvoda koji u podlozi imaju električnu energiju ili proizvodni kapacitet spreman za vrlo brz ulazak u pogon može biti vrlo opsežan, jer se sve od navedenog može uobličiti u puno varijanti tržišnih proizvoda i njihovih financijskih derivata.

Treba svakako naglasiti da navedeni proizvodi nisu međusobno dovoljno zamjenjivi. Štoviše, neki nisu uopće. Stoga svi oni čine zasebna mjerodavna tržišta u smislu općeg prava tržišnog natjecanja. S druge pak strane, ta su tržišta ipak povezana određenim ekonomskim sponama, naročito u dugom roku. Tako na primjer, kronično snižavanje cijena i istodobno povećavanje njihove volatilnosti na kratkoročnim tržištima, uzrokovano snažnim prodorom obnovljivih izvora energije na tržišta električne energije, dovodi do povećanja cjenovnih rizika za ulaganje u nove elektrane s fleksibilnim tehnološkim karakteristikama pogona (na primjer, plinske elektrane). Dugoročna perzistencija takvih osobina tržišta energije vodi ka povećanju anticipiranih rizika za ulaganja u nove proizvodne jedinice. Izostanak dovoljnih investicija u nove fleksibilne elektrane može imati nepovoljan utjecaj na ponudbenu stranu tržišta kapaciteta i energije za operativnu rezervu, kao i za pomoćne usluge. Utoliko,

čak kratkoročna tržišta energije (naravno, dugoročna još izravnije) imaju utjecaj na naizgled sasvim nepovezana tržišta kapaciteta, s tim da je za opredmećenje tog utjecaja potrebna određena vremenska akumulacija. Opširnija diskusija ove problematike nalazi se u Sabolić (2013).

2.4. Organizacija mrežnih djelatnosti

Organizacija mrežnih djelatnosti regulirana je propisima Europske unije (poglavlje 3.4.), ponajprije Direktivom 2009/72/EC (EC, 2009a), čije su odredbe u tom smislu prenesene izravno u hrvatski Zakon o tržištu električne energije (NN 22/2013, ZoTEE, 2013). U tom zakonu (članak 3.) definirani su među ostalim i sljedeći pojmovi:

- operator prijenosnog sustava – pravna ili fizička osoba odgovorna za pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosne mreže na zadanom području i prekograničnih prijenosnih vodova prema ostalim mrežama te za osiguravanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji razumne zahtjeve za prijenosom električne energije;
- operator distribucijskog sustava – pravna ili fizička osoba odgovorna za pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijske mreže na zadanom području, te za osiguravanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji razumne zahtjeve za distribucijom električne energije.

U Hrvatskoj, poslove operatora prijenosnog sustava obavlja poduzeće Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (www.hops.hr), dok poslove operatora distribucijskog sustava obavlja poduzeće HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (www.hep.hr/ods). Za nas je u ovom radu važnija funkcija operatora prijenosnog sustava, pa o funkciji distribucijskog operatora više nećemo raspravljati.

Mrežne su djelatnosti u Hrvatskoj, kao i diljem Europske unije, organizirane kao zakoniti monopoli. One su uz to, nesumnjivo, i prirodni monopoli. U tom smislu, operatori sustava (i prijenosnog i distribucijskog) podvrgnuti su brojnim propisanim pravilima igre. Do sada je u tijelima Europske unije pretežao fokus na operatore prijenosnih sustava, jer njihova djelatnost po prirodi stvari ima značajan utjecaj na međunarodnu trgovinu električnom energijom, dok distribucijski sustav ima lokalni i regionalni značaj. Međutim, u novije vrijeme povećala se pažnja kreatora europske politike na operatore distribucijskih sustava, za koje se očekuje velika promjena paradigme njihova djelovanja, zbog vrlo snažnih političkih tendencija ka integraciji distribuiranih (malih) obnovljivih izvora i ka sveopćoj optimizaciji upravljanja električnim mrežama i potrošnjom (koncept „pametne mreže“, engl. *smart grid*).

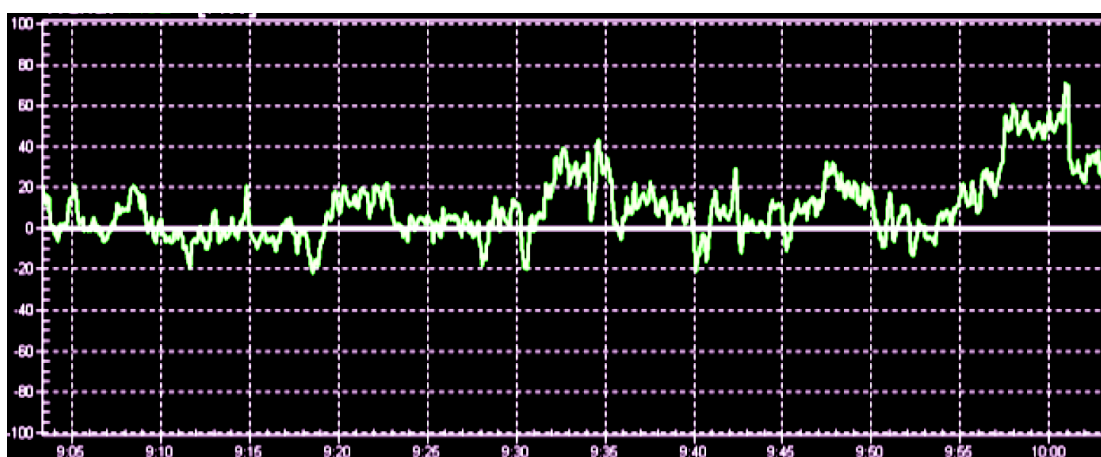
Operatori prijenosnih sustava Europske unije, pa i puno šire, koordiniraju svoje aktivnosti kroz međunarodnu organizaciju čije je osnivanje predvidjela Direktiva 2009/72/EC, ENTSO-E (engl. *European Network Of TSOs in Electricity*, www.entsoe.eu). Naročito je važna suradnja u razvoju i planiranju investicija u prekogranične mrežne kapacitete, te u ostvarivanju infrastrukturnih preduvjeta

za integraciju zajedničkog tržišta električne energije Europske unije. Mnogo informacija o tome može se naći na navedenoj web adresi ove organizacije.

2.5. Operator prijenosnog sustava i oblici koordinacije tržišta električne energije

Prijenos električne energije jedna je od djelatnosti unutar elektroprivredne industrije kojoj je zadaća, prije svega, pružanje javnih usluga infrastrukture elektroenergetskog sustava na veleprijenosnoj razini. Naime, kako se većina električne energije proizvodi u velikim elektranama, koje najčešće nisu smještene u središtima velikih potrošačkih područja, već ponekad i daleko izvan njih, prijenosna mreža služi kako bi se energija **transportirala na veliko** od takvih elektrana do potrošačkih područja. Kad energija prijenosnom mrežom stigne do takvih područja, ona se u transformatorskim stanicama na sučelju prijenosnog i distribucijskog sustava prenosi u mrežu distribucije, kojom se dalje razvodi do, u konačnici, krajnjih potrošača.

Sljedeća vrlo važna zadaća operatora prijenosnih sustava je **održavanje stabilnosti i pouzdanosti** rada čitavog elektroenergetskog sustava, koji u fizičkom smislu uključuje elektrane, prijenosnu i distribucijsku mrežu, te potrošače, a u trgovačkom još i trgovce električnom energijom na veliko i na malo. (Potonje u žargonu nazivamo opskrbljivačima ili agregatorima potrošnje, pošto oni u stvari nabavljaju energiju za mnogobrojne nekoordinirane potrošače.) Naime, potrošnja električne energije je u značajnoj mjeri nepredvidiva. Iako je temeljem iskustava i uočenih ovisnosti potrošnje o faktorima, kao što su temperatura zraka i druge klimatske pojave, aktivnost industrije, odnosno stanovništva, u pojedinim dijelovima dana, i tako dalje, mogućnost predviđanja potrošnje značajna, ona je ipak ograničenog dosega, jer nikad nije moguće sagledati složenu sveukupnost trenutnih odluka o potrošnji gospodarskih subjekata i stanovnika. Osim opće nemogućnosti točnog predviđanja potrošnje unutar, recimo, predstojećeg sata, postoji još veća nemogućnost predviđanja unutar još kraćih vremenskih intervala, na primjer minuta. U minutnim rasponima vremena potrošnja ima osobine „slučajnog hoda“



Slika 2.5.-1. Neto odstupanja od plana tokom približno jednog sata. Horizontalna os: vrijeme. Vertikalna os: odstupanje u megawatima (MW). Izvor: Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.

(engl. *random walk*). Dok je potrošnja na razini sata još donekle predvidiva pomoću predikcijskih modela, kolebanja trenutne snage oko prosječne vrijednosti opterećenja sustava u minutnim intervalima praktički su nepredvidiva. Sa stanovišta sustava, ona izgledaju kao stohastički proces. Slika 2.5.-1. prikazuje neto odstupanja od plana na razini čitavog elektroenergetskog sustava Hrvatske, tokom jednog sata, tj. iznos za koji se trenutna potrošnja zbrojena s izvozom razlikuje od trenutne proizvodnje zbrojene s uvozom. Kad bi plan bio jednak ostvarenju, te dvije vrijednosti bile bi jednake, pa bi iznos neto odstupanja od plana bio jednak nuli.

Ova vrlo kratkoročna stohastička odstupanja, koja se ne mogu pridijeliti nijednom tržišnom sudioniku odgovornom za odstupanje (proizvođaču, trgovcu, opskrbljivaču) čitavo vrijeme otklanja (najčešće automatska) **sekundarna regulacija**, čije troškove operator prijenosnog sustava namiruje iz **tarife prijenosa**. To je naknada koju operatoru plaćaju (najčešće) svi potrošači (iako postoje zemlje u kojima dio naknade uplaćuju i proizvođači). U praktičnim situacijama, operator prijenosnog sustava tolerira određena mala ukupna odstupanja od plana, čije anuliranje ne naplaćuje nikome, nego njegove troškove snosi iz prihoda od tarife. U Hrvatskoj je taj pojas tolerancije ± 20 MW. To znači da operator tolerira satna odstupanja $D_k \in [-20 \text{ MW}, +20 \text{ MW}]$, dok sva **pridjeljiva** odstupanja veća od tih naplaćuje od onih koji su ih uzrokovali. Cijena za poravnanje pozitivnih odstupanja (kad operator sustava mora dobiti dodatnu energiju u sustav) ne mora biti, i najčešće nije, jednaka cijeni za poravnanje negativnih odstupanja (kad operator mora ukloniti s mreže određenu količinu energije). U pravilu je energija koju treba dodatno dobiti skuplja od one od koje treba odustati.

Dobra organizacija tržišta osigurat će da je cijena energije koju naplaćuje operator prijenosnog sustava za uslugu balansiranja odstupanja koja nisu počišćena na zadnjem *real time* tržištu (tržištu uravnoteženja) osjetno viša od cijene energije koja je postignuta na tom tržištu (zadnjem prije realnog vremena). Na taj način kreira se realan financijski poticaj sudionicima tržišta da se ponašaju odgovorno s obzirom na uravnoteženje sustava. Iako se komercijalnim uravnoteženjem na satnom tržištu skoro uopće ne može otkloniti potreba za sekundarnom regulacijom, s obzirom da ona djeluje na pojave koje se događaju na vremenskim skalama od približno jedne do petnaestak minuta, njime je moguće malo smanjiti potrebu za tercijskom rezervom, tako da u dugom roku razvijeno tržište uravnoteženja utječe na (relativno malo) smanjenje potražnje za regulacijskim rezervama, a ono, čak i tako malo, može biti značajno za kontrolu njihove cijene, s obzirom na uvijek oskudne raspoložive kapacitete.

Poseban problem pritom predstavlja otklanjanje debalansa koje uzrokuju intermitentni obnovljivi izvori. Taj problem **nije tehničke, već je ekonomske** naravi. No, to su teme koje prelaze okvir planiranog izlaganja u ovom materijalu, pa čitatelja upućujemo na dodatnu literaturu, npr. Sabolić (2013). Dosta podataka o aktivnostima operatora prijenosnih sustava može se pronaći i na internetskoj stranici Hrvatskog operatora prijenosnog sustava d.o.o.: www.hops.hr.

Iz dosadašnjeg je izlaganja vidljivo da je primarni interes operatora prijenosnog sustava u smislu organizacije tržišta električne energije osiguravanje tržišta uravnoteženja (engl. *balancing market*). U pragmatično orijentiranim zemljama, uravnoteženje zapravo jest tržište u realnom vremenu. U europskoj politici sektora električne energije to nije postavljeno na taj način. Trgovanje električnom energijom i njenim derivatima odvija se na burzama koje nisu i ne moraju biti pod neposrednom javnom kontrolom (regulacijom). Svejedno, i pored toga, operatorima je potreban i dodatan mehanizam za osiguravanje uravnoteženja (koje je, treba naglasiti, ipak tržišna kategorija, za razliku od regulacije sustava pomoćnim uslugama, koje spada u domenu fizikalnog uravnoteženja u stvarnom realnom vremenu). To se može organizirati na različite načine, ali se, prema pravilima važećim u Europi, ugovaranje proizvodnih kapaciteta za uravnoteženje mora načiniti na tržišnoj osnovi. Već se i na prvi pogled vidi da je takav dizajn tržišta uravnoteženja suboptimalan, jer ipak zahtijeva ustezanje jednog dijela (premda malog) proizvodnih kapaciteta od uobičajene trgovine energijom.

Najbolji postojeći način koordinacije tržišta s vrlo širokom potrošačkom bazom upotrebljavaju operatori sustava u SAD-u, a naziva se sustav s **lokacijskim graničnim cijenama**. Uvod u taj sustav, prikazan u kontekstu zadaća i aktivnosti operatora prijenosnih sustava, nalazi se u Sabolić (2015b). S obzirom na složenost imalo većih prijenosnih sustava, kao i na izuzetnu informacijsku zahtjevnost proračuna lokacijskih graničnih cijena, njihovo određivanje je složen postupak, a broj različitih cijena koju postupak generira također je vrlo velik, što može predstavljati određenu manu, primjerice, po pitanju likvidnosti. Zbog toga je jedini učinkovit način da se implementira LMP tržište *pool*: operator sustava kupuje svu energiju, a zatim i prodaje svu energiju na veleprodajnom tržištu, a troškovi zagušenja povezani su (engl. *bundled*) zajedno s troškovima energije. Prema tome, na centraliziranom su tržištu troškovi zagušenja implicirani u tržišnoj cijeni isporučene energije. Rente zagušenja uprihođuje operator sustava.

Kad je riječ o kreiranju financijskih poticaja za tržišne sudionike da sami doprinose uklanjanju zagušenja, najvažnija metoda, kojom se služe operatori sustava u SAD-u, je emisija financijskih derivata poznatih kao „financijska prava na prijenos“ (FTR, engl. *Financial Transmission Rights*), koja se još nazivaju i „pravima na rentu zagušenja“ (CRR, engl. *Congestion Revenue Rights*). Ta se emisija financira iz rente zagušenja koju operator sustava prikupi kroz neko dulje razdoblje. Kupac FTR financijskog papira ima pravo na isplatu rente zagušenja kroz ugovoreni period vremena. Ukoliko on organizira bilateralno ugovaranje kupoprodaje energije tako da posljedični tokovi energije smanjuju zagušenje u sustavu, time će uspjeti *hedžirati* svoju poziciju u odnosu na razlike lokacijskih cijena između čvorova na koje se odnosi dotični FTR instrument. Na žalost, planirani opseg izlaganja u ovom materijalu ne dopušta nam detaljnije bavljenje ovom problematikom, pa se opširnija izlaganja mogu pronaći u Stoft (2003), ili Rosellon i Kristiansen (2013).

2.6. Kratkoročna i dugoročna ravnoteža na tržištima električne energije

Pretpostavimo da ponudu na tržištu čini određeni broj proizvođača (elektrana), od kojih svaka daje zatvorenu ponudu s parametrima (P, Q) , gdje je P jedinična **rezervacijska** cijena za isporuku energije (€/MWh), a Q ponuđena količina energije (MWh). Pretpostavimo također da je predmet trgovine isporuka energije u npr. 14. satu današnjeg dana. Neka su ponude proizvođača sljedeće:

Proizvođač	P (€/MWh)	Q (MWh)
A	50	400
B	35	800
C	75	200
D	90	400
E	40	600

Krivulja ponude dizajnira se tako da se ponuditelji slažu redom od onoga s najnižom cijenom prema onome s najvišom (engl. *merit order*). Odatle je izvedena krivulja potražnje na slici 2.6.-1.

Istodobno, pretpostavimo da je operator sustava na temelju prijavljenih rasporeda potrošnje od strane opskrbljivača utvrdio da će ukupna očekivana potrošnja u 14. satu sljedećeg dana biti 1.900 MWh. Time je *de facto* zadana potpuno neelastična krivulja potražnje, također nacrtana na slici.

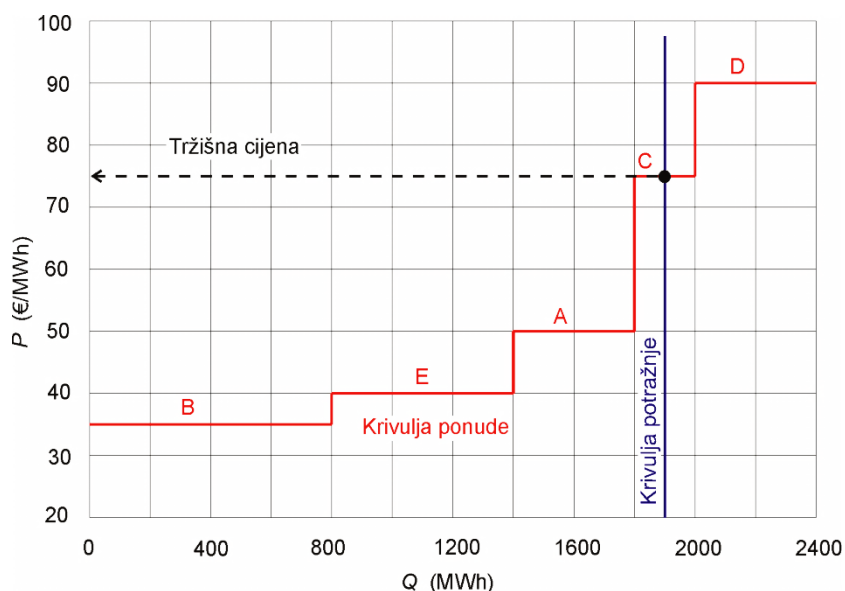
Tržišna cijena postiže se na sjecištu krivulja ponude i potražnje ovog kratkoročnog tržišta, kod 75 €/MWh, i ona odgovara ponuđenoj cijeni najskuplje angažirane proizvodne jedinice. Angažiraju se sve jedinice koje su ponudile takvu ili nižu cijenu: B, E, A i C. Prilikom konstrukcije slike 2.6.-1 pretpostavljeno je da ponuda generatora C nije isključiva, nego da on pristaje isporučiti i manju količinu od one s kojom se natjecao. Da je generator C dao ponudu "sve ili ništa", on bi ispao iz krivulje ponude, a cijena bi se formirala prema ponudi sljedećeg generatora s neisključivom ponudom.

Na opisani način na tržište se isporučuje energija po najnižoj mogućoj ravnotežnoj cijeni (engl. *market clearing price*). Nakon što je određen raspored (tzv. "vozni red") elektrana i tržišna cijena, operator prijenosnog sustava računalnim simulacijama provjerava je li ovakav vozni red (ovdje: B = 800 MWh, E = 600 MWh, A = 400 MWh, C = 100 MWh) održiv sa strane tehničkih ograničenja mreže. Ta ograničenja proizlaze ponajviše iz činjenica da dalekovodi imaju konačan kapacitet prijenosa energije, te da operator mora održavati tzv. $N - 1$ kriterij u mreži, koji kaže da prilikom ispada jednog od N elemenata mreže ne smije doći do prekida napajanja kupaca, tj. mreža mora "preživjeti" najmanje jedan ključni kvar. Ovime je u načelu opisana **kratkoročna ravnoteža na tržištu**.

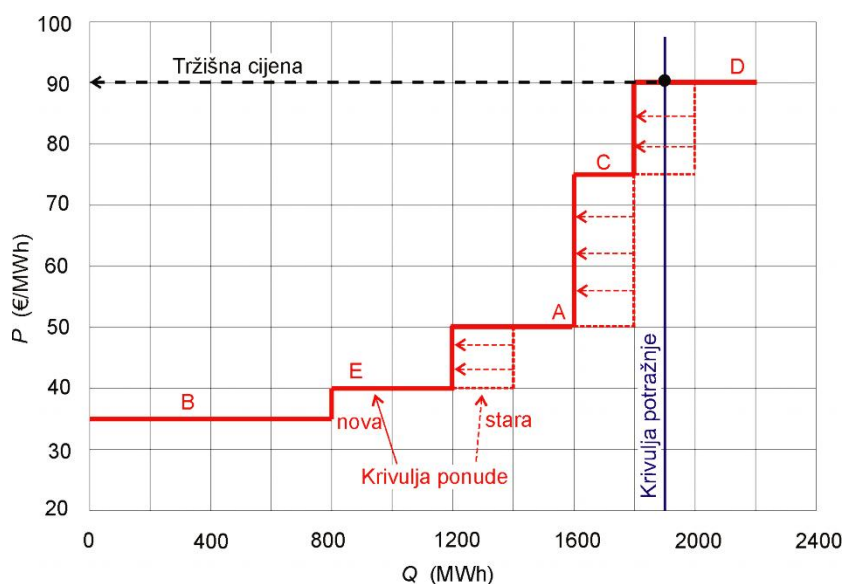
Ako je ekonomski optimiziran vozni red održiv sa stanovišta tehničke sigurnosti pogona, operator sustava ga odobrava, i on se realizira. Ako to nije slučaj, operator mora neku(e) od elektrana skinuti s

liste prvenstva (engl. *merit order list*) u cijelosti ili djelomično (slika 2.6.-2.), što mijenja krivulju ponude, i narušava ekonomski optimalno stanje, pa dolazi do **povećanja ravnotežne cijene**.

Pretpostavimo da je operator sustava utvrdio da fizikalna ograničenja (zagušenja, engl. *congestion*) sustava zahtijevaju da elektrana E radi snagom od najviše 400 MW, umjesto ranije planiranih 600 MW. (S obzirom da promatramo jedan sat u danu, energija isporučena pri navedenim snagama iznosila bi 400 MWh, odnosno 600 MWh.) Ako elektrana E pristane na takav „redispečing“, krivulja ponude mijenja se kao na slici 2.6.-2, a ravnotežna cijena raste na 90 €/MWh. Ako ne pristane, mora se čitava povući s mreže. Treba reći da taj redispečing često nije prisilan, pa stoga i nije redispečing u



Slika 2.6.-1. Formiranje tržišne cijene – kratkoročna ravnoteža na tržištu električne energije.



Slika 2.6.-2. „Redispečing“ elektrane E zbog zagušenja vodi ka porastu tržišne cijene.

pravom smislu te riječi. Elektranu faktički redispečiraju kupci. Zbog pojave rente zagušenja dobava energije iz te konkretne elektrane postaje skuplja, pa kupci jednostavno manje kupuju od nje, i to točno toliko manje, koliko treba (opće objašnjenje nalazi se u poglavlju 2.5., u vezi LMP tržišnih cijena). Ta cijena je u opisanom primjeru viša za 15 €/MWh, odnosno za 20%, u odnosu na onu koja bi se postigla bez zagušenja kojim je ograničena maksimalna snaga elektrane E. Cijena od 90 €/MWh predstavlja najnižu cijenu koja je moguća uz dane ponude elektrana i dano zagušenje u mreži. Stoga je i ona optimalna, ali pod uvjetom zadanog mrežnog ograničenja. To vodi na pomisao o uvjetnoj optimizaciji dispečinga elektrana uz zadana mrežna ograničenja.

Razlika od 15 €/MWh naziva se **rentom zagušenja** (engl. *congestion rent*), odnosno, troškovi proizvodnje energije su zbog zagušenja u mreži upravo za toliko veći nego što bi bili da toga zagušenja nije. Rentu zagušenja ubire operator prijenosnog sustava. Ona predstavlja **ekonomski mehanizam koji mu omogućuje upravljanje zagušenjima u mreži**. S obzirom da se potrošnja mijenja u vremenu, i to na svim vremenskim skalama, te s obzirom da su vozni redovi elektrana također varijabilni, pojedini dalekovodi u mreži, ili veći dijelovi mreže, mogu povremeno biti zagušeni. Kao što smo vidjeli, u takvim razdobljima cijena energije je viša nego što bi bila da zagušenja nema. Renta zagušenja poskupljuje energiju za sve koji je kupuju od elektrane koja se nalazi „s druge strane“ zagušenog voda, i tako kreira financijski poticaj kupcima da više ne kupuju od nje. Rezultat toga je pojava **različitih cijena** u različitim čvorovima mreže (opširnije u poglavlju 2.5.), što na pojednostavnjenom prikazu sa slike 2.6.-2. nije moguće prikazati. Ovim primjerima opisano je kako nastaje **kratkoročna ravnoteža** na tržištu električne energije.

Operator sustava može koristiti prihode od rente zagušenja na dva temeljna načina: kreirati financijske poticaje za tržišne sudionike da svojim odlukama o prodaji, odnosno kupnji, energije doprinose otklanjanju kratkoročnih zagušenja, odnosno ulagati u izgradnju novih prijenosnih vodova tamo gdje postoje kronična zagušenja, koja se ponavljaju više puta, dakle kroz više sati, tijekom dana, pa zatim kroz više dana, tjedana, mjeseci, itd.

Treba svakako istaći i da renta zagušenja **nije jedini** prihod kojeg ubire operator sustava. Naime, u sustavima u kojima nema zagušenja, prihod operatora u tom bi slučaju bio jednak nuli. Osim rente zagušenja, on uprihoduje i **naknadu za uslugu prijenosa energije**, čiji iznos je pod kontrolom regulatorne agencije.

Kako se stalna repeticija (na satnoj osnovi, ponegdje i češće) kratkoročnih tržišta pretače u dugi rok? Na to pitanje odgovorit ćemo u najkraćemu, opisavši kako se zapravo odvija trgovanje električnom energijom.

Ono počinje ponekad i godinama prije trenutka isporuke, npr. kupnjom financijskih derivata energije tipa ročnica (engl. *futures*). Pritom, “buduća energija” može mnogo puta promijeniti “vlasnika”. Sa stanovišta vremenskog horizonta postoje samo dvije temeljne kategorije trgovine:

- **trgovina unaprijed** (engl. *forward trading*) je trgovina financijskim derivatima (ugovorima o budućim isporukama, *forwards* na direktnim tržištima; na burzama isključivo *futures*);
- **trgovina u realnom vremenu** (engl. *real-time trading*) je trgovina realnom, fizikalnom robom (električnom energijom).

Kada god da je trgovina započela, i kako god je izvršena, ona se na kraju **mora terminirati u realnom vremenu**, jer sustav mora biti fizički balansiran upravo u realnom vremenu.

No, kakav je odnos cijene energije kupljene unaprijed i cijene energije u realnom vremenu? Evo primjera: Kupac energije stoji pred dilemom: kupiti *futures* ugovore za buduću isporuku, ili čekati trenutno tržište na dan isporuke?

- Ako on procjenjuje da će cijena energije na trenutnom tržištu u trenutku isporuke (diskontirana na sadašnje vrijeme) biti manja od sadašnje cijene *futures* ugovora, on će čekati i kupiti energiju u realnom vremenu.
- Ako pak kupac procjenjuje obratno, onda će kupiti *futures*-e.

Pretpostavimo da većina kupaca očekuje da će im se *futures*-i bolje isplatiti, pa ih počnu kupovati u velikim količinama. Zbog porasta potražnje *futures*-i će poskupiti. Ako pak većina kupaca očekuje da će im se bolje isplatiti kupovina u realnom vremenu, potražnja za *futures*-ima će pasti, pa će i njihova cijena početi padati. Stoga možemo zaključiti: Tržišna cijena *futures* ugovora jednaka je **očekivanoj cijeni energije** u trenutku isporuke.

Ako *futures* derivat pokriva dulje vremensko razdoblje, na primjer isporuku energije konstantnom snagom tijekom čitave jedne kalendarske godine, onda će kupac uspoređivati trenutnu tržišnu vrijednost tog financijskog derivata s **očekivanom prosječnom cijenom energije** u godini isporuke, u kojoj su novčani tijekovi diskontirani na današnje vrijeme.

Tržišta financijskim derivatima električne energije obično su organizirana oko burzi električne energije, ili pak oko „običnih“ financijskih burzi. Trgovina derivatima ionako nema „previše veze“ s električnom energijom. Nestandardiziranim *forwards* ugovorima za električnu energije trguje se u pravilu van organiziranog tržišta. U svakom slučaju, kako god da je došlo do susreta ponude i potražnje za financijskim derivatima energije, njihovom kupnjom i prodajom ekonomski agenti **uravnotežuju svoju trenutno anticipiranu potrebu** za energijom (ako je kupuju za buduću potrošnju) ili za novcem (ako će u budućnosti proizvoditi energiju). To je, dakle, **prvo uravnoteženje**. Trgovanje financijskim derivatima je slobodno, tako da na primjer posjedovanje *futures* ugovora ne

govori ništa o tome koja elektrana će u trenutku izvršenja isporučiti energiju. O tome brine **organizator tržišta uravnoteženja**, jer se svi unaprijed sklopljeni ugovori, bilo kojim načinom, **moraju reugovoriti i terminirati na real time tržištu**. To je tzv. **drugo poravnanje**. Njime se u zadnjem trenutku prije dolaska realnog vremena (tj. isporuke energije) vrši poravnanje s obzirom na najbolja moguća predviđanja o potrošnji i proizvodnji. Naime, sasvim je jasno da je bilo kakva prognoza to bolja, što je dana manje unaprijed. Stoga su prognoze sigurno najbolje na zadnjem tržištu prije realnog vremena.

Horizont najbliži realnom vremenu koji se još uvijek smatra *forward* tržištem jest jedan dan unaprijed (engl. *day-ahead*; D-1). Gotovo je neminovno da se *day-ahead* cijene, kao i ostale cijene postignute u trgovini unaprijed, razlikuju od onih koje će nastupiti na *real time* tržištu. Razlog za to su već spomenute neizbježne greške u procjenama proizvodnje i potrošnje. Te se razlike trže u „realnom vremenu“, a ta trgovina predstavlja **temeljnu formu tržišnog uravnoteženja sustava**. Tržišta nikad nisu u sasvim realnom vremenu: zbog vremena potrebnog za organizaciju trgovine i pripremu fizičke realizacije, „*real-time*” tržište zapravo se održava, tipično, sat unaprijed. Ponekad se engleski izraz *spot market* (trenutno tržište) koristi za sva kratkoročna (unutar-dnevna, engl. *intra-day*) tržišta, uključujući (najdalje) tržište dan unaprijed (engl. *day-ahead*) ali pojmovno, to nije sasvim korektno.

Imatelj *futures* ugovora s dugom pozicijom (onaj tko je kupio energiju da bi je potrošio) ima **pravo na fizičku isporuku energije**. O izvršenju tog prava brine **organizator tržišta u realnom vremenu** (često je to burza električne energije). Posjednik *futuresa* ne zna i ne treba znati koja elektrana je u pozadini tog njegovog prava. Ti podaci kriju se u ugovornim rasporedima koje prijavljuju proizvođači i trgovci. Krajnji izvor može biti proizvođač (elektrana) ili trgovac (uvoz energije iz drugog kontrolnog područja, van jurisdikcije promatrane burze i operatora prijenosnog sustava). Ako neki od izvora koji je u pozadini emitiranog *futuresa* propusti osigurati energiju za tržište u realnom vremenu, on je obvezan kupiti nedostajuću energiju i ponuditi je. Ako to ne učini, bit će financijski penaliziran po tekućoj tržišnoj cijeni, po kojoj će organizator tržišta dobiti energiju koja nedostaje od treće strane, ili isplatiti posjednika dotičnog *futuresa*. Napomenimo da je najčešće organizator ovog tržišta ujedno i operator prijenosnog sustava. Ako imatelj tog derivata (npr. opskrbljivač) njime nije uspio pokriti cjelokupnu potražnju koju očekuje od kupaca koje agregira, on može (i mora) dokupiti nedostatnu energiju na tržištu po tekućoj tržišnoj cijeni. Također, ako ima višak, može ga prodati. Ako se subjekt s prijavljenim rasporedom propusti uravnotežiti na *real time* tržištu, umjesto njega to će sigurno učiniti operator prijenosnog sustava u stvarnom realnom vremenu, angažiranjem pomoćnih usluga (sekundarne i tercijarne regulacije), koje su skuplje od energije na zadnjem tržištu, te će stoga dodatno penalizirati uzročnika debalansa. Stoga ovaj sustav uravnoteženja ima u sebi ugrađen financijski poticaj da se tržišni sudionici ponašaju onako kako je u interesu ravnoteže elektroenergetskog sustava.

Ako govorimo o još dugoročnijoj ravnoteži na tržištu električne energije, kada se cjelokupni sustav za proizvodnju, transport i razdjelu nalazi u dugom roku „u pravom smislu riječi“, odnosno kada je potrebno graditi nova proizvodna i mrežna postrojenja, tradicionalno se tim procesima rukovodilo barem uz značajan, ako ne i potpun, upliv **centralnog planiranja**, u okviru energetske strategije države. Danas prevladava ideja da bi o dugoročnim ulaganjima u načelu trebali odlučivati vlasnici ulagačkog kapitala, temeljem tržišnih signala. Međutim, liberalizacija (vrlo kompleksnih) tržišnih odnosa u elektroenergetskom sektoru događa se paralelno s rapidnom implementacijom politike integracije obnovljivih izvora električne energije u postojeće sustave, što je dovelo do enormnih tržišnih poremećaja. Naime, temeljna pogonska karakteristika najizdašnijih i najzastupljenijih obnovljivih izvora (vjetar, sunce) jest značajna intermitentnost proizvodnje, uz bitno manju prediktabilnost nego kod drugih tipova izvora. To nameće znatne troškove integracije, koji se u znatnoj mjeri (ali čak ne u cijelosti) odnose na dodatne troškove regulacije elektroenergetskog sustava. Više o tome govori se npr. u Sabolić (2012) i Sabolić (2013).

2.7. Tržišna snaga i dimenzije relevantnih tržišta u elektroenergetskom sektoru

Pitanja „klasične definicije“ dimenzija tržišta u smislu općeg prava zaštite tržišnog natjecanja od suštinske su važnosti za određivanje vladajućeg položaja na tržištu, a to je opširno obrađeno u djelima: Mlikotin-Tomić *et al.* (2006), Šoljan (2004), Butorac Malnar, Pecotić Kaufman i Petrović (2013), Horak *et al.* (2014), Jones i Sufrin (2014), Malloy (2004), Pervan (2003), Pervan i Pavić (2003). Ovdje se daje kratak pregled tog područja, s osvrtom na specifičnost određivanja dimenzija tržišta u sektoru električne enegije.

Svaka analiza tržišta mora započeti **definiranjem dimenzija tržišta** koje su **mjerodavne** za analizu konkretnog problema u okviru primjene prava konkurencije. Stoga se tržište koje je definirano na načelima kakva ćemo ukratko prezentirati u nastavku naziva **mjerodavnim tržištem** (engl. *relevant market*). Svakom mjerodavnom tržištu potrebno je definirati **barem dvije dimenzije: dimenziju proizvoda**, koja određuje **što** se na promatranom tržištu razmjenjuje, i **geografsku dimenziju**, koja određuje **gdje** se promatrana dobra mogu razmjenjivati bez transakcijskih troškova koji bi svojom veličinom, ako je ona posljedica geografske udaljenosti, separirali tržišta.

- **Dimenziju proizvoda** jednog tržišta čine oni proizvodi (usluge), koji su, gledano s pozicije korisnika, međusobno **zamjenjivi** zbog svojih karakteristika, cijena ili upotrebe.
- **Geografsku dimenziju** mjerodavnog tržišta čini područje na kojemu su određena poduzeća uključena u ponudu i potražnju za proizvodima ili uslugama, te na kojemu su uvjeti konkurencije dovoljno homogeni, da se to područje razlikuje od susjednih područja zbog toga što su u njima uvjeti konkurencije bitno drugačiji.

Posebna svojstva električne energije, kao i dinamičke osobine potrošnje, dovode do toga da na mjerodavnim tržištima električne energije (o vrstama proizvoda na tim tržištima govorili smo u poglavlju 2.3.) treba sagledati i **vremensku dimenziju mjerodavnog tržišta**. Tržišnu snagu na tržištima električne energije najčešće imaju pojedine **proizvodne jedinice**, koje su smještene u zonama u kojima **trenutno** nema više neangažiranih generatora s nižim varijabilnim troškovima proizvodnje, a dopremanje energije iz drugih zona više nije moguće zbog dosegnutih **mrežnih ograničenja**. (Naravno, moguće je da takva situacija bude i trajna, a ne samo privremena, no tada se nalazimo u području „klasičnih“ dimenzija tržišta i „klasičnog“ zahvata nacionalnih i nad-nacionalnih vlasti za zaštitu tržišnog natjecanja.) Naime, kada bi operator sustava dopustio daljnje terećenje, primjerice, dalekovoda koji vodi u zonu s trenutno raspoloživom jeftinijom energijom, tehnički sustav koji štiti elemente mreže od preopterećenja izbacio bi taj vod iz pogona, što bi pak u nepovoljnim okolnostima moglo dovesti do još gorih posljedica. U takvoj situaciji, kad operator sustava više ne može omogućiti dodatno dopremanje energije iz „vanjskog svijeta“, domicilni generator koji ima još slobodnog (neangažiranog) proizvodnog kapaciteta ima tržišnu snagu u smislu **isporuke zadnje (granične) količine energije**, ali samo **tako dugo dok mrežno ograničenje postoji**. S obzirom da potrošnja električne energije varira tijekom dana, i da ukupna dnevna potrošnja varira tijekom tjedna, mjeseca, godine..., otprilike u sličnom ritmu variraju i količine energije koje se razmjenjuju između različitih tržišnih zona.

Dat ćemo sada i primjer u kojem čak i bez mrežnih zagušenja određena kategorija elektrana može doći u **privremeni** položaj tržišne snage. Zamislimo neko hipotetsko tržište električne energije. Recimo da na njemu djeluje više proizvođača, od kojih neki imaju akumulacijske hidroelektrane, neki elektrane na fosilna goriva, a neki pak imaju vjetroelektrane. Što se tiče tržišnog nadmetanja, najbolja je situacija kada svi navedeni proizvođači nude energiju iz svojih elektrana na tržištu. No, u sušnim mjesecima, kad nema vode, ponuda hidroelektrana će izostati, što će općenito ojačati tržišnu poziciju ostalih proizvođača (na fosilna goriva i vjetar). Štoviše, u razdobljima u kojima nema ni vjetra, tržišna moć elektrana na fosilna goriva bit će još veća. No, ako vjetra ima izrazito mnogo, konkurencija u proizvodnji energije opet će biti velika, a tržišna snaga svih igrača bit će mala. Primijetite da dinamika tržišnih odnosa, što se tiče hidroelektrana, nije naročito velika. Naime, radi se o tipično sezonskim varijacijama, gdje se odnosi u bitnome mijenjaju samo dvaput godišnje (npr. jedna sezona je kasno proljeće do rana jesen, a druga sezona je kasna jesen do rano proljeće). No, u slučaju vjetroelektrana, ponuda energije iz njih može varirati u vrlo velikim postocima čak i nekoliko puta unutar jednog dana.

Zaključno, bitan utjecaj na pojavu tržišne snage na tržištima električne energije imaju **mrežna zagušenja i tehnološka struktura proizvodnje**, zbog čega su to svakako **važne varijable javne politike** prema elektroenergetskom sektoru.

3. EKONOMSKA REGULACIJA MREŽNIH DJELATNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA

3.1. Teorije ekonomske regulacije i odlučivanje regulatora

U ovom poglavlju najprije će se dati kratak osvrt na teorije ekonomske regulacije, a zatim će se iznijeti osnovni rezultati istraživanja modela regulacije u uvjetima ograničene racionalnosti regulatora, kojim je, u načelu, dokazano da je centralizirano vođenje regulatorne politike učinkovitije od decentraliziranog. S obzirom da ni područje teorija ekonomske regulacije, niti teoretska analiza regulatornog odlučivanja u uvjetima ograničene racionalnosti, nisu u fokusu ove disertacije, ali ipak čine važan dio njenog općeg konteksta i teoretskog temelja, umjesto opsežnog izlaganja, pozvat ćemo se na izvore u kojima je moguće pronaći opširnije prikaze navedenih tema.

Ekonomske teorije regulacije pokušavaju objasniti svrhu regulacije i interakciju regulatornih institucija mehanizma s reguliranom industrijom, javnošću, političkim skupinama, odnosno općenito, interesnim grupacijama koje su pod utjecajem regulatorne politike.

U osnovi, postoje tri vrste teoretskih pristupa regulaciji, za koje se ne može tvrditi da su međusobno isključive, niti da nemaju preklapanja:

- *teorija javnog interesa*, ili teorija interesa potrošača;
- *teorija zamke* (engl. *capture theory*), ili teorija privatnog interesa;
- *ekonomska teorija regulacije*, koja je u stvari poopćena teorija privatnog interesa.

Prema standardnoj i vrlo raširenoj *teoriji javnog interesa*, regulacija je *posljedica javnog političkog pritiska*, koji zahtijeva korekcije tržišnih distorzija. Ako industrija ima prirodni monopol (McConnell i Brue, 2005), netko mora spriječiti monopolista da iskorištava svoj tržišni položaj na štetu korisnika. Također, država nužno mora regulirati kako bi riješila probleme eksternih troškova koje industrija uzrokuje drugima, poput na primjer zagađenja okoliša. Takvo gledište daje uobičajene argumente za tvrdnje da regulacija rješava nedostatke tržišta, i da je u osnovi korisna.

Međutim, teorija javnog interesa nema mnogo pobornika među današnjim ekonomistima. Ključna slabost ove teorije je u njezinoj pretpostavci, da savršeno informirani promotori socijalnog blagostanja upravljaju regulacijom, ili pak reguliranim poduzećima. Danas se općenito smatra da teorija javnog interesa izlaže suviše idealiziranu sliku o svrsi i dosezima regulacije industrije. S druge strane, svakako treba primijetiti da je razvoj prava države da regulira započeo upravo iz premise da država ima pravo, koristeći svoje političke ovlasti, regulirati u svrhu zaštite javnog interesa.

Stigler i Friedland (1962) formulirali su statistički model kojim su proučavali utjecaj veličine populacije, dohotka, cijena goriva, hidrologije i regulacije na cijene električne energije, te su ustanovili da od svih promatranih varijabli *regulacija ima najmanji utjecaj*. Stigler je kasnije temeljem toga i drugih istraživanja formulirao *teoriju privatnog interesa* (odnosno *teoriju zamke*), čija je osnovna teza da *regulacija postoji kako bi zaštitila interese industrije*, a ne javne interese. „U pravilu, regulaciju promovira industrija, i ona je dizajnirana i vođena upravo za interese industrije.“

Ima više autora iz škole teorija zamke, koji tvrde da regulatorne agencije proživljavaju klasičan životni ciklus, od početnog regulatornog entuzijazma, do potpunog upadanja u zamku industrije. Osnivanje regulatornog tijela često slijedi nakon većeg političkog promašaja, uz veliku i javnu podršku raznolikih interesnih grupa koje žele da se određeno područje ekonomskog života regulira „zbog javnog interesa“. To rezultira zakonskim odredbama kojima se osniva regulatorno tijelo s relativno ograničenim mogućnostima učinkovitog djelovanja. Kroz vrijeme se smanjuje interes grupa koje su podržavale uvođenje regulacije, kao i političara, koje interesiraju samo glasovi birača, za regulatorna pitanja. Političari su u stvari, osnivanjem regulatornog tijela, odmaknuli od sebe odgovornost za donošenje teških i rizičnih odluka, za koje je potrebna velika energija i stručna elaboracija. Time sva krivnja pada na „neovisno“ regulatorno tijelo, čijim se dužnosnicima i njihovim mandatima može po potrebi manipulirati. Zbog svega toga, nakon nekog vremena regulator je zapravo ostavljen da se izoliran i sam, bez političke podrške, sukobljava s lobističkim naporima i sudskim tužbama industrije pogođene regulacijom. Nakon nekog vremena, zamoreni od stalnih sukoba s industrijom, dužnosnici regulatora ili napuštaju dužnost, ili gube iluzije i pokušavaju maksimalizirati vjerojatnost da će zadržati poziciju, postajući advokatima regulirane industrije.

Poopćenje Stiglerove teorije načinio je Peltzman (1976). Prema njemu, teorija zamke je samo jedan poseban slučaj objašnjenja politike regulacije na temelju međudjelovanja interesnih grupa. Regulacija je rezultat ravnoteže različitih interesa koju grade regulatori s namjerom maksimalizacije koristi za sebe. Peltzmanov regulator alocira pogodnosti između interesnih grupa na taj način, da *maksimalizira svoju vlastitu (a ne društvenu) korisnost*. Osnovne teze ove teorije su: Regulacija je jedan od načina na koji država može koristiti svoju vlast na dobrobit pojedinih grupa. Regulaciju provode političari i regulatori s ciljem maksimiziranja koristi za sebe, kao odgovor na zahtjeve za regulacijom od strane pojedinih grupa. Oni koji kontroliraju regulatornu politiku teže maksimalizaciji političke potpore, koja se pojavljuje u dva osnovna oblika:

- politička potpora širokog kruga potrošača (tj. mase koja glasa na izborima);
- donacije za političke kampanje od strane regulirane industrije.

Jasno je da negdje mora postojati *ravnoteža* u zadovoljavanju težnji ovih dviju suprotstavljenih interesnih grupacija, a regulatori nastoje *pronaći tu ravnotežu*, u kojoj su izgledi za njihov ponovni izbor na dužnost najveći.

Opširnija diskusija o ekonomskim teorijama regulacije, regulaciji cijena s naglaskom na oblike troškovne orijentacije te cijene, te o vrstama i primjeni standardnih regulatornih mjera, može se pronaći u Sabolić (2014) i Sabolić (2015c).

Kad je riječ o teoretskom modeliranju odlučivanja regulatora u uvjetima ograničene racionalnosti (Simon, 1972), istraživanje je provedeno paralelno s radom na ovoj disertaciji, a zbog kratkoće je prikazano u članku istog autora, Sabolić (2015c). Ovdje ćemo navesti samo temeljne zaključke tog istraživanja. Model je koncipiran po uzoru na teoriju portfelja, jer je zbog pretpostavljene ograničene racionalnosti svaka pojedinačna regulatorna politika koju regulator može implementirati modelirana očekivanjem svoje dodane društvene dobrobiti i rasipanjem (varijancom) tog očekivanja. U teoretskoj razradi pomoću teorije portfelja korištena je referentna literatura: Merton (1972), Elton, Gruber i Padberg (1976), te Dybvig (1984).

Kad ne bi bilo ograničene racionalnosti, očekivanja društvene dobrobiti od svih politika bila bi izvjesna (ili s vrlo malom varijancom), pa bi regulator slagao miks politika počevši od one s najvećim očekivanjem dobrobiti, u najvećoj raspoloživoj količini, pa nastavivši sa sljedećom, i tako dalje, sve do potpunog iskorištavanja resursa raspoloživih za ulaganje u regulatorne politike. U uvjetima ograničene racionalnosti regulator odabire onaj miks regulatornih politika, koji se nalazi na učinkovitoj granici portfelja s obzirom na odnos ukupno očekivane dobrobiti i ukupne varijance, te u kojoj tu granicu tangira krivulja indiferencije regulatora, a familija kojih krivulja opisuje sklonost regulatora riziku. Dalje, u uvjetima ograničene racionalnosti, te u ovako definiranom modelu, dokazano je da unificirano (centralizirano) formiranje regulatorne politike od strane jednog regulatora, nikako ne može biti manje učinkovito od decentraliziranog, u kojem politiku formira skup od više regulatora s disjunktним područjima odgovornosti. Ako se pak regulatorne politike formuliraju od strane skupa „lokalnih“ regulatora, a njih na zajedničkoj razini koordinira jedan zajednički regulator, takav zaključak ne može se bezuvjetno izvesti, ali se može zaključiti da se u takvom regulatornom postavu može postići učinkovitija regulatorna politika. U prethodnim opisima učinkovitija je ona regulatorna politika koja ima bolji odnos očekivane dodatne društvene dobrobiti i njene varijance.

3.2. Praktični aspekti regulacije pristupa esencijalnim resursima električnih mreža

Kratkoročni ciljevi trenutno važećeg trećeg paketa energetske zakonodavstva Europske unije (poglavlje 3.4.) formulirani su kompatibilno s općim ciljevima zaštite tržišnog natjecanja i isporuke javnih usluga koje imaju karakter javnog dobra. Što se tiče prijenosnih sustava, ključne odrednice su:

- **svi novi korisnici** moraju imati ravnopravnu mogućnost priključenja na prijenosni sustav, po troškovno utemeljenim cijenama;
- **svi postojeći korisnici** moraju imati ravnopravan pristup mrežnim resursima, po troškovno utemeljenim cijenama;
- **svi korisnici** moraju ravnopravno uživati usluge sustava (tržišno uravnoteženje, fizička regulacija) po troškovno utemeljenim cijenama;
- postoji **opća zabrana diskriminatornog ponašanja** operatora prijenosnog sustava s obzirom na društva s kojima je vlasnički i/ili interesno povezan;
- osiguravanje dostatnih **interkonekcijskih kapaciteta** za slobodnu prekograničnu razmjenu energije.

Dugoročni se, pak, ciljevi mogu u bitnome formulirati ovako:

- **povezivanje** dosadašnjih nacionalnih tržišta u velika regionalna tržišta na prostoru EU-a i šire Europe;
- **osiguravanje adekvatnog razvoja** prijenosnih mreža zbog:
 - omogućavanja **međunarodne slobodne trgovine** energijom na veliko;
 - **prilagodbe procesu dekarbonizacije** proizvodnog sustava, koja zahtijeva **izuzetno velika ulaganja** u prijenosne mreže.

Priključenje na mrežu, kao i korištenje mreže, posao je kojeg je lako razumjeti, jer se radi o korištenju „vidljive” infrastrukture. Objasniti ćemo to vrlo kratko pomoću primjera. Zamislimo sustav autocesta:

Da bismo se vozili po autoputu, moramo platiti cestarinu. Da bismo energiju „vozili” po prijenosnoj mreži, moramo platiti „**mrežarinu**”. Mrežarinu u Hrvatskoj plaćaju samo potrošači. To nije tako u svim zemljama, ali u načelu, nije važno od koga operator sustava prikuplja tarifu za nadoknadu svojih troškova. Naime, tko god plaćao operatoru sustava, u konačnici taj trošak uvijek snose potrošači. Kod određivanja iznosa mrežarine (obično, po prenesenoj jedinici energije), bitno je:

- da je ona utemeljena na **stvarnim troškovima**;
- da je ona **nediskriminatorna**, tj. da je za sve **neutralna** s obzirom na kompetitivnost naspram ostalih konkurenata na nizvodnom (engl. *downstream*) tržištu.

Stoga je mrežarina uvijek pod **regulatornom kontrolom**.

S obzirom na političku i stvarnu nužnost **radikalne dekarbonizacije** proizvodnog dijela elektroenergetskog sustava, koja podrazumijeva masovnu integraciju novih obnovljivih izvora električne energije u elektroenergetski sustav, glavni dugoročni regulatorni izazovi u pogledu prijenosnog sustava, ali i elektroenergetskog sustava u cjelini, odnose se u prvom redu na sljedeća pitanja:

- Kako omogućiti **integraciju velike količine izvora s intermitentnom proizvodnjom** električne energije (najvažnije današnje tehnologije: vjetroelektrane, solarne fotonaponske elektrane) s obzirom na sve veću potrebu za pomoćnim uslugama sustava, kao i na rastuće troškove balansiranja?
- Kako osigurati dizajn tržišta električne energije, koji će omogućiti **transmisiju korektnih kratkoročnih i dugoročnih cjenovnih signala** prema ulagačima u različite konvencionalne tehnologije proizvodnje, kako bi se osigurala ekonomska opstojnost izvora električne energije koji služe za davanje pomoćnih usluga sustava, kao i za osiguravanje pouzdanosti pogona čitavog elektroenergetskog sustava (za što su potrebne određene rezerve proizvodnih kapaciteta iznad vršne potrošnje)? Naime, zbog sve veće količine energije proizvedene u izvorima s varijabilnim troškom proizvodnje jednakim nuli (vjetar, sunce), konvencionalni izvori, naročito oni na plinsko ulje ili plin, a sve više čak i bazni izvori poput onih na ugljen, bivaju istisnuti s tržišta, uslijed čega im se znatno smanjuju sati godišnjeg rada.
- Kako vršiti **koordinaciju razvoja i izgradnje** cjeline elektroenergetskog sustava u uvjetima razmrvljenog privatnog vlasništva bez međusobne koordinacije i istodobnog rapidnog porasta tržišnih rizika vezanih uz izgradnju novih energetske objekata?
- Kako formirati **javne politike poticanja proizvodnje energije** iz obnovljivih izvora, koji će čim manje narušavati cjenovne signale s tržišta električne energije?
- Kakva će biti **ekonomika prijenosnog sustava u budućnosti**, s obzirom na potrebu vrlo velikih investicija u prijenosne kapacitete, uvjetovanih spajanjem na mrežu novih velikih proizvodnih postrojenja obnovljivih izvora, i istodoban znatan porast troškova vezanih za balansiranje sustava (koji sami po sebi nemaju veze s potrebom investiranja u fizičku infrastrukturu mreže)?

To su najvažnija pitanja, koja se u velikoj mjeri odnose na operatore prijenosnih sustava, i koja će u bliskoj budućnosti dovesti do promjene paradigme organizacije njihovog rada, i do nužnosti posvemašne integracije, odnosno okrupnjavanja, infrastrukture elektroenergetskog sustava u smislu znatno veće centralizacije i koordinacije kratkoročnog operiranja i dugoročnog planiranja razvoja. Ova je tema opširnije obrađena u Sabolić (2013).

3.3. Pitanja investicija u prijenosne sustave i prekogranične kapacitete

Problem planiranja ulaganja u prijenosne sustave općenito, pa tako i u prekogranične prijenosne kapacitete, u uvjetima slobodne tržišne ekonomije vrlo je kompleksan. Potencijalni ulagači u nove proizvodne objekte donose svoje vlastite investicijske odluke, koje su temeljene na cjenovnim signalima s tržišta električne energije, na poticajima na proizvedenu energiju (u slučaju obnovljivih izvora), na anticipiranim troškovima emisija stakleničkih plinova, na očekivanim budućim cjenovnim razlikama prema izglednim tržištima (što znači i na očekivanim investicijama u prijenosni sustav), te konačno, na očekivanim budućim potezima konkurenata u području izgradnje novih elektrana različitih tehnologija.

Rizici kojima su ulagači izloženi u zadnje vrijeme, pod utjecajem snažne proliferacije obnovljivih izvora energije s intermitentnom proizvodnjom, rapidno rastu, dok dugoročni prosjeci cijena energije na konkurentnim veleprodajnim tržištima zamjetno padaju. Očekivanje povećanih rizika i istodobno smanjenih prihoda od prodaje učinilo je donošenje odluka o ulaganjima u nove proizvodne objekte vrlo neizvjesnima, dok, s druge strane, još uvijek postojeće sheme velikih poticaja prema obnovljivim izvorima dovode do toga da se većina novih investicija poduzima u obnovljivim tehnologijama. „Klasičan“ proizvodni sektor doživljava stoga stagnaciju. S obzirom na činjenicu da elektroenergetski sustav radi na granici ukupnih proizvodnih kapaciteta, praktički svaka nova investicija u veliki proizvodni objekt ima strateški upliv na tržište. Posljedica napuštanja središnjeg planiranja, koje je i u demokratskim zemljama Europe (onima izvan bivšeg socijalističkog bloka) te u SAD-u donedavno faktički egzistiralo, jest znatno povećanje rizika nekoordinirane istovremene izgradnje elektrana (Sabolić, 2013).

S druge strane, javna politika Europske unije, ali i nekih drugih zemalja, zahtijeva izgradnju prijenosnih kapaciteta koji će omogućiti prijenos gotovo svih ugovorenih transakcija, te istodobno osigurati vrhunsku pouzdanost pogona elektroenergetskog sustava. Ova agenda, koja se ponegdje naziva izgradnjom „bakrene ploče“ (engl. *copper plate*), predstavlja, na određeni način, razbacivanje javnog novca. Naime, radi se o promoviranju ideologije „svetosti“ trgovine, dok se pritom zanemaruju interesi harmonizirane i samodostatne izgradnje cjelovitog elektroenergetskog sustava, koji će biti ekonomski održiv u dugom roku.

Mi ćemo u ovoj disertaciji zastupati stav koji prevladava u američkoj znanstvenoj, stručnoj i, naposljetku, industrijskoj praksi. U SAD-u, koji je u pogledu organizacije i učinkovitosti tržišta električne energije znatno ispred europskog prostora, pitanju ulaganja u infrastrukturne mreže pristupa se, za razliku od Europe, racionalno. Takvu opću politiku najbolje opisuje Stoff (2006), kroz sljedeće tri teze koje ćemo citirati:

- „Ulaganja u prijenosni sustav **ne trebaju ukloniti sva zagušenja.**“

- „Ulaganja u prijenosni sustav **ne trebaju minimalizirati kratkoročan trošak za potrošače.**“
- „Ulaganja u prijenosni sustav **trebaju minimalizirati ukupan dugoročni trošak prijenosa i proizvodnje električne energije.**“

Evo jednostavnog primjera, na tragu onog danog u Stoft (2006; „*The Zero-Congestion Fallacy*“). Pretpostavimo da zbog upravo dostignutog zagušenja na nekom dalekovodu tijekom jednog sata u godini nije dostupna dodatna kupovina jednog megavatsata energije od udaljenog generatora („s druge strane“ dalekovoda) koji energiju nudi za 10 €/MWh jeftinije od najjeftinijeg „domaćeg“. To bi značilo da je granični trošak (samo) ovog zagušenja 10 €/(MW×god.). S druge strane, izgradnja, na primjer, dalekovoda 2×400 kV Ernestinovo – Pécs koštala je, preračunato u eure, oko 42,7 mil. €. Kako je prijenosni kapacitet tog dvostrukog voda jednak ukupno 2.200 MW, uz amortizacijski rok od 40 godina i uz potpuno zanemarivanje svih operativnih troškova i troška kapitala, njegov godišnji trošak u smislu *LRAIC*-a (dugoročni prosječni inkrementalni trošak, engl. *Long-Run Average Incremental Cost*) bio bi 485 €/(MW×god.), dakle 48,5 puta veći od troška opisanog pojedinačnog jednosatnog zagušenja. Taj primjer pokazuje da se otklanjanje zagušenja po svaku cijenu ne isplati. Preostale (rezidualne) rente zagušenja, kad su vodovi toliko izgrađeni, da je dugoročni granični trošak dodatne izgradnje taman jednak graničnoj vrijednosti prenesene energije, zadržavaju rezidualne razlike cijena između tržišnih zona, i na taj način **pomažu formirati trajnije (dugoročnije) cjenovne signale** za izgradnju novih proizvodnih kapaciteta. S druge pak strane, ovaj primjer pokazuje također da su, u slučajevima kroničnih zagušenja, onih koja postoje kroz mnoge sate u godini i koja sprečavaju velike protoke energije, troškovi izgradnje dalekovoda gotovo zanemarivi. Primjerice, kad bi prethodni primjer razmatrao situaciju u kojoj zagušenje sprečava transakciju snagom od 100 MW kroz 1.000 sati godišnje, uz cjenovnu razliku od 10 € to bi iznosilo 100.000 €/(MW×god.), odnosno 206 puta više od *LRAIC* troška dalekovoda. Zaključak je, kojeg ćemo i kasnije izvesti na sasvim drugi način, da izgradnja interkonekcijskih dalekovoda uopće nije skupa ako su oni *potrebni* za otklanjanje značajnih zagušenja, ali je, s druge strane, preskupa da bi se otklanjala baš *sva* rezidualna zagušenja.

Naravno, ove načelne stavove najčešće nije moguće točno prevesti na jezik strateškog odlučivanja interesnih sudionika (države, regulatori, poduzeća), zbog toga što su funkcije troškova prijenosnog sustava vrlo komplicirane, kao i zbog dinamičke prirode strateških interakcija vlasnika prijenosnih sustava i proizvodnih poduzeća, odnosno potencijalnih ulagača u nove proizvodne kapacitete. Radi se o, načelno, vrlo teškim problemima odlučivanja, koji često, ni uz najracionalnije postupanje, zapravo nemaju jednoznačnih rješenja. Međutim, proučavajući **temeljne ekonomske mehanizme** koji stoje u pozadini planiranja i razvoja prijenosnog sustava, nužno ćemo otkloniti brojne i izuzetno kompleksne implementacijske detalje. I literatura se ovim problemima bavi na načelnoj razini, s jednom bitnom razlikom između američke i europske literature. Iz SAD-a dolazi znatan broj **znanstvenih** radova na temu brojnih aspekata **ekonomske** tržišta električne energije, od kojih ćemo neke koristiti kao reference u ovom istraživanju. U Europi prevladavaju uglavnom **birokratska sagledavanja** legislativnih i, općenito, političkih procesa i njihovih posljedica, koja se uglavnom zadržavaju na

fenomenološkoj razini, i pod znatnim su utjecajem političke ideologije u energetske sektoru, kao i tekućih implementacijskih mjera javnih politika. Izuzetak čini jedan manji broj autora, koji su opet, na različite načine, povezani s američkim središtima izvrsnosti u ovom području.

Dodatna promišljanja o problemu investicija u prijenosne sustave u uvjetima liberaliziranog tržišta električne energije moguće je pronaći, na primjer, u Stoft (2006), kao i u Supponen (2011 i 2012). Radovi potonjeg autora sadrže također i zanimljive analize donošenja javno-političkih odluka u Europi, uz tradicionalnu nespremnost da se formulira javna politika koja bi bila optimalna za građane Europe. Kratak opći pregled problematike investicija u prijenosne sustave u uvjetima otvorenog tržišta može se naći i u članku Bajs, Majstović i Majstović (2003).

3.4. Regulatorni okvir elektroenergetskog sektora Europske unije

Osnovu današnjeg regulatornog okvira Europske unije za sektor električne energije čine:

- Direktiva Europskog parlamenta i Vijeća 2009/72/EC od 13. srpnja 2009. o općim pravilima za interno tržište električne energije i opozivu Direktive 2003/54/EC (EC, 2009a);
- Uredba Europskog parlamenta i Vijeća (EC) No 714/2009 od 13. srpnja 2009. o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije i opozivu Uredbe (EC) No 1228/2003 (EC, 2009b);
- Uredbom Europskog parlamenta i Vijeća (EC) No 713/2009 od 13. srpnja 2009. o osnivanju Agencije za suradnju energetske regulatora (EC, 2009c).

Glavne osobine regulatorne politike EU-a prema prekograničnoj razmjeni električne energije su **promicanje regionalne suradnje** kroz koordinaciju tržišnih dodjela prekograničnih kapaciteta, bilo na eksplicitnim aukcijama, ili na implicitnim dodjelama kroz mehanizam spajanja tržišta električne energije, pri čemu je propisana obveza **akumuliranja prihoda od prodaje tih kapaciteta** sa svrhom namjenskog trošenja na projekte u investicijama koje doprinose **zadržavanju postojećih, ili povećavanju raspoloživih prekograničnih kapaciteta**. Radi se, dakle, o kontinuitetu politike iz razdoblja drugog paketa (EC 2003a, EC 2003b), s tim da se zaoštravaju regulatorni zahtjevi (odnosno, zakonske obveze) u smislu sve obuhvatnijih i razrađenijih oblika suradnje operatora prijenosnih sustava na stvaranju čim boljih infrastrukturnih preduvjeta (u materijalnom i organizacijskom smislu) za prekograničnu razmjenu.

Opširnija diskusija i interpretacija važećeg regulatornog okvira, sagledana i kroz povijesni kontekst razvoja sektorski specifičnog prava EU-a u sektoru električne energije, nalazi se u Sabolić (2014).

3.5. Opis sustava međuoperatorskog poravnanja (ITC)

3.5.1. Osnovni opis današnjeg kompenzacijskog mehanizma

Današnji paneuropski mehanizam međuoperatorskog poravnanja (ITC, engl. *Inter-TSO Compensation*; TSO, engl. *Transmission System Operator*) reguliran je na razini Europske unije:

- člankom 13. Uredbe Europskog parlamenta i Vijeća br. 714/2009 (EC 2009b); te
- Uredbom Europske komisije br. 838/2010 (EC 2010).

Dok prvonavedena uredba predstavlja temeljni legislativni akt tzv. 3. paketa energetske propisa EU-a, druga sadrži smjernice (engl. *guidelines*) za operacionalizaciju ITC kompenzacijskog sustava. (Osim toga, ista uredba donosi smjernice za određivanje tarifa koje operatori prijenosnog sustava zaračunavaju za pristup prijenosnoj, što međutim nije u fokusu ove disertacije.) Početkom primjene Uredbe 838/2010 ITC mehanizam je uređen kao trajni mehanizam u kojem obvezno sudjeluju svi operatori sustava iz EU-a, ali i značajan broj njih izvan EU-a. Tako je današnjim ITC mehanizmom obuhvaćen 41 operator sustava s praktično čitavog europskog prostora, koji na istoku graniči s Rusijom, Bjelorusijom, Moldavijom, Ukrajinom i Turskom. Prije nastupanja režima trajnog ITC mehanizma potpisivani su multilateralni ugovori između poduzeća – operatora prijenosnih sustava koji su sudjelovali u mehanizmu. Jedan od takvih ugovora naveden je u popisu literature kao ITC (2007), i u njemu se može vidjeti detaljan opis funkcioniranja sustava i načina obračuna financijskih prava i obveza sudionika u mehanizmu. Takva varijanta primjenjivala se od 2007. do 2010., a osim načina formalno-pravne implementacije, ništa suštinski u ITC sustavu nije se mijenjalo od njegovog uspostavljanja, 2007., do danas. ITC sustav naslijedio je raniji CBT mehanizam (engl. *Cross-Border Trade system*). Kako taj povijesni sustav nije bitan za razmatranja u ovoj disertaciji, ovdje ga nećemo opisivati. Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (koji je do 1. srpnja 2013. poslovao pod imenom HEP-Operator prijenosnog sustava d.o.o.) član je ITC mehanizma od njegovog prvog osnutka.

Premda ugovor ITC (2007) i svi kasniji ugovori sadrže vrlo detaljan prikaz načina obračuna poravnanja, mi ćemo za potrebe istraživanja u ovoj disertaciji koristiti pojednostavnjen model, koji je točan, jedino što je lišen implementacijskih detalja, poput korekcija zbog tranzita iz perimetarskih zemalja. Takvo pojednostavnjenje omogućit će znatno bolji opći uvid u djelovanje mehanizma.

U prošlosti su se elektroenergetski sustavi razvijali unutar nacionalnih granica, pa i uže, s idejom da svaki sustav bude samodostatan, tj. da može proizvesti dovoljno električne energije za sve potrošače. Stoga u najstarijem razdoblju razvoja elektroenergetskih mreža sustavi nisu povezivani. Kako je pitanje sigurnosti opskrbe postajalo sve važnije, sustavi su se počeli spajati zbog međusobne havarijske ispomoći. Naime, u slučaju ispada dijelova mreže, ili pak ispada elektrana, uzrokovanih tehničkim kvarovima, jedan sustav se mogao ispomoći iz njemu susjednog, a troškove ispomoći

mrežni su operatori najčešće prebijali naturalno, ili su imali ograničene ugovorne aranžmane po tom pitanju. Napokon, velik porast potrošnje doveo je do toga da neke zemlje nisu mogle osigurati dovoljne kapacitete za proizvodnju električne energije, pa su morale osigurati spojne putove za uvoz. Zemlje s viškom proizvodnih kapaciteta trebale su pak međunarodne interkonekcije za izvoz.

Dakle, povezivanje elektroenergetskih sustava ima dvije osnovne svrhe:

- sigurnost opskrbe i
- mogućnost razmjene.

Danas su gotovo sve europske mreže interkonektirane i u stvari u tehničkom smislu djeluju kao jedna jedinstvena mreža, koju međutim vodi 41 operator prijenosnog sustava. S obzirom da se energija kroz vodove mreže transportira putovima koje odabiru prirodni zakoni fizike (a ne operatori sustava), činjenica je da svaki operator za svoje potrebe koristi prvenstveno svoju, ali dijelom neminovno i tuđe (najviše susjedne) mreže.

Temeljna ideja u pozadini ITC sustava je da korištenje „tuđe“ mreže toj drugoj strani (mrežnom operatoru) proizvodni troškove, koje bi trebalo međusobno kompenzirati. Mehanizam u svakom slučaju mora biti sveobuhvatan, jer, teoretski govoreći, svi koriste svačije mreže, samo je pitanje u kolikoj mjeri.

Pod korištenjem prijenosne mreže za vlastite potrebe podrazumijeva se:

- prijenos energije proizvedene u domicilnim elektranama do domicilnih potrošačkih područja (tj. do distribucijske mreže, kojom se energija razvodi do krajnjih potrošača);
- ili prijenos energije proizvedene u domicilnim elektranama za potrebe izvoza do granice kontrolnog područja operatora (koja najčešće koincidira s državnom granicom);
- ili prijenos energije koja dolazi iz uvoza do domicilne distribucijske mreže.

Za obavljanje tih usluga operator prijenosnog sustava prikuplja reguliranu naknadu (“mrežarinu”) od svih potrošača, a u nekim zemljama i od proizvođača.

Zbog prirodnih zakona, jedan dio energije koju treće strane proizvode i troše izvan našeg domicilnog elektroenergetskog sustava ipak tranzitira kroz domicilnu mrežu i proizvodi nam dvije vrste troškova

- trošak korištenja infrastrukture (koja je na raspolaganju vanjskom korisniku i u kojoj nastaju određeni operativni troškovi zbog toka energije kroz naš sustav);
- trošak električnih gubitaka zbog toka tuđe energije, kojega naš operator mora nadoknaditi nabavom energije za pokriće gubitaka na tržište, baš kao i za domicilne korisnike.

Na taj način, treće strane zapravo koriste našu mrežu za svoje potrebe. No, po prirodi stvari, i naš elektroenergetski sustav na isti način također koristi tuđe (napose susjedne, geografski bliske) mreže za svoje potrebe.

Glavni ciljevi redistribucije sredstava pomoću ITC mehanizma zamišljeni su na sljedeći način:

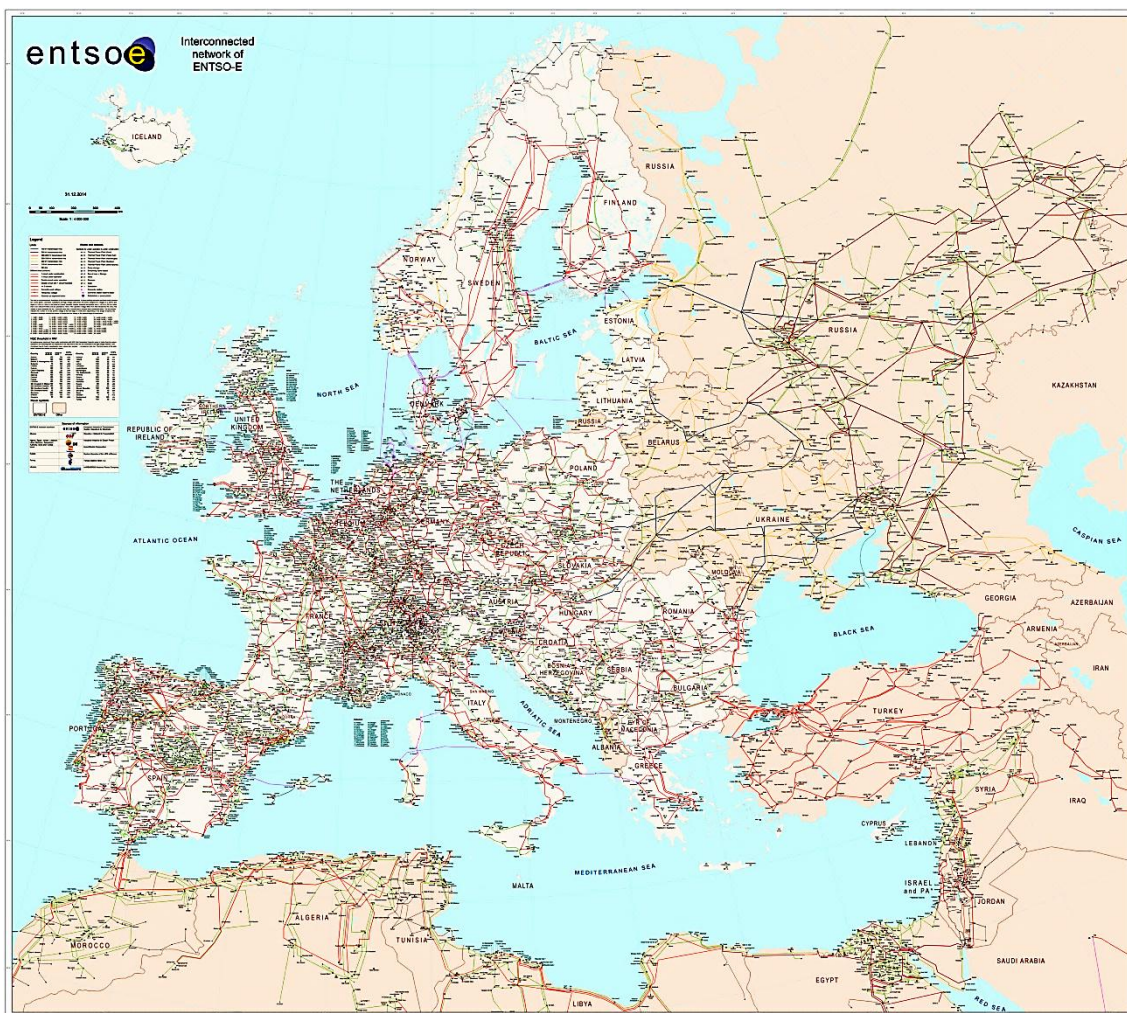
- operatori sustava koje u odnosu na tranzit uzrokovan od trećih strana karakterizira veliki neto uvoz ili veliki neto izvoz su neto uplatitelji u ITC fond;
- operatori sustava koji su izloženi velikim tranzitima, a istodobno nemaju znatan neto uvoz/izvoz su neto primatelji iz ITC fonda;
- operatori sustava koje istodobno karakteriziraju veliki neto uvoz/izvoz i veliki tranziti su istodobno neto uplatitelji i neto primatelji iz fonda. Rezultat poravnanja u svakom konkretnom slučaju ovisi o međusobnom odnosu tranzita i neto uvoza/izvoza.

Hrvatski sustav je istodobno (u relativnom smislu) veliki uvoznik i veliki prijenosnik tranzitnih tokova. Odnos je (trenutno) takav da hrvatski operator ostvaruje neto prihode iz međuoperatorskog poravnanja, no, naravno, to se može promijeniti zbog niza razloga.

Uredba EC (2009b) u općem smislu, a uredba EC (2010) u provedbenom, pokušavaju regulirati težak ekonomski problem međusobne kompenzacije troškova mrežnih eksternalija, koji je dodatno kompliciran tehničko-tehnološkim osobinama električnih mreža, odnosno svojstvima električne energije kao robe koja se transportira tim mrežama, a zbog kojih se pojavljuje problem da tokovi energije ne odgovaraju u potpunosti ugovorenim transakcijama.

Slika 3.5.1.-1 prikazuje potpuno interkonektiranu mrežu svih zemalja članica ENTSO-E-a (engl. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*), koja, kao što se na slici vidi, obuhvaća prostor čitave Europske unije, kao i ostalih država europskog prostora. Riječ je o 34 države u kojima djeluje 41 operator prijenosnog sustava. Potpuni popis država i operatora nalazi se na web stranici ENTSO-E-a: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/Pages/default.aspx>.

Slika 3.5.1.-2 je ideogram koji prikazuje osnovni razlog zbog kojeg nastaje problem tranzita. Pretpostavimo da je proizvodno poduzeće iz Rumunjske prodalo određenu količinu električne energije maloprodajnom poduzeću iz Poljske, i da se transfer energije odvija iz geografskog područja A u područje B. Recimo da je rumunjsko poduzeće zakupilo za potrebe te transakcije prekogranične kapacitete na granicama Rumunjska-Ukrajina i Ukrajina-Poljska. To znači da bi se prema sklopljenim ugovorima transfer od točke A do točke B odvijao samo preko Ukrajine, kako je naznačeno ravnim strelicom. Međutim, energija se ne prostire u skladu s odredbama ugovora, nego prolazi mnogostrukim putovima po mreži, koje „sama odabire“, vodeći se fizikalnim zakonima, odnosno, pojednostavnjeno, birajući „putove manjeg otpora“. To je na slici ilustrirano zakrivljenim strelicama. Premda su one koncentrirane u području koje nije suviše udaljeno od „osovine AB“, činjenica je da stvarni tokovi



Slika 3.5.1.-1. Interkonektirana mreža ENTSO-E-a i okolnog prostora.

Izvor: ENTSO-E, www.entsoe.eu.



Slika 3.5.1.-2. Uz objašnjenje osnovnog razloga nastanka tranzita.

zahvaćaju više zemalja i njihovih mreža nego što su ugovorne strane namjeravale. To je posljedica fizikalnih zakona, i u praksi je uistinu nemoguće točno uskladiti ugovorene i fizikalne prekogranične tijekove. Zbog toga neizbježno dolazi do eksternih troškova, odnosno do toga da mrežu nekog operatora sustava koriste i drugi – često sasvim nehotično, ali ponekad i ne.

Sada ćemo razložiti osnovni mehanizam utvrđivanja obveza uplata i prava na isplate iz ITC fonda, na način koji je čim bliži mehanizmu utvrđenom u EC (2010), odnosno ranijoj varijanti, ITC (2007), ali ipak bez implementacijskih detalja, koji nisu bitni za razumijevanje. Osnovu za proračun čine uzorci tokova snaga na prekograničnim vodovima, koji se uzimaju u šest vremenskih trenutaka u mjesecu: u 3:30, 11:30 i 19:30 sati po srednjoeuropskom vremenu na treću srijedu u mjesecu i nedjelju koja joj prethodi. Radi se o vrlo ograničenom uzorku, s obzirom da je tokove energije uvriježeno mjeriti na satnoj razini. Svejedno, ugovorne strane (svi operatori sustava) prihvatili su da je to u načelu dovoljan uzorak za fer reprezentaciju tokova snaga koji idu preko granica. Pretpostavka je da svaki sat u mjesecu karakterizira profil tokova snaga na prekograničnim vodovima jednak jednom od tih šest uzoraka.

Sada ćemo najprije navesti oznake veličina koje ćemo koristiti u formulama za izračun prava na isplatu i obveza uplate u fond ITC-a:

- $U_i(t)$ – Fizički ulaz energije u sustav operatora i u razdoblju t .
- $I_i(t)$ – Fizički izlaz energije iz sustava operatora i u razdoblju t .
- $G_i(t)$ – Ukupna generirana energija u sustavu i u razdoblju t .
- $K_i(t)$ – Ukupna konzumirana energija u sustavu i u razdoblju t .
- $T_i(t)$ – Procijenjeni tranzit energije kroz sustav i u razdoblju t .
- r_i – Procijenjeni odnos tranzita i ukupnih tijekova za sustav i u razdoblju t .
- R_i – Komponenta ITC naknade za operatora i za uporabu infrastrukture.
- $LRAIC_i$ – Stvarni dugoročni inkrementalni trošak horizontalne mreže operatora i (engl. *Long Run Average Incremental Cost*¹), sagledan u razdoblju od 40 godina.
- x_i – Redukcija ITC naknade razmjerna fizičkom ulazu energije iz mreža operatora koji nisu članovi ITC mehanizma.
- A_i – Apsolutni akumulirani tok kroz sustav operatora i .

¹ Zanimljivo je da uredba EC (2010), baš kao i ugovor ITC (2007), te ostali ugovori o ITC kompenzaciji, svi pogrešno koriste pojam *LRAIC*. On označuje **prosječni** dugoročni inkrementalni trošak. Međutim, za ispravnu kalkulaciju kompenzacije u smislu aktualnog ITC sustava potrebno je koristiti **ukupan** dugoročni inkrementalni trošak, tj. umnožak *LRAIC*-a i prirodne „količine“ promatrane mreže. Na primjer, kad bi *LRAIC* iskazivao trošak po kilometru dalekovoda, tada bi ukupan trošak bio jednak umnošku *LRAIC*-a i broja kilometara vodova u horizontalnoj mreži. „Horizontalna mreža“ je, pak, u smislu opisanog ITC mehanizma, mreža najviših naponskih razina u Europi (220 kV i 400 kV).

- D_i – Obveza uplate operatora i u fond s naslova korištenja infrastrukture drugih operatora.
- $f_{K,i}(t)$ – Faktor potrošnje operatora i , kojim je određen dio naknade za infrastrukturu.
- FI – Ukupan iznos ITC fonda za naknadu troškova infrastrukture.
- ΔP_i – Umanjenje energije izgubljene na mreži operatora i koje bi se dogodilo kad tom mrežom uopće ne bi prolazili tranziti.
- C_i – Jedinični referentni trošak energije za pokriće gubitaka, jednak prosječnoj cijeni energije za pokriće gubitaka koju je operator i plaćao u protekloj godini prilikom nabavke te energije na tržišnoj osnovi.
- L_i – Komponenta ITC naknade za operatora i za troškove gubitaka.
- $f_{L,i}$ – Faktor raspodjele
- FL – Ukupan iznos ITC fonda za nadoknadu troškova gubitaka.

Definicija tranzita koju koristi ITC mehanizam je:

$$T_i(t) = \min \{U_i(t), I_i(t)\}. \quad (3.5.1.-1)$$

Odnos tranzita i ukupnih tokova u sustavu je:

$$r_i = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{T_i(t)}{T_i(t) + \max\{G_i(t), K_i(t)\}}. \quad (3.5.1.-2)$$

Kompenzacija za troškove infrastrukture koja pripada operatoru sustava i je:

$$R_i = r_i LRAIC_i. \quad (3.5.1.-3)$$

Stoga je za komponentu ITC fonda za infrastrukturu potrebno prikupiti iznos:

$$FI = \sum_i R_i. \quad (3.5.1.-4)$$

Taj iznos prikuplja se od svih operatora sustava u razmjeri s njihovim „apsolutnim akumuliranim tokom“, koji se definira kao:

$$A_i = \sum_{t=1}^N |U_i(t) - I_i(t)|. \quad (3.5.1.-5)$$

Svaki operator mora uplatiti iznos za predmetno razdoblje:

$$D_i = FI \cdot \frac{A_i}{\sum_j A_j}. \quad (3.5.1.-6)$$

Ovdje indeks j obuhvaća sve operatore koji sudjeluju u ITC mehanizmu. Neto rezultat poravnanja u komponenti infrastrukture jednak je, naravno, $C_i - D_i$.

Do sad opisan osnovni algoritam primjenjivao se do stupanja na snagu uredbe 838/2010, koja je u komponentu infrastrukture unijela jednu korekciju. 75% fonda infrastrukture određuje se i dalje na opisani način, dok se 25% vrijednosti raspodjeljuje s obzirom na odnos tranzita, alikvotno s faktorom potrošnje:

$$f_{K,i}(t) = \frac{T_i(t)}{\sum_j T_j(t)} \cdot \frac{T_i(t)}{T_i(t) + K_i(t)} \quad (3.5.1.-7)$$

To je faktor koji korigira primitke operatora sustava i razmjerno udjelu tranzita kojeg njegova mreža trpi u odnosu na zbroj tranzita kroz sve mreže, kao i razmjerno odnosu tranzita i sume tranzita i potrošnje. Mi u našim daljnjim razmatranjima nećemo uzimati u obzir tu dodatnu „komplikaciju“, zbog toga što ona, ukupno gledajući, ima mali utjecaj na redistribuciju sredstava. Naime, iz službenih podataka o iznosima prihodne strane infrastrukturne komponente ITC kompenzacije, objavljenih u izvješću ACER (2014) razvidno je da koeficijent korelacije između vektora prihoda koje operatori potražuju samo po osnovi tranzita, te ukupnih (koje potražuju po osnovi tranzita i po osnovi potrošnje) iznosi čak 0,978, što znači da koeficijent determinacije R^2 iznosi vrlo visokih 0,957. U takvim okolnostima, za potrebe analiza vršenih u ovom istraživanju nije važno niti opravdano uzimati u obzir tako male učinke ove promjene u mehanizmu.

Kompenzacija za energiju izgubljenu na mreži uslijed tranzita određuje se, pojednostavnjeno, temeljem procjene razlike gubitaka u mreži operatora i koji stvarno postoje (dakle, uz tranzite) i onih koji bi bili, kada tranzita ne bi bilo. Osnova za tu procjenu je kvazi-tehnička WWT metoda (objašnjenje u poglavlju 3.5.3.). Uz tako utvrđenu razliku ΔP_i i prosječnu cijenu energije za pokriće gubitaka iz prethodne godine, C_i , operator i ima pravo potraživati naknadu u iznosu:

$$L_i = \Delta P_i C_i \quad (3.5.1.-8)$$

Ukupan iznos fonda za poravnanje po troškovima gubitaka treba dakle biti:

$$FL = \sum_i L_i \quad (3.5.1.-9)$$

Taj se fond puni naplatom alikvotno prema iznosima faktora (po satima t):

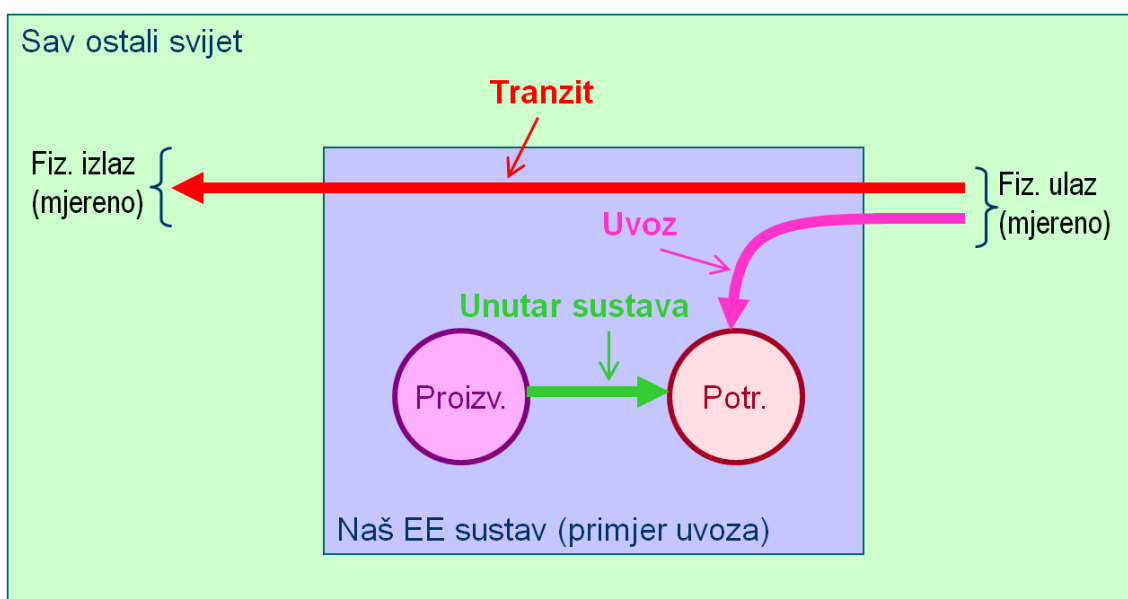
$$f_{L,i}(t) = \frac{T_i(t)}{T_i(t) + K_i(t)} \quad (3.5.1.-10)$$

Od ukupnog neto rezultata onih operatora čije mreže graniče s mrežama operatora (država) koje nisu članovi ITC mehanizma (na primjer, Poljska graniči s Rusijom, koja ne sudjeluje u kompenzacijskom

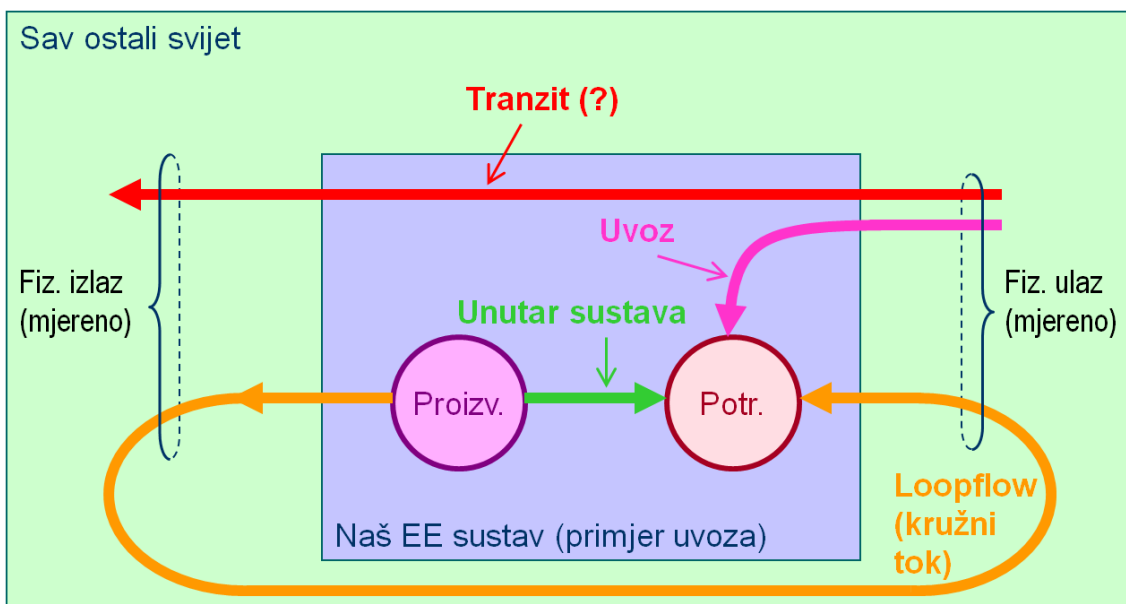
mehanizmu) odbija se iznos x_i , zbog toga što članovi mehanizma nisu dužni plaćati troškove tranzita koji su uzrokovani od strane vanjskih elektroenergetskih sustava. Iznos x_i procijenjen je u trenutno važećem mehanizmu na 0,8 €/MWh energije registrirane u ulaznom smjeru preko takve granice.

U ovom istraživanju fokusirat ćemo se primarno na kompenzaciju za korištenje infrastrukture. Ekonomski mehanizam kojeg ćemo predložiti u poglavlju 5. sam po sebi ima tendenciju umanjenja ukupnih gubitaka u transportu među povezanim tržištima. Osim toga, sam obračun kompenzacije troškova gubitaka u današnjem ITC sustavu načelno nije sporan, nego je sporna metoda koja se koristi u izračunu naturalnih parametara za obračun. O tim i drugim manama današnjeg ITC mehanizma govorit ćemo u sljedećim pod-poglavljima poglavlja 3.5.

Sada ćemo malo pomnije razmotriti **temeljni problem** današnjeg ITC sustava, a to je **definicija tranzita**. Slika 3.5.1.-3 prikazuje točno onakvu definiciju tranzita, kakva se koristi u aktualnom ITC mehanizmu. Tranzit se uvijek određuje kao manji iznos između ukupnog ulaza energije u sustav preko svih granica i ukupnog izlaza energije iz sustava, također sumarno preko svih granica. Kao što se na slici vidi, na prvi pogled ta definicija „ima logike“. Vrijedi napomenuti i da se ulaz i izlaz energije iz sustava mjere, i prema tome predstavljaju podatke koji su, u načelu, točno poznati (zanemariivši vrlo male greške mjerenja). No, isto tako vrijedi napomenuti da su ulaz i izlaz ujedno podaci koji se mogu mjeriti samo sumarno, bez ikakve mogućnosti razaznavanja doprinosa pojedinih transakcija tim tokovima. Zašto je to važno, i zašto predstavlja velik problem ITC mehanizma, prikazuje slika 3.5.1.-4. Ukoliko dio energije proizvedene u promatranom („našem“) elektro-energetskom sustavu, koju troše potrošači također u tom sustavu, prolazi kroz mrežu bilo kojeg (ili kojih) drugog operatora,



Slika 3.5.1.-3. Definicija tranzita, prikazana na primjeru uvozne zemlje, kakva služi kao osnova za obračun međusobne kompenzacije u današnjem ITC sustavu.



Slika 3.5.1.-4. Jedan od temeljnih uzroka zbog kojih definicija tranzita iz važećeg ITC mehanizma čini taj mehanizam pogrešno postavljenim i neučinkovitim: nerazdvojjivost kružnih tokova i tranzita.

on će također biti registriran kao tranzit, jer će se pojavljivati i kao dio ukupnog ulaza, i kao dio ukupnog izlaza (na slici), a pojedinačne komponente fizikalnih tokova koji prolaze kroz svako pojedino brojilo (odnosno, svaki pojedini prekogranični dalekovod), ne mogu se mjeriti odvojeno od ukupnih tokova. Kako su prijenosne mreže redovito spojene sa susjednima barem s nekoliko vodova (osim u vrlo rijetkim izuzecima), moguće je da se na slici prikazan kružni tok pojavi kao neprepoznatljiva komponenta tranzita u svojoj cijelosti, ili u nešto manjem iznosu, ovisno o tome kako na pojedinim prekograničnim vodovima koincidira sa smjerom toka stvarnog tranzita. No, kako god bilo, doprinos kružnog toka tranzitu nije moguće izmjeriti, tako da ga nije moguće niti odračunati od rezultata međusobnih kompenzacija u ITC sustavu. Kako što su pokazali Daxhelet i Smeers (2005), te kako ćemo i mi pokazati u poglavlju 3.5.3., to može dovesti do izuzetno velikih grešaka u redistribuciji sredstava, koje su suprotne samoj esenciji ciljeva međuoperatorskog poravnanja. Na slici prikazan kružni tok u načelu financijski pogoduje „našem“ sustavu, jer će mu (fiktivno) povećati iznos registriranog tranzita, pa time i pravo koje polaže na naknadu za tranzit. Isto vrijedi i za operatora/e kroz čiju mrežu prolazi „naš“ kružni tok, barem u smislu infrastrukturne komponente. Međutim, veliki kružni tranziti mogu u mrežama tih operatora uzrokovati (čak i vrlo) velike gubitke, ili bitno ugroziti sigurnost pogona prijenosnog sustava. Troškove povećanog tranzita snosit će svi operatori koji sudjeluju u ITC kompenzaciji, jer će im se ponešto povećati obveze uplate. Dakle, sustav očito **nije dobro postavljen**, i njime je **moguće manipulirati** (npr. umjetnim izazivanjem internog zagušenja u vlastitoj mreži, objašnjenje u poglavlju 3.5.3.), što je isplativo jer se trošak povećanja neto prihoda „našeg“ sustava socijalizira između svih operatora.

3.5.2. Statistička analiza svojstava sadašnjeg ITC sustava

Statistička analiza službenih podataka Europske mreže operatora prijenosnih sustava (ENTSO-E, engl. *European Network of Transmission System Operators – Electricity*) otkriva određene osobine sadašnjeg ITC sustava koje ukazuju na njegovu internu nekonzistentnost i osobinu odašiljanja pogrešnih cjenovnih signala prema operatorima sustava koji sudjeluju u sustavu. Istraživanje je provedeno na uzorku od 20 odabranih europskih zemalja, koji uključuje Hrvatsku i njoj geografski bliske zemlje (osim onih s vrlo malom potrošnjom električne energije), kao i prostor srednje i zapadne Europe. Kriterij odabira zemalja bio je relativan energetska značaj unutar elektroenergetskog sustava Europe, povezanost teritorija i prijenosnih mreža, te dostupnost kompletnog skupa službenih i validiranih podataka. Obuhvaćeno je razdoblje od pet čitavih godina, od siječnja 2007. do prosinca 2011., u mjesečnom rasteru. Premda se stvarni ITC sustav obračunava u satnom rasteru, to nema značaja, jer osnovni odnosi između naturalnih veličina koje služe kao osnova za obračun vrijede uvijek na isti način. Jedina bitna razlika je što se prilikom korištenja mjesečnih podataka kompenziraju fluktuacije koje bi se pojavljivale u satnim razmacima. Nama to nije važno, s obzirom da nas u osnovi zanima usmjeravanje dugoročnih cjenovnih signala prema operatorima prijenosnih sustava (i ostalim tržišnim sudionicima). Statističku populaciju čini, dakle, za svaku vrstu podataka po 20 vektora, svaki sa 60 komponenata (individualnih očitavanja) poredanih u vremensku seriju. Korištene su sljedeće vrste temeljnih podataka, koje su grupirane u ove varijable:

- $PROIZVODNJA_i \rightarrow$ ukupno proizvedena električna energije na teritoriju države i u danom mjesecu;
- $POTROŠNJA_i \rightarrow$ ukupno potrošena električna energija na teritoriju države i u danom mjesecu, uključujući energiju potrošenu za rad crpnih elektrana;
- $ULAZ_i \rightarrow$ ukupna količina energije koja je ušla u prijenosni sustav države i iz inozemstva u danom mjesecu;
- $IZLAZ_i \rightarrow$ ukupna količine energije koja je izašla iz prijenosnog sustava države i prema inozemstvu u danom mjesecu.

Indeks i odnosi se na svaku pojedinu državu obuhvaćenu u ovom razmatranju. Osim toga, važno je navesti još i varijable izračunate za svaku državu i za svaki mjesec kao $\min\{ULAZ_i, IZLAZ_i\}$, koji također služe kao osnova za daljnje izračune:

- $TRANZIT_i \rightarrow$ tranzit određen prema metodi primijenjenoj u aktualnom ITC sustavu, kao manji od iznosa ulaza i izlaza u prijenosnu mrežu države i .

Svi ostali podaci koji su bili potrebni u analizama izvedeni su iz ovih. Struktura i obuhvat podataka opisani su potanje u Prilogu na kraju ove disertacije, u kojem se nalaze i polazni „sirovi“ podaci, koji

se odnose na proizvodnju, odnosno potrošnju u danim državama, te na ulaz i izlaz energije u i iz države preko njenih granica, kao i korelacijske matrice, čija je namjena da pruže brz uvid u stupanj međusobne neovisnosti varijabli unutar opisanih skupova, a što je poželjna osobina prilikom izvođenja regresijske analize s više varijabli (Pavić, Benić i Hashi, 2006). Kratice država koje su obuhvaćene uzorkom su: AT (Austrija), BA (Bosna i Hercegovina), BE (Belgija), BG (Bugarska), CH (Švicarska), CZ (Češka), DE (Njemačka), ES (Španjolska), FR (Francuska), GR (Grčka), HR (Hrvatska), HU (Mađarska), IT (Italija), MK (Makedonija), NL (Nizozemska), PL (Poljska), RO (Rumunjska), RS (Srbija), SI (Slovenija), SK (Slovačka). U pet promatranih godina ukupna proizvodnja nadmašivala je ukupnu potrošnju tih zemalja za svega 0,551%. Prosječna razlika po mjesecima bila je 0,555%, uz standardnu devijaciju od 0,346 postotnih poena. Stoga je ovaj skup zemalja, kao dobro uravnotežen, pogodan za naše analize. Oznake veličina koje koristimo u tabelama 3.5.2.-2 do 13 dane su u tabeli 3.5.2.-1. Regresijske analize koje su provedene motivirane su činjenicom da su tokovi električne energije određeni zakonima fizike, i da kao takvi, s obzirom na svojstva tih zakona, moraju biti objašnjivi jednostavnim linearnim modelima. To je osobina **prirode**, koja se ne preispituje. Naime, ako su nam poznati podaci o proizvodnji i potrošnji električne energije, te o prekograničnoj razmjeni po granicama (ulaz – izlaz), svi **naturalni** pokazatelji mogu se **sigurno** izvesti iz njih. Ono što želimo ispitati ovdje predstavljenim statističkim analizama jest u kojoj mjeri **definicija tranzita**, kakvom se koristi aktualni ITC sustav, dovodi do toga da čak ni kvalitetni naturalni podaci ne mogu proizvesti informaciju adekvatnu cilju ITC sustava, takvog kakvog je. Ako dokažemo da je definicija tranzita, o čijoj problematičnosti smo diskutirali u poglavlju 3.5.1., a još ćemo i u 3.5.3. i 3.5.4., neadekvatna, dokazat ćemo i da je ITC sustav, dokle god je baziran na takvoj definiciji, također neadekvatan. U ovoj disertaciji tvrdimo i znatno više od toga, naime da ITC sustav, osmišljen ovako kako jest, čak ni uz najbolju moguću definiciju tranzita, niti uz mogućnost njegove točne procjene (mjerjenja), ne bi bio kompatibilan s tržištem električne energije, s obzirom da ni tada ne bi mogao osigurati odgovarajuće cjenovne signale bitne za dugoročni razvoj sustava. No, put dokazivanja toga započet ćemo upravo analizom koja će pokazati da je današnji ITC mehanizam **pogrešno definiran i nestabilan**, odnosno, da se izrazimo u matematičkim terminima, krivo postavljen.

U tabelama 3.5.2.-2 do 7 dani su parametri linearnih regresija tranzita kroz šest odabranih zemalja, u ovisnosti o ulazima i izlazima energije iz svih obuhvaćenih država, osim iz same promatrane države (čija dva vektora podataka je nužno izostaviti zbog vrlo visokog stupnja kolinearnosti s vektorom tranzita iste te države). To znači da u regresijama ima po 38 regresorskih varijabli. Tih šest zemalja (HR, CZ, NL, FR, DE, HU) odabrano je za prikaz zbog toga što sa na primjerima međuodnosa njihovih izračunatih regresijskih parametara vidi da definicija tranzita iz današnjeg ITC sustava vodi, među ostalim, i ka dobivanju rješenja koja su fizički nemoguća, i/ili računski nestabilna, o čemu će se više izlagati u nastavku. Sve podatke iz kojih su izvedeni opisani proračuni, kao i regresijske analize za sve ostale od dvadeset obuhvaćenih zemalja, moguće je dobiti od autora na zahtjev.

Oznaka	Značenje	Oznaka	Značenje
<i>i</i>	Opća oznaka za indeks države.	slob. koef.	Afini član u linearnoj regresiji, koji nije vezan ni za jedan od regresora.
koef. nagiba	Intenzitet regresijske veze dane eksplanatorne varijable.	sey	Standardna pogreška po <i>y</i> .
se	Standardna pogreška koeficijenata.	ssresid	Rezidualna suma kvadratnih odstupanja.
ssreg	Objašnjena suma kvadratnih odstupanja.	Stup.slob.	Broj stupnjeva slobode u regresiji.
<i>t</i> stat.	Ocjenjivač iznosa <i>t</i> – varijable.	<i>v(t)</i> (%)	Vjerojatnost da je pogrešno opovrgnuta nul-hipoteza o koeficijentu nagiba.
Sign. (10%)	Indikator signifikantnosti regresora na razini 10% (* za signifikantne reg.).	<i>R</i> ² prilag.	Prilagođeni Pearsonov koeficijent.
<i>R</i> ²	Pearsonov koeficijent determinacije.	<i>F</i> krit.	Kritična vrijednost <i>F</i> – varijable.
<i>F</i> stat.	Ocjenjivač iznosa <i>F</i> – varijable.		

Tabela 3.5.2.-1. Značenje oznaka korištenih u tabelama 3.5.2.-2 do 13. Izvor: autor.

	<i>i</i>	koef. nagiba	se	<i>t</i> stat.	Sign. (10%)	<i>v(t)</i> (%)	
Regresori	IZLAZ _{<i>i</i>}	AT	-0.05935	0.081336	0.729677		46.99476
		BA	0.649961	0.09028	7.199383	*	1.14E-06
		BE	-0.18915	0.06059	3.121817	*	0.337929
		BG	-0.23796	0.137134	1.735206	*	9.060136
		CH	-0.12424	0.056767	2.18861	*	3.46785
		CZ	0.026972	0.035703	0.755433		45.45279
		DE	-0.03671	0.151893	0.241709		81.02721
		ES	0.039798	0.028604	1.391362		17.20021
		FR	-0.15256	0.129039	1.18231		24.4241
		GR	0.025579	0.115913	0.220674		82.64974
	ULAZ _{<i>i</i>}	HU	-0.00406	0.040788	0.099462		92.12809
		IT	0.111963	0.051156	2.188673	*	3.46736
		MK	0.078987	0.02142	3.687498	*	0.068836
		NL	0.036199	0.091253	0.396692		69.37571
		PL	-0.00421	0.042284	0.099607		92.11663
		RO	0.029125	0.238645	0.122042		90.34927
		RS	-0.01501	0.030452	0.492832		62.48945
		SI	0.073539	0.161437	0.45553		65.12543
		SK	0.023992	0.053209	0.450907		65.45535
		AT	-0.0941	0.098436	0.955957		34.49825
Statistički parametri	sey	24.90357	ANOVA				
	ssreg	1836762	Zavisna varijabla:				
	ssresid	13023.95	TRANZIT _{HR}				
	<i>R</i> ² prilag.	0.973178	Eksplanatorne varijable:				
	<i>R</i> ²	0.992959	ULAZ _{<i>i</i>}				
	<i>F</i> krit.	4.44E-14	IZLAZ _{<i>i</i>}				
	<i>F</i> stat.	77.9374					
	Stup. slob.	21					

Tabela 3.5.2.-2. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Hrvatsku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. Izvor: autor.

	<i>i</i>	koef. nagiba	se	<i>t</i> stat.	Sign. (10%)	<i>v(t)</i> (%)	
Regresori	IZLAZ _{<i>i</i>}	AT	-0.02690427	0.184406	0.145897		88.47545
		BA	-0.11952784	0.406217	0.294247		77.01299
		BE	0.247424706	0.162967	1.51825		13.70171
		BG	-0.27398276	0.336343	0.814593		42.02516
		CH	0.265700266	0.140186	1.895335	*	6.547723
		DE	0.066611835	0.08429	0.790273		43.41475
		ES	-0.39423331	0.345807	1.140037		26.12242
		FR	-0.01064093	0.064229	0.165671		86.92715
		GR	-0.09573027	0.306237	0.312602		75.62484
		HR	0.155665277	0.220121	0.707182		48.36581
	ULAZ _{<i>i</i>}	HU	-0.22636941	0.273487	0.827716		41.28677
		IT	0.10821315	0.085129	1.271162		21.12006
		MK	-0.05556415	0.134528	0.413032		68.18454
		NL	0.010100207	0.063749	0.158437		87.493
		PL	-0.06750996	0.090909	0.742612		46.21661
		RO	0.347143087	0.561519	0.618222		54.00231
		RS	-0.08314489	0.073644	1.129008		26.57914
		SI	0.366880518	0.367874	0.997299		32.47673
		SK	0.061976141	0.108154	0.573036		56.991
		AT	0.185818302	0.233366	0.796254		43.07051
Statistički parametri	sey	59.09665256	ANOVA				
	ssreg	3772926.032	Zavisna varijabla:				
	ssresid	73340.70123	TRANZIT _{CZ}				
	<i>R</i> ² prilag.	0.927359914	Eksplanatorne varijable:				
	<i>R</i> ²	0.980931977	ULAZ _{<i>i</i>}				
	<i>F</i> krit.	1.37301E-09	IZLAZ _{<i>i</i>}				
	<i>F</i> stat.	28.42948098					
	Stup. slob.	21					

Tabela 3.5.2.-3. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Češku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. Izvor: autor.

Onda, međutim, preostaje jedini mogući zaključak, **da definicija tranzita iz današnjeg ITC sustava, barem u ovom slučaju, nije adekvatna**, jer priroda (fizika) transporta energije sigurno jest.

Kao sljedeći primjer, pogledajmo tablicu 3.5.2.-3, koja daje regresiju tranzita kroz Češku u ovisnosti o ulazima i izlazima energije iz ostalih 19 zemalja. U toj ćemo tablici zapaziti, primjerice, da tranzit kroz Češku nema čvrstu vezu s ulazom i izlazom energije iz Njemačke, a i veza koja postoji statistički je nesignifikantna. Taj statistički zaključak za svakog eksperta koji konstruira model mora biti vrlo suspektan. Naime, problem kružnog tranzita njemačke energije kroz češku mrežu je notoran, ne samo u profesionalnom miljeu elektroprijenosne industrije, nego i u javnim medijima (npr. <http://www.energetika-net.com/vijesti/obnovljivi-izvori-energije/ceska-se-brani-od-struje-iz-njemacke-16750>).

Ako je s modelom sve u redu, za očekivati je da izostavljanje njemačkih regresorskih varijabli neće značajnije utjecati na rezultat. Kada smo to učinili, dobili smo neznatno manji, gotovo isti R^2 (oko 0,981, očekivano), neznatno veći prilagođeni R^2 (0,931 umjesto 0,927 – očekivano), dok su koeficijenti nagiba regresora CH (ulaz i izlaz), te RS i SI (ulaz) doživjeli tek manje promjene u iznosu i stupnju signifikantnosti (očekivano). Ta četiri regresora ostala su, također očekivano, signifikantna unutar 10%. Međutim, sasvim neočekivano, signifikantan regresor s čvrstom vezom, HU (ulaz) iz tablice 3.5.2.-3, postao je snažno nesignifikantan (t se promijenio sa 7,1% na 68%), sa znatno manjim koeficijentom nagiba (promjena s 0,53 na 0,15). Istodobno, pojavio se novi regresor s vrlo snažnom i signifikantnom vezom: IT (ulaz). Dok je u navedenoj tablici njegov koeficijent nagiba imao iznos od svega 0,047, uz $v(t) = 23,8\%$, u regresiji s izostavljenom Njemačkom pojavio se s iznosom od čak 0,554 (najveći od svih, i skoro 12 puta veći nego ranije) te s prihvatljivom razinom signifikantnosti od $v(t) = 4,83\%$.

Ovaj primjer pokazuje da regresije varijable tranzita, definirane u sadašnjem ITC mehanizmu, s ulaznim i izlaznim tokovima iz ostalih država obuhvaćenih uzorkom pokazuju:

- rješenja koja **očito** ne mogu biti utemeljena na stvarnim naturalnim odnosima;
- rješenja koja su **nestabilna** čak i s obzirom na dodavanje ili izostavljanje varijabli koje istodobno karakteriziraju i slaba veza i insignifikantnost.

Kako bismo dodatno razradili ovaj primjer, načinili smo bitno reduciranu regresiju tranzita kroz Češku u ovisnosti o ulazima i izlazima energije iz ostalih zemalja, na taj način da smo izostavili sve regresore iz tabele 3.5.2.-3 koji su imali razinu signifikantnosti lošiju od 20% (kako ne bismo suviše ograničili broj eksplanatornih varijabli). U tabeli 3.5.2.-14 dan je skraćeni usporedni pregled osnovne i reducirane regresije. Prvo što je važno za primijetiti je pad prilagođenog koeficijenta determinacije s 0,927 na samo 0,593, što indicira bitno manji stupanj objašnjivosti tranzita kroz Češku pomoću reduciranog skupa eksplanatornih varijabli u odnosu na nereducirani. Dakle, došlo je do vrlo značaj-

	<i>i</i>	Osnovna regresija (iz Tabele 3.5.2.-3)				Reducirana regresija			
		koef. nagiba	Sign. (10%)	Sign. (20%)	$v(t)$ (%)	koef. nagiba	Sign. (10%)	Sign. (20%)	$v(t)$ (%)
IZLAZ _{<i>i</i>}	BE	0.24742		**	13.70171	0.225408		**	13.15412
	CH	0.2657	*	**	6.54772	0.505452	*	**	0.011805
ULAZ _{<i>i</i>}	CH	0.51816	*	**	0.14869	0.281637			26.81925
	HU	0.52931	*	**	7.11444	0.573235	*	**	2.97E-05
	RO	0.39809		**	16.39485	0.039738			26.12975
	RS	-0.17954	*	**	6.83583	-0.0272			61.29706
	SI	-0.48626	*	**	8.50646	-0.0298			68.20153
slob. koef.		-64.6272			83.23571	-345.133	*	**	8.298798
R^2 prilag.		0.92736				0.593227			
R^2		0.98093				0.80944			

Tabela 3.5.2.-14. Skraćena usporedba rezultata osnovne regresije za tranzit preko Češke, čiji su rezultati dani u Tabeli 3.5.2.-3, i reducirane regresije, koja je objašnjena u tekstu. *Izvor: autor.*

nog gubitka informacije koja se ranije nalazila u *nesignifikantnim* varijablama. To se vidi i po značajnom padu „običnog“ R^2 s 0,981 na 0,809. Što se tiče eksplanatornih varijabli koje su ranije bile signifikantne do na 20%, struktura se bitno promijenila. Regresori RS i SI (ulaz) koji su ranije bili i signifikantni i razmjerno čvrsto povezani sa zavisnom varijablom, postali su snažno nesignifikantni i izuzetno slabo povezani. RO (ulaz), koji je ranije bio jako povezan, i granično prihvatljive razine signifikantnosti (16,4%, Tabela 3.5.2.-3), sada je postao također i slabo povezan, i nesignifikantan. Regresor CH (izlaz) postao je jače povezan sa zavisnom varijablom, uz gotovo udvostručen koeficijent nagiba, a također mu se znatno popravila i razina signifikantnosti, s ranijih 6,54% na 0,01%. No, zato se regresoru CH (ulaz) razina signifikantnosti drastično pokvarila, s 0,15% na 26,82%. Jedini regresor koji nije doživio značajnije promjene je BE (izlaz). U svakom slučaju, možemo konstatirati da izuzimanje nesignifikantnih regresora iz regresije, čak i uz fleksibilni prag od 20%, može dovesti do nestabilnosti procjene tranzita. Kao što smo već rekli, osnovni razlog tome je neadekvatnost definicije tranzita kakvu koristi današnji ITC mehanizam.

Tabele 8.5.2.-8 do 13 sadrže podatke dobivene analizom varijance lineranih regresijskih modela ovisnosti tranzita o proizvodnji i potrošnji u državama obuhvaćenim uzorkom. Pregledom sivo osjenčanih redaka u ovim tablicama ustanovit ćemo da ni za jednu od promatranih država, osim Njemačke, ne postoji signifikantna veza između tranzita kroz tu državu i proizvodnje ili potrošnje u njoj samoj. Taj rezultat zorno prikazuje da model baziran na aktualnoj definiciji tranzita ne uzima u obzir kružne tokove koji neminovno nastaju u većoj ili manjoj mjeri. Naime, te veze nisu samo insignifikantne, nego su i slabe. Tu pak postoji izuzetak Francuske, za koju je predmetna veza razmjerno jaka, ali ipak nije signifikantna. I Francuska i Njemačka su zemlje sa suficitom domaće

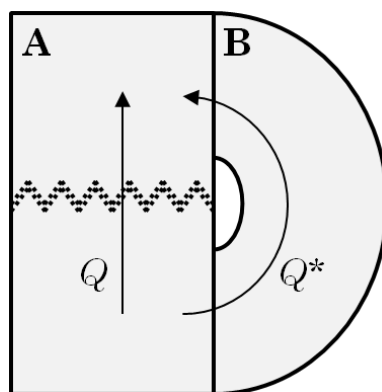
proizvodnje u odnosu na potrošnju, osim u rijetkim vremenskim razdobljima. Francuska ima veći suvišak. U promatranom periodu, ta je zemlja proizvela 9,4% električne energije više nego što je potrošila, dok je proizvodnja u Njemačkoj ukupno nadmašila potrošnju za 2,9%. Kod zemalja koje (gotovo) uvijek proizvode višak energije tranzit će, u skladu s definicijom iz aktualnog ITC mehanizma, (gotovo) uvijek biti jednak ulazu energije u zemlju. No, za vrijeme dok je proizvodnja veća od potrošnje, taj ulaz ne ovisi o domicilnoj proizvodnji. Stoga je teško objasniti zašto bi uopće tranzit kroz takve države ovisio o njihovoj proizvodnji, a kamo li još i zašto bi ta veza bila jaka, ili pak usmjerena pozitivno ili negativno.

Dalje, u regresiji koja se odnosi na Češku (Tabela 3.5.2.-9) postoji, doduše, relativno jaka veza između proizvodnje u Njemačkoj i tranzita kroz Češku (a opće poznatu povezanost te dvije veličine maloprije smo već komentirali), ali je ona statistički nesignifikantna, uz $v(t) = 30,5\%$.

U tabelama 3.5.2.-2 do 13 moguće je pronaći još čitav niz nekonzistentnih odnosa varijabli. Ovdje smo izložili samo nekoliko primjera, slijedom kojih zaključujemo da je današnji ITC sustav **neadekvatan** već i u odnosu na vlastite ciljeve. Kasnije ćemo i te ciljeve dovesti u pitanje i vidjeti da su oni tržišno nekompatibilni.

3.5.3. Analiza slučajeva koji ukazuju na pogrešnu utemeljenost načela ITC kompenzacije

Sada ćemo izložiti jedan vrlo jednostavan slučaj, koji će zorno ukazati na to da je ITC mehanizam koji se danas koristi pogrešno utemeljen. Slika 3.5.3.-1 prikazuje zamišljenu situaciju u kojoj postoje dvije susjedne države, A i B. Država A ima problem slabe propusnosti (zagušenja) svoje interne mreže. Pretpostavimo li da se na jugu države A nalazi suvišak proizvodnje u odnosu na potrošnju, a na sjeveru suvišak potrošnje u odnosu na proizvodnju, energija će iz južnog dijela zemlje A putovati prema njenom sjevernom dijelu. No, kako je interna mreža zemlje A nepropusna (zagušena – prikazano crtkanom linijom), samo dio energije označen s Q proći će kroz internu mrežu zemlje A, dok će preostatak, Q^* , naći put „linijom manjeg otpora“, slijedeći prirodne zakone, kroz propusniju mrežu zemlje B. Pretpostavimo da su obje države potpuno uravnotežene, što znači da se u svakoj proizvodi točno onoliko energije koliko se troši. Razlika između njih je, međutim, da država A ima problem sa zagušenjem u internoj mreži, zbog čega barem dio tokova mora proći kroz mrežu države B, dok država B taj problem nema. Svi tokovi energije između njenih elektrana i proizvođača zatvaraju se unutar njene vlastite mreže. Elektroenergetski sustav zemlje A uzrokuje kružni tranzitni tok, Q^* , kroz mrežu zemlje B. Taj se tok naziva kružnim jer počinje i završava u istoj državi, a nijedan njegov dio se ne troši izvan nje. Dakle, ta država, u ovom slučaju A, zapravo koristi tuđu mrežu, onu



Slika 3.5.3.-1. Slučaj koji pokazuje da današnji ITC mehanizam nije korektno utemeljen.

države B, za prijenos vlastitih internih tokova energije. Ideja ITC sustava ja da kompenzira državu B (ili preciznije, njenog operatora prijenosnog sustava) za tu uslugu koju on pruža operatoru iz države A. Već i po intuiciji vidimo da bi ta naknada trebala biti utemeljena na ekonomskoj vrijednosti opisane usluge, koja, naravno, ima veze s dugoročnim investicijama u otklanjanje zagušenja u internoj mreži A. O tome više diskutiramo u poglavlju 5.2.7. Na ovom mjestu koncentrirat ćemo se na dokazivanje da u opisanoj jednostavnoj i životno mogućoj situaciji aktualni ITC mehanizam poravnanja ne daje razuman finansijski rezultat.

U skladu s opisom aktualnog ITC mehanizma danim u poglavlju 3.4, sada ćemo popisati pravo na naknadu i obvezu uplate koja proizlazi iz takvog mehanizma primijenjenog na ovaj primjer.

Prije svega, primijetimo da i operator A i operator B registriraju jednaku vrijednost tranzita, i to Q^* . Mi, naravno, znamo da je tranzit zapravo uzrokovala mreža operatora A, dok mreža operatora B trpi povećani tok energije zbog tog tranzita. Pravo na naknadu troškova infrastrukture koje ostvaruje operator A iznosi:

$$\begin{aligned} Naknada_A &= LRAIC_A \cdot Tranzit_A / (Tranzit_A + \max\{Proizvodnja_A, Potrošnja_A\}) = \\ &= LRAIC_A \cdot Tranzit_A / (Tranzit_A + Proizvodnja_A). \end{aligned} \quad (3.5.3.-1)$$

Isto vrijedi za operatora B:

$$Naknada_B = LRAIC_B \cdot Tranzit_B / (Tranzit_B + Proizvodnja_B). \quad (3.5.3.-2)$$

Pretpostavimo, jednostavnosti radi, a bez utjecaja na ispravnost zaključaka analize, da su države A i B podjednako velike, da proizvodne jednake količine energije, $Q + Q^*$, te da su im inkrementalni troškovi prijenosne mreže jednaki $L = LRAIC_A = LRAIC_B$. Tada se ovi izrazi sažimaju u:

$$Naknada_A = Naknada_B = L Q^* / (2Q^* + Q). \quad (3.5.3.-3)$$

To znači da ukupan fond ITC poravnanja iznosi:

$$F = 2 L Q^* / (2Q^* + Q). \quad (3.5.3.-4)$$

S druge strane, uplata koju je obvezan izvršiti svaki od operatora proporcionalna je apsolutnoj vrijednosti njegovog debalansa proizvodnje i potrošnje, a obratno proporcionalna sumi svih apsolutnih vrijednosti debalansa. No, po našoj pretpostavci, obje države su balansirane, tako da oba operatora imaju obvezu uplate jednaku $F \cdot 0/0$, a to nije definiran izraz. Pretpostavimo, međutim, da sustav A proizvodi vrlo mali višak energije, q , i da ga prodaje sustavu B, ili obratno. Sada su oba sustava neuravnotežena za $|q|$, pa stoga oba moraju jednako doprinijeti punjenju fonda. Prema tome, obveza uplate svakog od operatora u fond iznosi:

$$Obveza_A = Obveza_B = F |q| / (2|q|) = F/2 = L Q^* / (2Q^* + Q). \quad (3.5.3.-5)$$

Primijetimo da oba sustava i dalje registriraju jednak tranzit kao i prije, Q^* . Stoga:

- i operator A i operator B imaju jednako pravo na naknadu iz fonda;
- i operator A i operator B imaju jednaku obvezu uplate u fond.

Neto financijski rezultat obaju operatora je **jednak nuli**, iako mi **znamo** da operator B u stvarnosti daje uslugu tranzita, a operator A je koristi, pa bi u ovakvom modelu ispravno rješenje trebalo biti da operator A ima strogo negativan, a operator B isti po iznosu i strogo pozitivan neto financijski rezultat.

Što bi operator B mogao strateški poduzimati da ispravi ovaj rezultat i prođe financijski bolje od operatora A?

- Povećanje proizvodnje u sustavu B ne doprinosi rezultatu poravnanja ni na koji način, jer, ma koliko debalans $|q|$ bio smanjen, tranzit ostaje isti (njega, naime, uzrokuje sustav B, i operator A tu ne može učiniti ništa), dok obveza uplate operatora B, kao i operatora A, u fond poravnanja ostaje jednaka polovici iznosa fonda za svakog od njih.
- Operator B bi mogao pokušati iskoristiti asimetriju informacija, i menadžeru ITC fonda prijaviti veći iznos *LRAIC* troškova od stvarnoga, čime bi ostvario nešto veći iznos prava na naknadu nego operator A, i tako postigao pozitivan rezultat i barem djelomičan uspjeh. No, ta strategija ne može dugoročno opstati zbog dva razloga:
 - menadžer fonda, kao i regulatorne vlasti, mogu u značajnoj mjeri, pregledom poslovnih knjiga operatora, kontrolirati utemeljenost prijavljenih *LRAIC* troškova;
 - operator sustava A može poduzeti jednaku mjeru, braneći se od financijskog gubitka, i tako anulirati efekt poteza operatora B.
- Operator B bi mogao pokušati izvršiti ciljane investicije unutar vlastite mreže, te u nju, na mjesta u mreži koja odredi tehničkom analizom, ugraditi uređaje pomoću kojih može upravljati tokovima energije kroz mrežu (tzv. fazne zakretače, engl. *phase shifters*), te tako

„blokirati“ prolaz barem jednom dijelu kružnog tranzita Q^* . No, problem s tim ulaganjem je u tome što operator sustava B iz opisanog ITC mehanizma ne prima nikakav neto prihod, kojeg bi mogao u srednjem ili duljem roku akumulirati i iskoristiti za ulaganje u navedena tehnička sredstva. Primijetimo da taj kapitalni izdatak može predstavljati barem orijentacijsku mjeru ekonomske vrijednosti usluge koju on daje operatoru A.

- Međutim, u stvarnosti se neki operatori sustava odlučuju na poduzimanje opisane investicije. Naime, u dosadašnjem opisu smo zbog jednostavnosti ostavili po strani pitanje naknade troškova gubitaka energije koji nastaju uslijed tranzita. Ukoliko je međusobni odnos gubitaka sa i bez tranzita u sustavima A i B takav, da rezultat poravnanja u komponenti energije za pokriće gubitaka financijski ispada nepovoljan za operatora B, taj operator može imati poticaja za ulaganje u uređaje za blokiranje tranzita.
- Primjerice, slovenski operator prijenosnog sustava, Elektro-Slovenija d.o.o., (www.eles.si), prilikom planiranja ulaganja u svoj fazni zakretač blizu granice s Italijom, kao jedan od razloga za ulaganje naveo je bitno smanjivanje gubitaka u mreži (ELES, 2009). Osim toga, blokiranjem tranzita Elektro-Slovenija je omogućila i podizanje neto prekograničnog kapaciteta na svojoj granici s Italijom. Ukupno gledano, slovenski operator evidentno nije primao neto naknade iz ITC mehanizma koje bi mu nadoknadile ekonomsku vrijednost, odnosno oportunitetne troškove, tranzitiranja energije, koje je ranije omogućavao bez ograničavanja. Prema podacima iz EIHP (2011), ELES je u fazni zakretač uložio oko 46 milijuna eura, što mu je donijelo povećanje sigurnosti pogona, povećanje prekograničnog kapaciteta prema Italiji sa prosječnih 430 na 580 MW, te smanjenje gubitaka uzrokovanih tranzitima. Ukupna neto zarada na operativnim troškovima (od čega se veći dio odnosi na smanjenje troškova gubitaka energije) ove investicije kroz prvih deset godina njenog pogona bit će, prema procjenama ELES-a, oko 85 milijuna eura, što znači da će vrijeme povrata investicije biti približno deset godina. To je u elektroenergetskoj industriji vrlo dobar rezultat.
- Potonje je eklatantan primjer kako tranzitima pogođeni operatori sustava aktivno poduzimaju **ulaganja** koja im evidentno **smanjuju** neto prihode iz ITC mehanizma, jer računaju na veće ekonomske probitke od mjera poduzetih protiv tranzita. Samo po sebi, i to je dokaz da danas važeći ITC mehanizam ne vrši adekvatnu redistribuciju sredstava između operatora sustava, odnosno, da je neučinkovit. Štoviše, kako je temeljni smisao mehanizma za redistribuciju sredstava da osigura poravnanje koje je utemeljeno na stvarnim ekonomskim vrijednostima, i kao takvo pravično, postojanje već samo jednog operatora sustava, koji donosi strateške odluke s ciljem povećanja vlastite ekonomske izolacije od ITC mehanizma u kojem sudjeluje, ukazuje na promašaj cilja javne politike koja je opredmećena u tom mehanizmu.
- Operator A, međutim, može imati jasan financijski poticaj za ulaganje u tehnička rješenja kojima će još više domicilnih tokova energije „izgurati“ u vanjski sustav B. Time će on, naime, odgoditi ulaganja u otklanjanje internih zagušenja u svojoj mreži. Kako su ulaganja u

fazne zakretače razmjerno mala u odnosu na uobičajeni opseg ulaganja operatora prijenosnih sustava, to se rješenje operatorima sustava ponekad čini atraktivnim.

O problematičnim rješenjima u aktualnom ITC mehanizmu postoji određena količina literature. Tako, na primjer, Van Hertem (2009) analizira problematiku kružnih tranzitnih tokova i ITC mehanizma, te navodi da je ITC mehanizam u komponenti naknade troškova gubitaka zasnovan na pristupu „sa i bez tranzita“ (WWT, engl. *With and Without Losses*). To je kvazi-tehnička metoda, kojom se procjenjuju tokovi u mreži kad bi se s prekograničnih vodova izuzele komponente tranzita, u odnosu na tokove koji postoje u stvarnoj mreži i mogu se stvarno izmjeriti. Olmos i Perez-Arriaga (2007) dokazuju da WWT metoda na pogrešan način distribuira tranzit po pojedinačnim prekograničnim vodovima, tako da proračuni tokova u hipotetskoj situaciji bez tranzita nisu točni. Oni analiziraju tri moguće metode tehničke procjene naturalne baze za određivanje međuoperatorskih poravnanja: već spomenutu WWT metodu, zatim metodu granične participacije (MP, engl. *Marginal Participation*) i prosječne participacije (AP, engl. *Average Participation*), i zaključuju da jedino AP metoda počiva na donekle realističnim i jasnim polaznim pretpostavkama za izračun. Međutim, aktualni ITC mehanizam koristi WWT metodu.

Rious *et al.* (2011) navode investicije u fazne zakretače kao sredstvo kojim se služe neki europski operatori sustava kako bi reducirali gubitke uzrokovane tranzitima, koje sami ne mogu ni na koji drugi način kontrolirati. To također upućuje na činjenicu da se troškovi nabave energije za pokriće gubitaka od tranzitnih tokova u aktualnom ITC sustavu ne redistribuiraju na odgovarajući način, odnosno, da takva redistribucija nekima od operatora sustava alocira premala sredstva u odnosu na stvarne troškove. Štoviše, Rious i dr. (2011) napominju da neki operatori sustava koriste fazne zakretače kako bi „izgurali“ tokove energije iz svoje mreže. To može biti mjera protiv tranzita, ili pak mjera kojom se namjerno, zbog financijskog interesa, izazivaju kružni tokovi kako bi se povećao vlastiti registrirani tranzit. No, kako postoje operatori sustava kojima fazni zakretači služe za skretanje tranzita dalje od svoje mreže, to znači da se njima sudjelovanje u ITC mehanizmu ne isplati, jer evidentno nisu zadovoljni ostvarenim neto financijskim rezultatom.

Supponen (2012) navodi dodatne informacije koje podupiru tezu o neadekvatnosti današnjeg ITC sustava. Tako na primjer, on navodi da je Belgija u svoju mrežu ugradila fazne zakretače kako bi barem dio tranzitnih tokova koje proizvodi Njemačka vratila nazad u njenu mrežu. Istovremeno, Poljska je odustala od povećanja prekograničnih kapaciteta izgradnjom novih dalekovoda prema Njemačkoj, kako na taj način ne bi „privukla“ u svoju mrežu još kružnih tranzitnih tokova koje uzrokuje elektroenergetski sustav Njemačke. Ti primjeri zorno pokazuju da aktualni ITC sustav ne vrši adekvatnu redistribuciju sredstava, i da ni na koji način ne poboljšava situaciju oko mjestimično gorućeg problema kružnih tokova. Daxhelet i Smeers (2005) također kritiziraju aktualni ITC mehanizam i razrađuju hipotetski teoretski primjer razmjena između Njemačke, Nizozemske, Belgije i Francuske.

3.5.4. Temeljni uzrok neadekvatnosti sadašnjeg ITC mehanizma

Statističkom analizom osobina međusobnih odnosa naturalnih podataka koji se koriste u aktualnom ITC mehanizmu (poglavlje 3.5.2.), te analizom jednog jednostavnog modela djelovanja tog mehanizma, odnosno više primjera iz literature u kojima je evidentno da operatori prijenosnih sustava koji su izloženi velikim tranzitima poduzimaju značajne investicije kako bi odvratili tranzitne tokove od svojih mreža (poglavlje 3.5.3.), dokazali smo da je aktualni ITC mehanizam disfunkcionalan i nestabilan, da proizvodi pogrešna rješenja međuoperatorskog poravnanja, da nije usmjeren na nadoknadu ekonomske vrijednosti tranzita kojega neki operatori pružaju kao uslugu drugima, te da daje pogrešne poticaje za planiranje srednjoročnog i dugoročnog razvoja prijenosnog sustava. Slijedom toga možemo izvan razumne sumnje zaključiti da je suvremeni ITC mehanizam primijenjen na prostoru Europe (značajno širem od same Europske unije) neadekvatan, nepoticajan, i u krajnjoj liniji, nepravičan (što nije nužno odmah u startu ekonomska kategorija, ali kako nedvojbeno ima političke implikacije, zaobilaznim putem na kraju ipak postaje ekonomska kategorija).

No, pravo pitanje, koje je mnogo značajnije za postizanje ciljeva ove disertacije, jest: **što je uzrok neadekvatnosti ITC sustava?**

Uzrok svakako treba tražiti u **i općoj, i u sektorskoj politici Europske unije.**

Naime, pitanje prekogranične razmjene, pa i samo pitanje poravnanja među operatorima sustava, regulirano je Uredbom (EC) 714/2009 (EC, 2009b), a prije njenog stupanja na snagu (3. rujna 2009.) bilo je regulirano, praktički na isti način, Uredbom (EC) 1228/2003. Suština pravila igre, koja datiraju još iz starijih paketa propisa energetskeg sektora (poglavlje 3.4.) jest u sljedećem:

- prekogranični kapaciteti moraju biti maksimalno otvoreni za trgovanje preko granica, a u duljem roku, svako prekogranično zagušenje mora se eliminirati;
- unutarnja zagušenja (unutar pojedinih država, odnosno kontrolnih područja) u principu nisu regulirana ovim uredbama, jer se one odnose samo na upravljanje zagušenjima prekograničnih kapaciteta, pa je stoga pitanje internih zagušenja regulirano samo općim propisima, poput danas važeće direktive 2009/72/EC (EC, 2009a), odnosno njene prethodnice, 2003/54/EC (EC, 2003a).

Opća pravila sadrže obvezu operatora prijenosnog sustava da upravlja internim zagušenjima i brine se u duljem roku za njihovo uklanjanje, te ne nameće nikakve druge posebne zahtjeve u vezi utjecaja internih zagušenja na tržište. Stoga je menadžment internih zagušenja, u kratkom i u dugom roku, ostavljen više-manje u isključivoj nadležnosti nacionalnih operatora prijenosnih sustava i, u domeni politike nacionalne države (regulator, vlada). Naglasimo ovdje opet da problem kružnih tranzita, koji je, kao što smo vidjeli, jedan od osnovnih uzroka neadekvatnosti ITC mehanizma, **nastaje u internoj mreži, a prenosi se na mreže drugih država.** Kako su interne mreže ostale u domeni političke

jurisdikcije pojedinačnih država, ne postoji (još uvijek) učinkovit mehanizam koji bi, na ovaj ili onaj način, tangirao problem utjecaja internih zagušenja na eksterne tokove uzrokovane njima. S druge strane, postoji, i implementiran je, relativno učinkovit mehanizam koji prisiljava operatore sustava da otvore prekogranične kapacitete za najveći fizikalno ostvariv volumen trgovanja na svim granicama. Na najvećem broju njih, kao što ćemo vidjeti u poglavlju 3.6., to će rezultirati anuliranjem ili značajnim smanjenjem naknada za prekogranični prijenos. Ideal politike etablirane u današnjoj Uredbi 714/2009 je potpuno iščezavanje troškova prekograničnih kapaciteta, što na širem planu znači potpuno izjednačavanje cijena na svim povezanim tržištima. Pritisnuti unutarnjopolitičkim tenzijama, operatori sustava, i/ili drugi entiteti koji imaju pravni i stvarni utjecaj na formiranje i implementaciju interna pravila tržišta električne energije, nastoje održati finalne cijene za potrošače istima na čitavom teritoriju kojeg kontroliraju. Kao što smo vidjeli u poglavlju 3.5.3., jedan od praktičnih načina za postizanje toga je **besplatno** korištenje tuđe mreže za prijenos svoje vlastite energije. Naime, operator interno zagušenog sustava može imati sreću da je teritorijalno smješten u susjedstvu države čija je mreža solidno izgrađena i propusna. Kako električna energija samostalno bira svoj put, operator zagušene mreže upustit će se u „*free riding*“ po susjedovoj mreži, ne plaćajući za tu uslugu ništa.

Prema tome, uz današnja regulatorna pravila, trajno je prisutan problem da **interna zagušenja unutar kontrolnih područja nisu vrednovana po svojoj ekonomskoj vrijednosti, a isto tako, zaobilazni put energije preko granica i mreža tuđih sustava također nije vrednovan po ekonomskoj vrijednosti**. Preciznije, ni interno zagušenje niti kružni tranziti nisu vrednovani nikako.

Pod današnjim regulatornim uvjetima u Europi, aktualni ITC sustav nije adekvatan. To smo već dokazali u poglavljima 3.5.2. i 3.5.3.

Rješenje za ovaj problem jest, očito, dizajn sustava koji će **omogućiti ekonomsko vrednovanje internih zagušenja, kao i prelaska energije preko eksternih granica** (koje moraju ili ne moraju biti zagušene). **Kreiranje takvog tržišno kompatibilnog sustava glavni je cilj istraživanja prikazanog u ovoj disertaciji.**

Nakon razvijanja i testiranja novog sustava (poglavlje 5. i njegova pod-poglavlja), vidjet ćemo da **u slučaju organizacije tržišta u kojoj će i energija i transport energije preko granica povezanih zona biti evaluirani po tržišnim vrijednostima, ITC sustav kao takav više neće biti potreban.**

Prema tome, u najkraćemu:

- uz današnja opća pravila organizacije tržišta, **ITC sustav djeluje pogrešno;**
- uz organizaciju tržišta utemeljenu na ravnoteži ekonomskih interesa svih njegovih aktera, **ITC sustav nije potreban**, jer je on automatski „ugrađen“ u samu strukturu tržišta.

To je glavni predmet dokazivanja u ovom radu.

3.6. Problemi tržišne alokacije oskudnih prekograničnih prijenosnih kapaciteta

U kontekstu korištenja „tuđih“ prijenosnih mreža i/ili davanja na korištenje vlastite mreže ostalim operatorima, potrebno je sagledati i mehanizam dodjele (ponekad oskudnih) prekograničnih kapaciteta baziran na tržišnim osnovama, koji je zapravo "kvazireguliran" utoliko što je operatorima sustava prihod od renti prekograničnih zagušenja doduše priznat kao dodatan u odnosu na reguliranu tarifu, ali je njegova namjena sustavom europskih energetske propisa određena kao strogo namjenska. Sredstva prikupljena od naplate prekograničnih kapaciteta mogu se koristiti praktički jedino za investicije u njihovo povećanje. Po zamisli kreatora takve politike, u idealnom slučaju, to bi jednoga dana trebalo dovesti ili do potpunog iščezavanja zagušenja, ili do njegovog svođenja na minimalnu razinu. Međutim, potpuno uklanjanje zagušenja podrazumijeva suviše velike investicije u mrežnu infrastrukturu, tako da određena razina zagušenja u prometu električnom energijom mora ostati. Ideja apsolutne eliminacije zagušenja može se usporediti s idejom (koja vjerojatno nikome nije prihvatljiva) da se kapaciteti autocesta izgrade do te mjere, da ni u kojem trenutku vremena na njima ne može nastati gužva. Jasno je da bi troškovi takvih zahvata bili golemi i u svakom slučaju ekonomski neopravdani.

Kada se u literaturi iz područja tržišta električne energije govori o "upravljanju zagušenjima", *nikako se ne misli na tehničko upravljanje*, nego na organizaciju *tržišnog mehanizma* koji u sebi ima ugrađene poticaje usmjerene ka motivaciji agenata na tržištu (trgovaca električnom energijom) da ulaze u takve ugovorne odnose kupovine i prodaje električne energije, da zbog vlastitog interesa minimiziraju ukupan trošak korištenja oskudnih prijenosnih kapaciteta. Najčešće je korišten mehanizam *aukcije kapaciteta*, pri čemu operatori sustava stavljaju na aukciju onolike ukupne kapacitete (podijeljene po granicama između svojih kontrolnih područja, npr. HR – SLO, i po smjerovima, npr. HR → SLO i SLO → HR) za kolike mogu *zajamčiti* da će biti raspoloživi za cijelo vrijeme korištenja kapaciteta. Prema tome, iznos kapaciteta koji se nudi za neku granicu i neki smjer rezultat je tehničkog proračuna, koji međutim nije suštinski bitan za ovu temu, pa će se od operatora oglašeni raspoloživi kapaciteti na aukcijama (tzv. NTC, engl. *Net Transmission Capacity*) uzimati zdravo za gotovo kao sintetički iskaz fizikalne realnosti koja postoji u promatranom razdoblju. Uobičajeno se organiziraju godišnje, mjesečne i dnevne aukcije, a suvremena dinamika trgovanja energijom sve više zahtijeva i uvođenje unutar dnevnih aukcija kapaciteta.

Mogućnost transfera energije preko granice dvaju sustava je fizikalno ograničena zbog istih razloga zbog kojih je i inače mogućnost prijenosa energije mrežom ograničena. Stjecaj povijesnih okolnosti je htio da su interkonekcije između različitih sustava u pravilu slabije propusne od internih dijelova mreže, što međutim ni u kom slučaju ne mora biti opće pravilo. Kapacitet prekogranične razmjene definira se za svaku granicu posebno, i to za svaki smjer posebno (iz sustava prema van i izvana prema

sustavu). On ovisi o mnogo okolnosti i općenito se mijenja u vremenu, i to ponekad i ponegdje u vrlo širokim granicama.

Od svih mogućih ograničenja dva su najvažnija, a vezana su uz dalekovode i druge elemente sustava:

- ograničenje termičkog preopterećenja: dalekovodi su načinjeni od metalne užadi koja se zagrijava uslijed prolaska električne struje, i kojoj bi prilikom velikih strujnih opterećenja prijetila opasnost rastaljivanja (najčešće je u sredini vodiča čelično nosivo uže, a dobro vodljive aluminijske žice opletene su oko čelične jezgre) – no, u stvarnim elektroenergetskim sustavima, takvo termičko preopterećenje voda sprečava sustav zaštite, koji isključuje predmetni vod pri manjem opterećenju od onog koje bi dovelo do rastaljivanja vodiča; takvo automatsko isključenje voda, međutim, predstavlja opasnost za stabilnost rada elektroenergetskog sustava i opskrbu potrošača;
- ograničenje sigurnosti pogona: operatori sustava uobičajeno održavaju standard sigurnosti popularno nazvan $N-1$, koji zahtijeva da opterećenja svih N elemenata sustava (npr. dalekovoda) budu takva da ispad jednog važnog elementa sustava uslijed kvara ne uzrokuje daljnje širenje kvara na ostale dijelove mreže, nego da element koji je u kvaru jedini ostane u kvaru (do čim hitnijeg popravka), i da se svi tijekom energije raspodjele po drugim dijelovima mreže ne izazvavši preopterećenje niti jednog daljnjeg elementa.

Potonje sigurnosno ograničenje nije jedino koje se primjenjuje, ali je vrlo često i lako shvatljivo. On je u stvari izuzetno restriktivno, i doista bitno smanjuje prijenosne kapacitete. Primjera radi, pretpostavimo da se prijenos energije između dva važna područja u mreži odvija preko dva dalekovoda od kojih svaki ima termički prijenosni kapacitet od 1.000 MW. Kada operator ne bi osigurao $N-1$ kriterij, na prvi pogled po tim dalekovodima moglo bi se prenositi ukupno 2.000 MW snage. Međutim, kada bi u razdoblju vršnih tereta zbog kvara na jednom od dalekovoda (npr. zbog puknuća vodiča) sustav zaštite isključio taj vod iz pogona, snaga koju je on prenosio preusmjerila bi se na drugi dalekovod, koji bi po tome trebao preuzeti svih 2.000 MW snage, što je daleko iznad njegovog termičkog limita. Zbog toga bi sustav zaštite odmah isključio i drugi dalekovod, kako bi ga zaštitio od pregaranja vodiča, i u sustavu bi nastao velik i opasan poremećaj, koji bi lako mogao dovesti do ispada velikih potrošačkih područja i širenja kvara na ostale dijelove sustava.

Prilikom određivanja prijenosnog kapaciteta jedne granice (npr. Hrvatska – Mađarska) operatori tih dvaju sustava uzimaju u obzir sve prekogranične vodove, unutarnje mreže s obje strane na koje su oni povezani, očekivane ili moguće rasporede elektrana (o čemu presudno ovise tijekom snaga u mreži), i sve ostale važne tehničke parametre. Svaki operator najbolje poznaje tehničko stanje vlastitog sustava, dočim mu je tehničko stanje sustava s druge strane granice manje poznato.

Proračun prekograničnog kapaciteta granice može se također vršiti na više načina. Ovdje će biti opisan postupak određivanja raspoloživog neto prijenosnog kapaciteta (NTC, engl. *Net Transfer Capacity*), koji se koristi na mnogim granicama diljem Europe. Osobina tog postupka je da daje konzervativne procjene kapaciteta, koje su značajno manje od zbroja termičkih kapaciteta prekograničnih vodova na toj granici. Prednost takvog određivanja prijenosnog kapaciteta granice je u tome da je zbog striktno primjene sigurnosnih kriterija, uz standard često puta i stroži od $N - 1$, tako određen kapacitet vrlo "čvrst" (engl. *capacity firmness*), što znači da je vjerojatnost da će on postati neraspoloživ izuzetno mala. To je, dakle, *najmanji kapacitet za kojega operatori mogu jamčiti praktički potpunu raspoloživost u danom vremenskom rasponu za kojega je izračunat.*

Dodjela kapaciteta eksplicitnim aukcijama s ponudom utemeljenom na NTC kapacitetu detaljno je opisana u Saboolić (2015a).

U zadnje vrijeme, naročito sa stupanjem na dužnost Europske komisije na čelu s g. J.-C. Junckerom, Europska unija poduzela je snažnu političku inicijativu, kroz više regionalnih programa, odnosno kroz značajan broj projekata, čiji je cilj ubrzavanja do sad izostale posvemašnje integracije tržišta električne energije čitavog europskog prostora. U pogledu upravljanja prekograničnim kapacitetima, došlo je do široke regionalne povezanosti dražbenih ureda za dodjelu kapaciteta, s krajnjim ciljem implementacije najkompliciranijih algoritama, koji predviđaju proračun fizikalnih tijekova snaga u regionalnoj mreži na temelju prispjelih zahtjeva korisnika, raspodjeljivanje fonda prihoda prema rezultatima takvoga proračuna (engl. *flow-based congestion management*), te sučeljavanje prema drugim regijama ili pojedinačnim državama, odnosno operatorima. Za sada je činjenica da takav koncept koordiniranog aukcijskog ureda (CAO, engl. *Coordinated Auction Office*) s *flow-based* upravljanjem zagušenjima nije dao praktično upotrebljive rezultate niti u jednoj od osam osnovanih europskih regija.

Projekti povezivanja i cjenovnog sprezanja tržišta dovest će, budu li uspješno implementirani, do toga da će prestati potreba za eksplicitnim aukcijama kapaciteta, bilo bilateralnim ili multilateralim, a rente zagušenja bit će rezultat sprezanja tržišta. U praksi to znači da trgovci energijom neće više nigdje morati unaprijed zakupljivati kapacitete, nego će njihovi troškovi proizlaziti iz trgovačkih transakcija na povezanim tržištima.

Paralelno inicijativama za objedinjavanje upravljanja prekograničnim kapacitetima, koje predstavlja najvažniju infrastrukturnu podlogu za sprezanje tržišta, odvija se još čitav niz regionalnih projekata koji također imaju za cilj uklanjanje organizacijskih neefikasnosti, koje sprečavaju integraciju nacionalnih tržišta u zajedničko tržište Europe. Tako na primjer, odvija se inicijativa za unifikaciju metode proračuna kapaciteta, koja je važna sa stanovišta optimalizacije korištenja već izgrađenih, ali i budućih, prijenosnih kapaciteta. Zatim, podupiru se procesi integracije ponudbenih zona (engl. *bidding zones*). Također, podupiru se procesi za standardizaciju dodjele financijskih prava prijenosa (FTR, engl. *Financial Transmission Rights*), kao sredstva dugoročnog hedžiranja troškova transporta

(odnosno, cjenovnih razlika). Zadnje izvješće o statusu svih zajedničkih regionalnih inicijativa na razini Europske unije može se pronaći u ACER (2015).

Velik problem u integraciji europskih tržišta, s obzirom na **razjedinjenost u vođenju** tržišta i sustava, jesu **kompensacijski mehanizmi**, koji će biti nužna posljedica povezivanja tržišta, ali ne i njegove materijalne i organizacijske infrastrukture. Primjerice, kad se jednom ostvari jedinstvena dodjela prijenosnih kapaciteta temeljena na stvarnim tokovima, ili pak cjenovno povezivanje zona, bit će potrebno dizajnirati prateće kompensacijske mehanizme za raspodjelu prihoda među operatorima sustava. Jedan od takvih mehanizama je današnji ITC sustav, za kojeg ćemo u ovoj disertaciji pokazati da nije ekonomski utemeljen, već da se radi o dogovornom mehanizmu iza kojeg stoji minimum „politički korektnog“ konsenzusa oko postizanja „pravednog“ načina raspodjele resursa. To, naravno, ne znači da je tako dogovoren mehanizam ekonomski utemeljen i učinkovit.

Jedan od svakako najvećih problema politike integracije europskih tržišta je „obratan smjer“ kojim se ona događa, u odnosu na integraciju regionalnih tržišta u SAD-u. Naime, **politička rascjepkanost** europskog prostora onemogućuje potpunu „predaju suverenosti“ nad elektroenergetskim sustavima u nečije „nad-nacionalne“ ruke. Ekonomska logika govori da bi u potpuno interkonektiranom sustavu (a europski sustav uistinu jest takav) najbolje bilo organizirati centralizirano tržište s LMP cijenama. Doista, u SAD-u postoji uhodana praksa organiziranja širokih regionalnih tržišta. Najpoznatije i najveće od njih je PJM (engl. *Pennsylvania, Jersey and Maryland Interconnection*), koje je nakon kratkog eksperimentiranja sa zonalnim sustavom prešlo na čisti LMP sustav koji obuhvaća, djelomično ili u potpunosti, teritorije jedanaest američkih saveznih država i distrikta glavnog grada Washingtona (www.pjm.com). Današnje stanje tog sustava je takvo, da se za skoro jedanaest tisuća njegovih čvorišta računaju ravnotežne tržišne cijene svakih pet minuta. Uz povijesno vršno opterećenje od 143.000 MW, oko 50 milijardi US\$ prometa u 2014., te oko 950 poduzeća koja sudjeluju u trgovanju na PJM tržištima (PJM, 2015), radi se o tržištu koje je po naturalnim pokazateljima proizvodnje i potrošnje barem dva puta veće od Njemačke, odnosno, koje odgovara znatnom dijelu Europske unije (najmanje trećini ukupnog prostora). Ovi podaci govore da je stupanj integracije tržišta u odnosu na bilo koji dio današnje Europe neusporedivo velik, a posljedica tako pragmatičnog tržišnog dizajna je postojanje skoro savršeno konkurentnog tržišta za sve vrste proizvoda elektroenergetskog sektora. Američki dizajn tržišta je nešto što Europa možda pokušava oponašati, ali joj politički kompromisi ne dopuštaju da se približi tom rješenju, i za sada se stječe dojam da se radi o pokušajima dizajniranja fragmentiranih rješenja, s danas još teško prepoznatljivim konturama konačnog modela.

4. ELABORACIJA ISTRAŽIVAČKOG PROBLEMA

4.1. Problem konzistentnog definiranja regulatornih politika i ciljeva u elektroenergetskom sektoru te kreiranja ekonomskog mehanizma za njihovu provedbu

Osnovni cilj restrukturiranja elektroenergetskog sektora je kreiranje institucionalnog okruženja koje će omogućiti postizanje dugoročnih povoljnih učinaka za društvo u cijelosti, transferiranjem jednog dijela te koristi prema krajnjim potrošačima kroz cijene koje bi trebale odražavati troškove ekonomski učinkovite proizvodnje energije i mrežnih usluga, i kvalitete opskrbe koja bi također proizlazila iz konkurencije.

Kako bi se mogle razmatrati politike restrukturiranja, potrebno je navesti koje komponente reforma treba sadržavati. To omogućuje raščlanjivanje problema i istraživanje politika koje su države provodile u smislu svakoga od njih. Prema (Joskow, 2003), ključni koraci u politici sektora koje je potrebno obaviti su sljedeći:

- *Privatizacija sektora.* Ona dovodi do povećanja učinkovitosti poslovanja i smanjenja mogućnosti državne administracije da preko elektroprivrede provodi svoje kratkoročne političke (populističke) ciljeve.
- *Vertikalno razdvajanje (unbundling).* Razdvajanje može biti strukturno, kroz pravnu separaciju, ili funkcionalno, unutar vertikalno integrirane grupacije, ali s mehanizmima „kineskog zida“ između potencijalno kompetitivnih aktivnosti. Osobito je značajno razdvojiti funkcije proizvodnje električne energije od prijenosa i vođenja sustava, te maloprodaje i marketinga od distribucije.
- *Horizontalno razdvajanje proizvodnje.* Osnovni cilj politike razdvajanja (tj. usitnjavanja) proizvodnje jest postizanja većeg broja međusobno konkurirajućih proizvodnih kompanija, čime se izbjegavaju učinci strateškog položaja velike tržišne snage (dominacije, vladajućeg položaja). Horizontalno razdvajanje proizvodnje često je povezano s privatizacijom.
- *Osnivanje operatora prijenosnog sustava.* Operatori sustava obavljaju uloge vođenja elektroenergetskog sustava, tako da bude održan integritet mreže u realnom vremenu, te upravljanjem investiranja u prijenosne kapacitete prema sigurnosnim i ekonomskim kriterijima.
- *Omogućavanje stvaranja javnih tržišta energije i pomoćnih usluga sustava.* Reformirana legislativa mora omogućiti sve varijante trgovine električnom energijom, od sklapanja bilateralnih ugovora (OTC, engl. *Over The Counter*), do trgovanja energijom i/ili njenim financijskim derivatima na burzama.

- *Osiguravanje odgovarajućih cjenovnih signala prema kupcima.* Kupci električne energije u načelu bi trebali moći reagirati na cjenovne signale s veleprodajnih tržišta. Upravljanje potrošnjom u maloprodaji tehnički je vrlo zahtjevno, i načelno nije rješivo u kratkom roku. Međutim, velikim potrošačima moguće je i potrebno osigurati mogućnost upravljanja potrošnjom u realnom vremenu.
- *Uspostava regulatornih pravila i institucija za pristup prijenosnom sustavu.* Proizvođači, trgovci i opskrbljivači moraju imati zajamčen nediskriminatorni pristup mrežnim resursima, koji ne izaziva troškove veće od nužnih.
- *Razdvajanje maloprodajnih tarifa.* Maloprodajne cijene moraju se razdvojiti u komponente koje transparentno odražavaju troškove proizvodnje i/ili nabave energije, korištenja prijenosnog sustava, korištenja distribucijske mreže, te maloprodajnih aktivnosti.
- *Stupnjevana liberalizacija tržišta.* U pravilu, prag godišnje potrošnje pri kojem potrošač stječe mogućnost biranja opskrbljivača mijenja se u nekoliko koraka, tako da najčešće završava potpunom liberalizacijom, što znači da i najmanji potrošači mogu birati dobavljača po vlastitom izboru.
- *Osnivanje učinkovite regulatorne agencije.* Uloge regulatorne agencije na tržištu električne energije su regulacija cijena korištenja prijenosnog sustava i distribucijske mreže, te uređivanje uvjeta pristupa tim mrežama.

Ovi temeljni koraci pretpostavljaju jedinstveno političko okruženje u kojemu se provodi reforma. Međutim, u slučaju Europske unije ta pretpostavka ne vrijedi. Unija se sastoji od 28 posebnih država, od kojih svaka ima svoje nacionalno zakonodavstvo, posebne okolnosti restrukturiranja sektora, svoje posebne regulatorne agencije, jednu zajedničku koordinacijsku agenciju na razini EU-a, bez velikih ovlasti, te svoje vlastite operatore sustava. Prema tome, restrukturiranje u Uniji nije moglo biti vođeno kao jedinstven proces. Stoga ne čudi da su se tijela Unije, u prvom redu Komisija, fokusirala na pokušaje harmonizacije industrije nametanjem općih pravila organizacije sustava. Međutim, problem je što općim pravilima samima po sebi nije moguće anulirati nagomilane razlike koje su u svakom slučaju izvan dosega zajedničkog zakonodavstva unije. To je otvorilo velike prostore za strateške igre između država u političkoj sferi, odnosno između regulatora u sferi implementacije politike, i velikih korporacija u poslovnoj sferi, a ideja zajedničkog tržišta do sada se nije opredmetila.

Kada je riječ o Hrvatskoj, gledajući izvan sustava moglo bi se na prvi pogled zaključiti da cjelokupna do sada vođena reforma nije dala nikakve rezultate. Pravno i regulatorno okruženje je promijenjeno, kompanije u sektoru su izvršile opsežna restrukturiranja kako bi se prilagodile očekivanim novim okolnostima, tržište na razini maloprodaje liberalizirano je u potpunosti, dok je u sferi veleprodaje već odavno liberalizirano. Svi nužni dijelovi tržišne infrastrukture, a ponajprije regulatorna agencija i

mrežni operatori, odavna su osnovani, i stabilno funkcioniraju. Pa ipak, doseg reforme je vrlo slab, što se danas prvenstveno prepoznaje po još uvijek značajnoj mjeri autarkičnosti hrvatskog tržišta električne energije, i potpunom odsustvu inicijativa za ulaganja u veće proizvodne objekte.

Sumirajući iskustva iz dosadašnjih petnaestak godina reforme, iznesena u brojnoj literaturi, moguće je identificirati osnovne smjernice za formiranje politika vođenja procesa restrukturiranja elektroprivredne industrije:

- *Restrukturiranje sektora električne energije ima potencijal za unaprjeđenje blagostanja, ali nepotpuno i neodgovarajuće provođenje reforme može imati vrlo značajne posljedice na čitavo društvo.* Notoran je primjer kalifornijske krize elektroenergetskog sektora iz 2000. godine (Joskow i Kahn, 2001a, 2001b, 2002; CaISO, 2002). Temeljni su uzroci te krize, pored smanjene margine raspoloživih proizvodnih kapaciteta uslijed politike izbjegavanja investicija, bili: ograničavanje maloprodajnih cijena iz populističkih razloga, istodobna liberalizacija veleprodajnih tržišta, kao i tržišne manipulacije strateških igrača omogućene neadekvatnom regulatornom kontrolom.
- *Samo jasan i standardan model restrukturiranja dovodi do uspjeha. Znatna odstupanja od „kanonskih“ rješenja tržišnog i institucijskog dizajna („s uvažavanjem domaćih specifičnosti“) u pravilu dovode do problema u provedbi reforme.* Restrukturiranje sektora zahtijeva pažljivo kreiranje institucionalnog okruženja i tržišnih uvjeta utemeljenih na dobro razjašnjenim teoretskim konceptima. Od europskih zemalja, Engleska i Wales su primijenili „školski“ model restrukturiranja, koji je po svim pokazateljima najuspješniji u Europi (Jamassb i Pollit, 2005). Nordijski model također je doveo do povoljnih ekonomskih učinaka na proizvođače i na industriju (Bye i Hope, 2005).
- *Promptna tržišta energije i pomoćnih usluga sustava moraju biti transparentna i dostatno harmonizirana s tržištima prijenosnih kapaciteta.* Osnovni problem reforme sektora električne energije u Europskoj uniji je u tome da u većem dijelu toga prostora ne postoji harmonizacija navedenih komponenti tržišnog sustava. I u teoretskoj domeni postoje razmimoilaženja oko toga što je optimalni dizajn tržišta. Dilema između sustava s lokacijskim cijenama i s odvajanjem tržišta energije od upravljanja zagušenjima prijenosnog sustava teoretski je razjašnjena npr. u Stoft (2003). Oba modela su načelno ravnopravna, i ujedno optimalna. Stoga to pitanje treba prebaciti iz teoretske u praktičnu sferu.
- *Svaki tržišni i institucijski dizajn mora sadržavati mehanizme za sprečavanje zlorabe tržišne snage.* Tržišna snaga generatorskih jedinica potječe od zagušenja prijenosne mreže, uslijed kojih se neće moći angažirati generatorska jedinica s manjim troškovima. Upravo je zloraba tržišne snage jedan od osnovnih razloga kalifornijske krize.

- *Potrebno je kreirati regulatorna tijela sposobna za učinkovitu regulaciju prirodnih monopola – prijenosa i distribucije.* Troškovi prijenosa i distribucije čine značajan dio, oko 50%, finalne maloprodajne cijene električne energije. Performanse operatora mreža izravno utječu na kvalitetu usluge isporuke energije kupcima. Ključna uloga regulatora je u kreiranju odgovarajućih programa rada i razvoja mrežnih operatora. Osnovna je ideja da rad mrežnih operatora bude pod nadzorom regulatorne agencije.
- *Potrebno je osigurati dostatnu razinu investicija u prijenosne mreže.* Glavna primjedba Europske komisije je navodna nemogućnost dovoljnog investiranja od strane operatora koji su u vlasništvu nacionalnih elektroprivrednih poduzeća. Nedostatni mrežni kapaciteti razdvajaju tržišne zone, i onemogućuju učinkovito formiranje zajedničkog tržišta.
- *Tijekom restrukturiranja sektora potrebno je osigurati visoku razinu pouzdanosti u radu sustava.* Javno mnijenje vrlo je osjetljivo čak i na razmjerno blage poremećaje u elektroenergetskom sustavu. U nepovoljnom slučaju to može izazvati političke pritiske na kompanije, odnosno do ponovnog miješanja države u uvjete poslovanja kompanija. Problem održavanja određene razine pouzdanosti leži u činjenici da pouzdanost košta, jer se u bitnome svodi na dostatne investicije u proizvodne objekte.
- *Potrebno je voditi osmišljenu politiku liberalizacije maloprodajnog tržišta, i razmotriti ekonomske načine za povećanje zahvata tržišta mjerenog u realnom vremenu.* Uobičajeni tijekom restrukturiranja sektora podrazumijeva postupno oslobađanje skupine tzv. povlaštenih potrošača po kriteriju godišnje potrošnje. U tu kategoriju najprije ulaze najveći potrošači, a prag godišnje potrošnje kod kojega kupac može ostvariti povlaštenu status (tj. mogućnost da kupuje energiju od dobavljača po svome izboru) vremenom se snižava. Danas je već uobičajeno da svi potrošači mogu (ali ipak ne moraju) iskoristiti povlaštenu status.

4.2. Dinamika regulatornog procesa i uloga strateški jakih tržišnih sudionika

Opće regulatorne ciljeve na nekom tržištu koje zahtijeva regulatornu intervenciju relativno je lako načelno zamisliti, ali ih je bitno teže točno formulirati. Definiranje regulatorne politike koja će biti konzistentna s određenim ciljevima predstavlja također značajan problem, a dizajn učinkovitih mehanizama pomoću kojih će regulatorna politika dovesti do željenih rezultata na tržištu sam po sebi je vjerojatno najteži korak kojega treba poduzeti u ovom lancu. Na kraju, rezultati politike trebali bi se poklapati s definiranim ciljevima (što često u praksi nije slučaj), pod pretpostavkom da su i sami ciljevi uopće bili dobro formulirani. Bit ovog teoretskog zapažanja jest u tome da su u čitavom ovom složenom procesu sami objekti regulatornog djelovanja države najčešće na neki način ostavljeni po strani, te im je namijenjena uglavnom pasivna uloga "izvršnih članova" regulacijskog mehanizma,

kojega osmišljava i implementira netko drugi – javne agencije i vladine institucije, često bez osobite međusobne koordinacije, a isto tako i bez velikog poznavanja relevantnih informacija (klasičan problem asimetrije informacija) i poželjnih rezultata politike koju trebaju osmisлити. U takvim uvjetima, kreatori i izvršitelji regulatornih politika rado posežu za jednostavnim sintetičkim informacijama s tržišta, temeljem kojih "mjere" učinke politike, a koje su *per se* dovoljno razvidne da ih nije lako bitno izobličiti od strane tržišnih sudionika, koji pak po prirodi stvari odašilju signale prema regulatornom stratumu unoseći u njih možda i znatnu dozu šuma, ponašajući se u skladu sa svojim partikularnim strateškim interesima. Stoga će se, premda to nije glavni istraživački cilj ove disertacije, problemu regulacije određene industrije pristupiti kao dinamičkom sustavu u kojemu, da bi bio učinkovit, moraju aktivno sudjelovati i sami objekti regulacije.

Poticajne sheme regulacije iz danas etabliranih teorija iz područja industrijske organizacije (npr. Laffont i Tirole, 1993) mogu se smatrati temeljem takvog pristupa, s tim da je opravdano očekivati da postoji i mogućnost nadgradnje takvog modela, koja bi omogućila prvenstveno da u njemu sudjeluju i druge kompanije, koje nisu (nužno) predmetom izravnog djelovanja regulatornog mehanizma, ali su silom prilika pod njegovim utjecajem. No, upravo dizajn takvih modela može i treba biti predmetom daljnjih istraživanja, pri čemu će se ovom disertacijom zahvatiti samo u jedno specifično područje unutar industrije električne energije.

Samo pitanje kreiranja regulatornog modela koji će dovesti do ostvarenja postavljenih regulatornih ciljeva potrebno je sagledavati u kontekstu suvremene **teorije dizajna ekonomskih mehanizama** (npr. Hurwicz i Reiter, 2006), a koja među ostalim govori o kreiranju učinkovitih mehanizama, karakteriziranih kompatibilnošću s realnim ekonomskim poticajima prema njihovim sudionicima. U ovoj disertaciji ta teorijska spoznaja postavlja se u središte istraživačkog problema kreacije učinkovitog ekonomskog mehanizma (odnosno, regulatornog mehanizma jer se u konkretnom slučaju radi o specifičnom pitanju iz domene regulacije pristupa mrežnim resursima), i njome se opravdava doktrina koju zastupa autor, a prema kojoj učinkovit **regulatorni mehanizam** mora biti (ako je ikako moguće) **samoodrživ**, što znači da u sebi mora sadržavati realne (stvarne, najčešće financijske) poticaje za aktere mehanizma da se i u kratkom i u dugom roku ponašaju onako kako je "u interesu" ostvarivanja zadanih regulatornih ciljeva. Pri tome se zastupa i stav da, kada država propisuje "pravila igre" ograničavajući tako strateški prostor reguliranih i ostalih kompanija, ta pravila moraju biti lako **provediva**, što znači da država preko svojih organa (npr. regulatornih agencija) mora biti u stanju jednostavno i točno provjeriti poštuje li svaka od kompanija zadana "pravila igre", te isto tako odrediti učinkovite regulatorne mjere kojima će odvratiti kompanije od narušavanja pravila. U protivnom, kompanije će nastojati vući strateške poteze s ciljem izigravanja pravila i postizanja vlastitog probitka, a sam regulatorni proces postat će opterećen strateškim igrama između kompanija i regulatora, pri čemu veliku ulogu ima asimetričnost informacija. **Stoga je ciljeve regulatorne politike potrebno, kada god je moguće, nastojati ostvariti poticajnim regulatornim shemama umjesto prisilnih.**

4.3. Kontekstualizacija istraživačkog problema na povezana tržišta međuoperatorskog poravnanja i alokacije prekograničnih kapaciteta

Aktualni ITC mehanizam i mehanizam tržišne dodjele prekograničnih kapaciteta opisani su redom u poglavljima 3.5. i 3.6. Ta su dva mehanizma u regulatornoj sferi osmišljena tako da ne ovise jedan o drugom, a u stvarnosti, između njih postoji značajan stupanj ovisnosti, premda ga nije lako specificirati. Teškoće u specificiranju proizlaze iz toga što je ITC kompenzacija utemeljena na fizikalnim tokovima preko granica (ili, preciznije rečeno, na aproksimaciji fizikalnih tokova pomoću samo šest trenutnih snimki tokova snaga po vodovima u jednom mjesecu), dok su alokacije kapaciteta utemeljene na ugovornim rasporedima za prijenos energije preko granice. Fizikalni tokovi ne slijede točno ugovorne rasporede. Ponekad su ta odstupanja značajna. Povezanost tih dvaju mehanizama, onako kako su oni ustanovljeni po važećim regulatornim pravilima, možemo opisati na sljedeći način:

- Ako su sve, ili barem neke, granice mreže jednog operatora sustava prema drugima „jako propusne“, tj. ako su njihovi izgrađeni kapaciteti za prijenos energije veliki u odnosu na potražnju za njima, te ako je njegova unutarnja horizontalna mreža isto tako propusna, renta zagušenja koju će prikupiti taj operator bit će u principu mala, štoviše, na većini aukcijskih dodjela bit će jednaka nuli.
- Takav sustav imat će, istodobno, tendenciju „privlačenja“ tranzitnih tokova, zato što je „otpor“ kojeg mreža pruža prolasku električne energije, evidentno, razmjerno mali. No, to opet ovisi i o tome kakvi su „otpori“ susjednih mreža. Stoga bi, u načelu, takvi sustavi trebali imati i tendenciju „privlačenja“ neto prihoda iz ITC mehanizma.
- Stoga ispada da bi ova dva mehanizma bila dobro balansirana kada bi povećanje neto prihoda iz ITC sustava, zbog povećanih tranzita, barem približno kompenziralo koincidirajući izostanak prihoda od dodjele prekograničnih kapaciteta.
- Međutim, kao što smo pokazali u poglavlju 3.5., ITC mehanizam zapravo nije utemeljen na ekonomici, nego na političkom kompromisu i ideji o „pravednoj“ preraspodjeli prihoda i troškova, pri čemu je ona na kraju ispala toliko pravednom, da nemali broj operatora sustava koji sudjeluju u mehanizmu poduzima ozbiljne investicije da „odbije“ tranzite iz svoje mreže.
- U istom smo poglavlju ustanovili da je to posljedica današnje regulatorne situacije, u kojoj je prevladala ideologija potpunog uklanjanja zagušenja, koja je dovela do toga da se prihodi operatora sustava od prekograničnog prijena energije nastoje u dugom roku anulirati, dok se eksternalije internih zagušenja, dakle troškovi koje unutarnja mreža „izvozi“ okolnim operatorima sustava, uopće ne vrednuju prema svojoj ekonomskoj vrijednosti.
- U takvoj situaciji, politička ideologija prisutna u europskom prostoru proizvela je ITC mehanizam koji doduše funkcionira (jer je, uglavnom pod paskom politike EU-a, prihvaćen od strane europskih operatora sustava), ali na pogrešan način, i kao takav je osporavan od mnogih industrijskih čimbenika, ali i ekonomske struke i znanosti.

To je bio glavni motiv za odabir ove istraživačke teme i problema. Prva ideja bila je da se pokuša korigirati ITC mehanizam i način njegovog povezivanja sa sustavom alokacije prekograničnih kapaciteta, na taj način da se kreira poticajno okruženje za operatore sustava, kako bi oni (barem neki od njih, koji prolaze „loše“ u sadašnjem ITC mehanizmu) bili poticani da pružaju uslugu tranzita, koja je u načelu društveno korisna, jer doprinosi iskorištenju već izgrađene infrastrukture. Prihodi za takav ekonomski poticaj pribavljali bi se iz dodjele prekograničnih kapaciteta.

Zamišljeni cilj bio je da se kreira povezani ekonomski mehanizam, u kojem će se odgovarajuća redistribucija sredstava vršiti temeljem samostalnih poslovnih odluka uključenih agenata na tržištu. Bilo je potrebno istražiti je li ostvariv takav mehanizam, koji će dovesti do ravnoteže i do adekvatne redistribucije eksternih troškova unutarnjih mrežnih zagušenja (zbog kojih uopće i nastaju tranziti i potreba za njihovom financijskom kompenzacijom). Ovaj tip istraživačkog problema postajat će u Europi sve važnijim, jer će suvremene tendencije okrupnjavanja tržišta, a bez okrupnjavanja upravljanja njegovom materijalnom i (djelomice) organizacijskom infrastrukturom, što se smatra pitanjem suverenosti pojedinačnih država, vremenom dovesti do potrebe za kreiranjem drugih i ekonomski još važnijih kompenzacijskih mehanizama, nego što je to aktualni ITC sustav (poglavlje 3.6.).

4.4. Mogućnost kreiranja poticajnog regulatornog modela

Na početku teoretskih istraživanja opisanih u ovoj disertaciji kreiran je jednostavan model spajanja dvaju tržišta električne energije, koji je, naravno, poznat i dobro opisan u literaturi. Međutim, za potrebe ovog istraživanja on je razložen do najsitnijih potankosti. Nakon toga je on matematički „preslikan“ na opću situaciju spajanja proizvoljnog broja tržišta. Pritom je proizašlo (što je također od ranije poznata činjenica) da je tržište koje nastaje cjenovnim povezivanjem više tržišnih zona nekompletno (engl. *incomplete market*), jer je kriterij za izjednačavanje cijena moguće postići pri različitim razinama konačne zajedničke cijene, što u matematičkom smislu znači da sustavi jednadžbi za izjednačavanje cijena u svim zonama nemaju rješenja pošto su pod-određeni, osim za slučaj spajanja dvaju tržišta.

No, daljnjim istraživanjem došlo se do načina formiranja kompletnog tržišta, koje za svaki broj povezanih tržišta ima jednoznačno ravnotežno stanje. Ono ne dovodi do potpunog izjednačavanja cijena, ali je približenje tom „idealu“ to veće, što je obuhvatnija integracija tržišta (odnosno, što se veći broj tržišnih zona poveže, kako bi se između njih omogućila slobodna, tržišno utemeljena razmjena energije). Naime, iz ovog je istraživanja proizašlo da tržište postaje kompletno onda kada se u procesu trgovanja uvažava i **ekonomska vrijednost prava na transport energije** između tržišnih zona. Naime, pod pretpostavkom trenutno važećih regulatornih pravila, ciljano stanje sustava je takvo, da je razmjena potpuno slobodna, tj. da količina energije koja se razmjenjuje između povezanih zona

ovisi samo o ekonomskom interesu proizvođača, trgovaca i opskrbljivača. Operatori prijenosnih sustava (ili, još bolje i općenitije kazano u predmetnom kontekstu, organizatori tržišta) po pretpostavci su regulirani subjekti, čija je svrha upravljanje fizičkom i tržišnom infrastrukturom, i koji zapravo nemaju ulogu u procesu trgovanja električnom energijom.

Ekonomska vrijednost prava na prijenos energije vrednuje se na taj način da operatori sustava, nudeći svoj „proizvod“, a to je pravo na prijenos preko granica tržišta, nastoje maksimalizirati svoj financijski rezultat iz prodaje tog prava, znajući i da svi ostali operatori sustava pokušavaju činiti to isto. Prema tome, svi operatori sustava u ovom kontekstu postaju međusobni konkurenti, natječući se za prihode koje ćemo prilikom prikaza ovog dijela istraživanja nazivati jednostavno „rentom zagušenja“, i sudjeluju u nekooperativnoj igri koja, pokazuje se, ima jednoznačno i stabilno rješenje, te kao takva ima karakter Nashove ravnoteže. Provjerom osobina tako osmišljenog sustava pokazali smo i da on, kao ekonomski mehanizam, u sebi ima automatski ugrađenu tendenciju da interna zagušenja evaluira njihovom stvarnom ekonomskom vrijednošću, tako da se ideja ITC kompenzacijskog sustava prirodno ugrađuje u takav način organiziranja tržišta.

Prema tome, istraživanjima opisanima u poglavlju 5. došlo se do mogućnosti da se povežu tradicionalno regulirani i neregulirani dio sveukupnog tržišta električne energije, i to na način da se u smislu dodjele (i tržišne evaluacije) prava na transport energije između tržišnih zona operatori sustava jednostavno „oslobode“ regulatorne stege, i da im se omogući da resursom kojim raspolažu gospodare na način na koji bi gospodarilo bilo koje poduzeće na slobodnom tržištu – nastojeći maksimalizirati vlastiti profit. (S obzirom da su troškovi organiziranja dodjele prava na prijenos prije svega efemerni u odnosu na ukupne troškove operatora sustava, a k tome su i fiksni u odnosu na količinu transferirane energije, maksimalizacija profita točno odgovara maksimalizaciji prihoda od te djelatnosti.) Upravo u tome je suštinska novina ovdje predloženog modela tržišnog mehanizma. S obzirom na opće ukorijenjenu ideologiju, da izjednačavanje cijena vodi ka maksimalizaciji ukupne društvene dobrobiti, ovdje je potrebno uvodno napomenuti da je to točno ako se ignoriraju izravni troškovi prijenosa (o čemu se govori npr. u Stoff, 2006), ali isto tako ako se ignoriraju eksterni troškovi energije izgubljene u transportu. Kad se oni uzmu u obzir, predloženi model bolje eksploatira potencijal za ostvarivanje društvene dobrobiti razmjenom energije od onoga s potpunim izjednačavanjem cijena.

Važne spoznaje koje je potrebno istaknuti u vezi predloženog modela su sljedeće:

- ITC mehanizam, kakav je danas, uz današnja regulatorna pravila nije tržišno adekvatan, a uz korektan opći dizajn tržišta nije potreban;
- pod korektnim dizajnom smatramo onaj, koji uvažava ekonomsku vrijednost prava na transport energije (engl. *transmission right*).

Sve ovo ćemo detaljno razložiti u poglavlju 5.

4.5. Formuliranje istraživačkih hipoteza i logička konstrukcija njihovog dokazivanja

H1. Današnji regulatorni model multilateralnog međuoperatorskog poravnanja (ITC) tržišno je neučinkovit, te je stoga i tržišno neprihvatljiv.

- H1.1 Današnji ITC sustav kao *ekonomski mehanizam* dovodi do znatnih odstupanja u smislu redistribucije prihoda mrežnih operatora s obzirom na zamišljene ciljeve ITC mehanizma na tržištu električne energije.
- H1.2 Strateške investicijske odluke nekih operatora sustava u odnosu na sudjelovanje u ITC mehanizmu usmjerene su na *smanjivanje vlastitih prihoda* iz njega, što ukazuje na to da ekonomski mehanizam ITC sustava ne daje odgovarajuće (poticajne) cjenovne signale.

H2. Moguće je načiniti poticajni ekonomski mehanizam koji osigurava ispravne dugoročne signale za investiranje u transportnu infrastrukturu.

- H2.1 Kombiniranjem reguliranog sustava multilateralnog međuoperatorskog poravnanja (ITC) i nereguliranog sustava tržišne alokacije (oskudnih) prekograničnih kapaciteta za transport električne energije, nastaje *zajednički poticajni regulatorni model*, koji omogućuje učinkovito funkcioniranje tržišta u smislu pružanja odgovarajućih dugoročnih cjenovnih signala koji će osigurati adekvatnost razvoja transportne infrastrukture.
- H2.2. Takav regulatorni model proizvodi tržišno učinkovite ekonomske signale, odnosno dovodi do ispravnih poticaja za strateške investicijske odluke u prijenosnu infrastrukturu za međunarodni transport električne energije.

Logička konstrukcija dokazivanja radnih hipoteza je sljedeća:

H1.:

Logička konstrukcija dokaza ove hipoteze temelji se na dokazivanju dviju navedenih pomoćnih hipoteza. H1.1 će se dokazivati analizom ekonomskog mehanizma postojećeg ITC sustava, s ciljem dokazivanja njegove poticajne neutemeljenosti (engl. *incentive incompatibility*), iz čega slijedi zaključak o njegovoj tržišnoj neprihvatljivosti. To će se također dokazivati ekonometrijskom multivarijantnom regresijskom analizom službenih podataka o proizvodnji, potrošnji, uvozu i izvozu električne energije, te tranzitu, uz ocjenu rezultata ITC poravnanja s obzirom na varijable na koje operator sustava ima utjecaj, pa ih može koristiti kao poluge svoje strategije. H1.2 će se dokazivati analizom primjera modela (vlastitih te iz znanstvene literature) u kojima je očito da postojeći ITC sustav ne daje korektne rezultate, kao i primjera investicijskih odluka operatora sustava iz literature, koje su svjesno donošene s ciljem smanjivanja njihovih prihoda iz ITC sustava. Time će se dokazivati da se nekim operatorima sustava više isplati ne davati uslugu tranzita energije za treće strane, iz čega ponovno slijedi tržišna neadekvatnost postojećeg ITC sustava. Dokazivanje ove pomoćne hipoteze *samo po sebi nije nužno, jer već samo dokazivanje H1.1 u logičkom smislu zaokružuje dokaz hipoteze*

H1. Ono je zamišljeno kao dodatan dokaz da barem neki operatori sustava koji su članovi ITC mehanizma zbog njegovog djelovanja imaju jasan financijski interes da ne pružaju uslugu tranzita trećim stranama.

H2.:

Dokazivanje ove glavne hipoteze kroz dvije pomoćne hipoteze predstavlja u stvari dokazivanje postojanja elemenata potrebnih da bi poticajno utemeljen ekonomski mehanizam bio implementabilan u smislu teorije dizajna ekonomskih mehanizama (Hurwicz i Reiter, 2006; Maskin, 2008). Najprije će se predložiti mehanizam s korektno usmjerenim ekonomskim poticajima. Metode za dokazivanje ovih odnosa bit će prvenstveno teoretska analiza i modeliranje složenih interakcija u povezanim tržištima električne energije, zatim analiza dodatne društvene dobrobiti (engl. *welfare*) koja nastaje zbog povezivanja tržišta, te analiza cjenovnih signala koji potiču ekonomske agente da donose investicijske odluke koje su u skladu s ciljevima regulatorne politike. Pomoćna hipoteza H2.2 služi kako bi se dokazalo da predloženi novi ekonomski mehanizam, odnosno regulatorni model, proizvodi ekonomske signale koji potiču tržišne sudionike da donose dugoročne investicijske odluke koje doprinose regulatornim ciljevima. Tu se u prvom redu radi o analizi učinaka modela na distribuciju društvene dobrobiti, te numeričkoj simulaciji modela na tipičnim eksplanatornim ekonomskim modelima.

5. MODEL ZAJEDNIČKOG MEHANIZMA MEĐUOPERATORSKOG PORAVNANJA I TRŽIŠNE ALOKACIJE PREKOGRANIČNIH KAPACITETA

5.1. Interakcije tržišta međuoperatorskog poravnanja i alokacije prekograničnih kapaciteta

U današnjoj organizaciji tržišta električne energije u Europskoj uniji, kao i u Energetskoj zajednici, međuoperatorsko poravnanje i upravljanje zagušenjima na granicama potpuno su odvojeni mehanizmi. Kao što smo već objasnili u poglavlju 3.5., ITC sustav oslanja se na fizikalne tokove energije, i to na način koji se ni izdaleka ne može smatrati dobrim i reprezentativnim. S druge strane, alokacije prekograničnih kapaciteta počivaju, u načelu, na ugovornim rasporedima prijenosa energije.

Preciznije govoreći, alokacije kapaciteta vrše se na dva temeljna, a bitno različita načina:

- Eksplicitne dodjele vrše se prema najavljenim rasporedima trgovanja unaprijed, kako je objašnjeno u poglavlju 3.6. Trgovac slobodno odabire preko koje/kojih granica će prevesti svoju energiju, i daje svoju ponudu (količinu i cijenu) na aukcijama za svako vremensko razdoblje koje ga zanima. Problem ovakve *forward* dodjele jest u tome što trgovac snosi rizik cijene. Naime, ako u trenutku isporuke cjenovna razlika između dviju zona bude manja od očekivane, trgovac će biti suočen s odustajanjem od namjeravane transakcije, i svim financijskim posljedicama tog odustajanja, koje ovise o pravilima za dodjelu i korištenje kapaciteta, a koja variraju od operatora do operatora. Stoga ovakav način dodjele najbolje odgovara granicama s čije jedne strane je konkurentno veleprodajno tržište električne energije, a s druge strane takvo tržište ili ne postoji u organiziranoj formi, ili pak u nekim razdobljima nije likvidno. Tada ne postoji rizik cijene za trgovca, već za kupce energije u ne-tržišnoj zoni. U takvim uvjetima, operator sustava ne-tržišne zone, koji ponekad postupuje motiviran populističkim razlozima, ima interes što više otvoriti granice, kako bi renta zagušenja, prenesena izravno na potrošače, bila što manja.
- Implicitne dodjele organiziraju povezana tržišta (npr. burze), pri čemu cijena prijenosa preko pojedine granice biva određena cjenovnim razlikama. Naravno, cjenovne razlike pak ovise o volumenu razmjene, koji opet ovisi o cijeni prijenosa. Utoliko, različiti algoritmi povezivanja mogu dati različite rezultate. Ukoliko u regulatornom smislu postoji propisano ili podrazumijevano načelo da je renta zagušenja potrebno minimalizirati, ishod ovakvog aranžmana može biti nepovoljan za mrežne operatore, jer oni neće uspjeti prikupiti prihod po osnovi skrivene cijene (engl. *shadow price*) zagušenja. Dalje, u najosnovnijoj varijanti implicitnih dodjela postoji problem tranzita koji nastaju uslijed toga što ugovorene i fizičke

razmjene po granicama ne moraju biti iste. Taj problem rješava se kompleksnim algoritmima trasiranja transakcija u skladu sa procijenjenim stvarnim tokovima koje svaka pojedina transakcija izaziva u mreži. Radi se o vrlo složenim tehničkim algoritmima, koje na ovom mjestu ne možemo obrazlagati. No, ideja je da se transakcije trasiraju (približno) onako kako stvarno teku, čime će na svakoj granici potražnja za kapacitetom odgovarati stvarnim, a ne proizvoljnim, rasporedima. Ovo evidentno zahtjeva koordinirano vođenje procesa dodjele kapaciteta i određivanja njegovih cijena po pravcima razmjene.

Bez obzira na više ili manje sofisticirani oblik dodjele kapaciteta korisnicima (trgovačkim poduzećima), evidentno je da neka veza između upravljanja zagušenjima i sustava međuoperatorskog poravnanja mora postojati. Ona, naravno, nije i ne može biti apsolutno jednoznačna. Zbog čega je to tako?

Pretpostavimo da su prekogranični kapaciteti na granicama nekog mrežnog operatora prema vanjskom svijetu vrlo veliki, i u svakom slučaju dostatni za svaku razinu potražnje. Što to zapravo znači? Bez ulaženja u elektrotehničku struku, intuitivno je jasno da „struja bira put manjeg otpora“. (To je „mudrost“ koja se kao retorički obrazac uči od malena.) Stoga će, ako u okolini postoje interna ili prekogranična zagušenja (mjesto na kojima struja nailazi na „veliki“ otpor), energija imati tendenciju prolaska kroz ovaj nezagušen sustav. Drugim riječima, činjenica što je neki operator u prošlosti puno uložio u svoju internu i interkonektivnu mrežu, pa je ona postala toliko propusna, govori da mu, kolokvijalno rečeno, „nitko nije bio kriv“ što je poduzimao možda i prevelike investicije. Drugi se jednostavno mogu time okoristiti, kao što smo opisali u primjerima defekta ITC sustava u poglavlju 3.5. Stoga nije nužno „pravično“ da operator ostvaruje pravo na naknadu zbog prihvatanja nečijeg tranzita, jer bi taj tranzit zacijelo prošao nekim drugim putem, „putem manjeg otpora“, da je operatorova mreža izgrađena kao manje prohodna. No opet, kad predmetni operator ne bi bio tu, ili kad ne bi imao tako prohodnu mrežu, onaj drugi operator, u čijem zagušenom sustavu nastaje tranzit, bio bi možda i u velikim problemima, i morao bi poduzimati značajne ubrzane investicije, kako bi omogućio maksimalizaciju društvene dobrobiti u svojem kontrolnom području.

Kao što vidimo, problem međuoperatorskog poravnanja u biti je **problem dugog roka**, i on ima veze s dinamikom i količinom, te svrhovitošću investicijskih zahvata u prijenosne mreže. Vrlo često se ti zahvati poduzimaju bez koordinacije na široj osnovi. (Naravno, *dva* operatora koji grade novi vod između svojih mreža su u tom poduhvatu po definiciji koordinirani.) Čak i kada postoje koordinacijske aktivnosti na širokoj razini, poput desetgodišnjih razvojnih planova ENTSO-E-a, odluke u njima nisu nužno utemeljene na tehno-ekonomskoj analizi, nego se ponekad osnivaju i na određenoj dozi ideologije. To je posebno karakteristično za europski prostor, a mnogo manje ili nikako za sjeverno-američki.

Pa kako onda povezati sustav poravnanja sa sustavom alokacije prekograničnih kapaciteta, koji će kreirati **dugoročne cjenovne signale** prema tržišnim akterima, a u čiju kategoriju nužno moramo

uključiti i operatore prijenosnih sustava? Dodatan problem u ovom istraživanju odnosi se na europsku specifičnost – nedostatak političke volje za upravljanje tržištem i sustavom na nadnacionalnoj razini. Stoga ćemo potražiti rješenje koje podrazumijeva **nekoordinirano postupanje** operatora sustava.

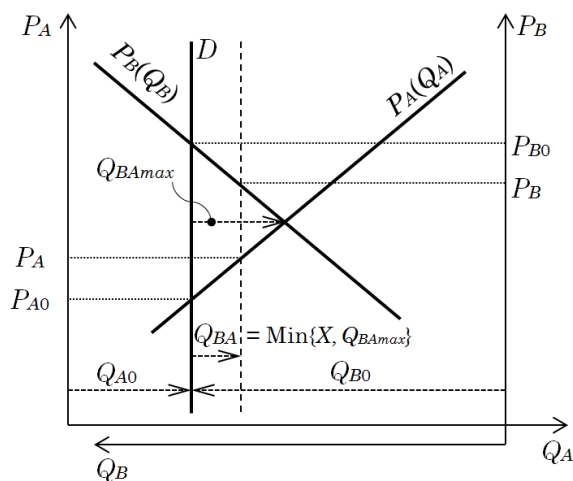
Kao što ćemo dokazati u poglavlju 5.2. i njegovim pod-poglavljima, promjena paradigme rada operatora sustava, barem u smislu alokacije prekograničnih resursa, ili točnije, u smislu **prodaje financijskih prava na prijenos energije između povezanih tržišta**, prema kojoj ti operatori više neće biti prisiljeni minimizirati (anulirati) prihode od prodaje tih prava, nego će moći **postupati kao ravnopravni slobodni tržišni sudionici, maksimalizirajući prihode** od prava prijenosa (pa time i od renta zagušenja), te poslujući u **strateškom konkurentskom nadmetanju sa svim ostalim operatorima sustava**, vodi ka **prirodnoj integraciji sustava poravnanja i alokacije kapaciteta (tj. prava prijenosa)**, u kojoj egzistencija **posebnog mehanizma za poravnanje između operatora sustava više nije potrebna**, jer se tako ustrojeno tržište samo brine za odgovarajuću alokaciju resursa i u slučaju tranzita i kružnih tranzita.

5.2. Formiranje regulacijskog mehanizma s adekvatnim cjenovnim signalima

5.2.1. Modeliranje učinka povezivanja tržišta električne energije na društvenu dobrobit

U ovom poglavlju načinit ćemo uvod u ekonomiku povezivanja tržišta radi razmjene električne energije sa stanovišta utjecaja na društvenu dobrobit. Primijenit ćemo najprije analizu jednog jednostavnog modela s dva tržišta – jedno izvozno, a drugo uvozno – povezana određenim prijenosnim kapacitetom, koji se može i proširiti dogradnjom novih „prometnica za energiju“, tj. dalekovoda. Predodžbe od kojih ćemo krenuti etablirane su u literaturi (npr. Supponen, 2012), a analiza društvene dobrobiti (engl. *welfare*), na temeljima izloženim u Jones (2005), poslužit će nam u konačnici da spoznamo koje resurse je potrebno preraspodijeliti mehanizmom koji je predmet istraživanja u ovoj disertaciji, kakav bi trebao zamijeniti postojeći ITC sustav. Slika 5.2.1.-1. prikazuje dva koordinatna P - Q sustava, okrenuta jedan prema drugom zbog lakšeg grafičkog prikazivanja odnosa između dva povezana tržišta. Tržište A (lijevi, „normalno“ usmjereni koordinatni sustav) sadrži krivulje ponude i potražnje. Funkcija ponude predstavljena je pravcem $P_A(Q_A)$, dok je potražnja modelirana beskonačno neelastičnom funkcijom, okomitim pravcem $D = Q_{A0}$.

Savršena neelastičnost potražnje dobar je model na tržištima u realnom vremenu (koja se, zapravo, organiziraju u zadnjem trenutku prije realnog vremena, u kojem je moguće organizirati proces trgovanja, obično sat vremena unaprijed, i to svakog dana za svaki sat u danu). Tržište B (desni, „naopako“ usmjereni koordinatni sustav) sadrži funkcije ponude i potražnje na tržištu B, redom: $P_B(Q_B)$ i $D = Q_{B0}$. Funkcija ponude je rastuća u odnosu na smjer porasta varijable Q_B na apscisi B grafikona. Iz perspektive koordinatnog sustava A ona „izgleda“ padajuće. Treba uočiti kako su u relativnom smislu posložena ova dva grafa: ordinatna os grafa A nalazi se za Q_{A0} lijevo od okomitog



Slika 5.2.1.-1. Uz *welfare* analizu ulaganja u dodatni prijenosni kapacitet X između dvaju tržišta električne energije.

pravca D koji modelira potražnju na tržištu A. Ordinatna os grafa B nalazi se, gledajući iz „normalne“ perspektive, za Q_{B0} desno od pravca koji modelira potražnju na tržištu B. No, isti pravac modelira obje potražnje, a udaljenost apscisnih osi lijevo i desno od njega određena je neelastičnim potražnjama Q_{A0} i Q_{B0} . Takav je prikaz zgodan zbog toga što svaka trgovina između ovih dvaju tržišta (tako da npr. opskrbljivač (agent koji zastupa krajnje potrošače) iz jedne zone kupuje na tržištu druge) dovodi samo do pomaka pravca potražnje ulijevo ili udesno, dok sve ostalo ostaje u grafičkom smislu isto.

Na slici se odmah uočava da je, u odsustvu razmjene, cijena na tržištu A niža od cijene na tržištu B. Kako se na oba tržišta potražnja i ponuda sijeku, ni jedno od njih nije deficitarno u energiji. Dakle, deficitarnost energijom nije (nužno) razlog zašto bi postojao ekonomski poriv za trgovinom između ova dva područja. Pa ipak, opskrbljivači koji kupuju na tržištu B rado bi kupovali i na tržištu A, jer je tamo ravnotežna cijena niža. Da bi se to moglo ostvariti, između tih tržišta mora postojati „autoput“ za prijenos energije – prijenosna mreža (jedan ili više dalekovoda). Svaki prijenosni kapacitet je ograničen fizikalnim mogućnostima prijenosa, slično kao što svaki autoput ima konačnu propusnost u broju automobila na sat. Pretpostavimo da je prijenosni kapacitet mreže koja spaja ove dvije zone jednak X megavata (MW). Tada će se iz jedne u drugu zonu moći eksportirati energija od najviše X megavatsati (MWh) u svakom satu. (Trgovanje električnom energijom najčešće se razmatra u satnim intervalima.) Stoga će opskrbljivači iz zone B moći kupovati određeni dio energije iz zone A, smanjujući potražnju u zoni B i povećavajući istodobno potražnju u zoni A. To će dovesti do rasta cijene u zoni A i pada cijene u zoni B.

Sada ćemo formalno analizirati što se događa s društvenom dobrobiti, koju Tirole (1988) definira jednostavno kao zbroj svih ostvarenih dobrobiti (dakle, bez težinskih faktora s obzirom na potrošače, proizvođače i eventualno ostale), kad se odvija razmjena između zona (energija teče iz zone s nižom u zonu s višom cijenom), kako bismo iz toga izveli elementarne zaključke važne u prvom koraku formuliranja mehanizma koji je predmet ovog istraživanja.

Funkcije ponude u zonama A i B neka budu:

$$P_A(Q_A) = \alpha Q_A + \beta. \quad (5.2.1.-1)$$

$$P_B(Q_B) = \gamma Q_B + \delta. \quad (5.2.1.-2)$$

Uz potražnju Q_{A0} i Q_{B0} , ravnotežne cijene u početnom stanju su:

$$P_{A0} = \alpha Q_{A0} + \beta. \quad (5.2.1.-3)$$

$$P_{B0} = \gamma Q_{B0} + \delta. \quad (5.2.1.-4)$$

Uz transfer energije $0 \leq Q_{BA} \leq X$ iz zone A u zonu B, nove ravnotežne cijene su:

$$P_A = \alpha(Q_{A0} + Q_{BA}) + \beta. \quad (5.2.1.-5)$$

$$P_B = \gamma(Q_{B0} - Q_{BA}) + \delta. \quad (5.2.1.-6)$$

Oznaka Q_{BA} znači da opskrbljivač(i) kupaca u zoni B kupuju energiju iz zone A. U obratnom smjeru ne dolazi do trgovine, jer je cijena u zoni B viša, pa je prema tome $Q_{AB} = 0$. Promjene cijena u promatranim zonama nastale uslijed trgovine su:

$$P_A - P_{A0} = \alpha Q_{BA}. \quad (5.2.1.-7)$$

$$P_B - P_{B0} = -\gamma Q_{BA}. \quad (5.2.1.-8)$$

Dakle, promjene cijene u zonama razmjerne su nagibu funkcije ponude u njima (α i γ), te volumenu trgovine, Q_{BA} . Cijena u zoni B pada, dok ona u zoni A raste.

Promjena dobrobiti (probitka, viška, *welfare-a*) potrošača na strani A iznosi:

$$\Delta W_{CA} = (P_{A0} - P_A) Q_{A0} = -\alpha Q_{BA} Q_{A0}. \quad (5.2.1.-9)$$

Naime, potrošači iz područja A i dalje će trošiti količinu Q_{A0} , ali po višoj cijeni nego do tada, pa njihov probitak pada. Potrošači iz područja B ostvarit će, nasuprot tome, nešto veći probitak:

$$\Delta W_{CB} = (P_{B0} - P_B) Q_{B0} = \gamma Q_{BA} Q_{B0}. \quad (5.2.1.-10)$$

Ukupni dodatni probitak svih potrošača jednak je:

$$\Delta W_C = \Delta W_{CA} + \Delta W_{CB} = (-\alpha Q_{A0} + \gamma Q_{B0}) Q_{BA}. \quad (5.2.1.-11)$$

Stoga je moguće da se ukupna dobrobit potrošača uopće ne mijenja, bez obzira na volumen trgovine.

Uvjet za to je:

$$\alpha Q_{A0} = \gamma Q_{B0}. \quad (5.2.1.-12)$$

Taj bi se uvjet ispunio u slučaju u kojem bi elektrane u zonama A i B bile izgrađene pomoću istih proizvodnih tehnologija, i u kojem bi instalirana snaga svake vrste elektrana u svakoj od zona bila razmjerna ukupnoj potrošnji u njima s istim koeficijentom razmjernosti. To znači da bi strmina funkcije ponude u zoni s K puta većom potrošnjom bila točno K puta manja. Treba zamijetiti da ovaj uvjet, koji je proizašao iz našeg jednostavnog modela, nije bez utemeljenja u stvarnosti. Naime, ako su dva sustava razvijana uz rukovođenje istom logikom namirenja ukupne potrošnje, i uz primjenu istih

tehnoloških rješenja, stanje opisano zadnjom jednadžbom, ili neko približno jednako njemu, sasvim je moguće. No, u općem slučaju, ta jednakost, naravno, ne vrijedi. Ukupna dobrobit potrošača linearna je funkcija razmjene energije, koja može biti rastuća ili padajuća. Zanimljivo je, nadalje, da će ukupna promjena dobrobiti potrošača biti veća od nule samo uz uvjet:

$$\gamma Q_{B0} > \alpha Q_{A0}. \quad (5.2.1.-13)$$

To znači da je veća relativna oskudnost instaliranog kapaciteta elektrana u odnosu na ukupnu potrošnju u zoni s višom cijenom nužan uvjet da bi potrošači ukupno imali koristi od razmjene energije među zonama. No, taj uvjet gotovo da je „prirodan“: cijene obično i jesu više tamo gdje je ponuda oskudnija u odnosu na potražnju.

Što se tiče proizvođača, oni u području A ostvarit će nešto veći probitak, jer će prodavati nešto više energije, k tome još i po nešto višoj cijeni, uslijed čega će funkcija promjene njihove dobrobiti očigledno biti kvadratna. Pritom, sav izgubljeni probitak potrošača smještenih u zoni A prelit će se proizvođačima u toj zoni. Naime, sa slike 5.2.1.-1 vidi se da promjena probitka proizvođača u zoni A iznosi:

$$\begin{aligned} \Delta W_{GA} &= (P_A - P_{A0}) Q_{A0} + \frac{1}{2}(P_A - P_{A0})(Q_A - Q_{A0}) = \\ &= -\Delta W_{CA} + \frac{1}{2}(P_A - P_{A0})(Q_A - Q_{A0}) = -\Delta W_{CA} + \frac{1}{2}(P_A - P_{A0})Q_{BA}. \end{aligned} \quad (5.2.1.-14)$$

Prvi član jednak je točno negativnoj vrijednosti potrošača smještenih u zoni A. Dakle, cjelokupan njihov gubitak dobrobiti pojavljuje se kao dobitak kod proizvođača u istoj zoni. Proizvođači, međutim, ostvaruju još jednu komponentu dodatne dobrobiti, opisanu drugim članom na desnoj strani ove jednadžbe.

Proizvođači na strani B doživjet će sljedeću promjenu dobrobiti:

$$\begin{aligned} \Delta W_{GB} &= -(P_{B0} - P_B)(Q_{B0} - Q_{BA}) - \frac{1}{2}(P_{B0} - P_B)(Q_{B0} - Q_B) = \\ &= -\Delta W_{CB} + (P_{B0} - P_B)Q_{BA} - \frac{1}{2}(P_{B0} - P_B)(Q_{B0} - Q_B) = \\ &= -\Delta W_{CB} + \frac{1}{2}(P_{B0} - P_B)Q_{BA}. \end{aligned} \quad (5.2.1.-15)$$

Kad se uzmu u obzir definicijske jednadžbe (5.2.1.-3) do (5.2.1.-6), dobrobiti proizvođača mogu se izraziti na sljedeći način:

$$\Delta W_{GA} = \frac{1}{2}\alpha Q_{BA}^2 + \alpha Q_{BA} Q_{A0}. \quad (5.2.1.-16)$$

$$\Delta W_{GB} = \frac{1}{2}\gamma Q_{BA}^2 - \gamma Q_{BA} Q_{B0}. \quad (5.2.1.-17)$$

Ukupna promjena dobrobiti proizvođača iz obje zone bit će stoga jednaka:

$$\Delta W_G = \Delta W_{GA} + \Delta W_{GB} = \frac{1}{2}(\alpha + \gamma)Q_{BA}^2 - (\gamma Q_{B0} - \alpha Q_{A0})Q_{BA}. \quad (5.2.1.-18)$$

Parabola koja prikazuje ovu kvadratnu funkciju uvijek je otvorena prema gore (tj., ima minimum). Njezine nul-točke su:

$$Q_{BA} \Big|_{\Delta W_G = 0} = \begin{cases} 2(\gamma Q_{B0} - \alpha Q_{A0})/(\alpha + \gamma) \\ 0 \end{cases} \quad (5.2.1.-19)$$

Uvjet da bi proizvođači bili ukupno na dobitku je isti kao u (5.2.1.-13), ali s obratnim smjerom nejednakosti. Kad je $\gamma Q_{B0} < \alpha Q_{A0}$, jedna nul-točka funkcije (5.2.1.-18) je negativna, a druga je nula, što znači da je ukupna novonastala dobrobit proizvođača pozitivna. Naime, sjetimo se da je $0 \leq Q_{BA} \leq X$. Ukupno gledajući, proizvođači nemaju interes u otvaranju mogućnosti za razmjenu energije, ako proizvodni kapaciteti u zoni s višom cijenom nisu u relativnom smislu oskudniji u odnosu na potražnju od onih u zoni s nižom cijenom. Naravno, pojedinačno gledajući, proizvođači koji se nalaze u zoni s nižom cijenom imaju interes u otvaranju tržišta, dok oni drugi nemaju. Ako je uvjet (5.2.1.-13) ispunjen, zbroj dobrobiti jednih i drugih bit će negativan, a u suprotnom pozitivan.

Sad ćemo obratiti pažnju na još jednu komponentu ukupne društvene dobrobiti, koja nastaje zbog razmjene energije između zona A i B. Riječ je o **renti zagušenja** (engl. *congestion rent*). To je iznos kojega ne prikupljaju ni proizvođači, ni potrošači, već treći entitet, operator prijenosnog sustava. Ako se u promatranom satu iz zone A u zonu B transportira količina energije Q_{BA} , renta zagušenja iznosi:

$$R = (P_B - P_A)Q_{BA} = -(\alpha + \gamma)Q_{BA}^2 + (P_{B0} - P_{A0})Q_{BA}. \quad (5.2.1.-20)$$

Zašto se ta ekonomska veličina povezuje s fizikalnom pojavom zagušenja? Ako je X maksimalni prijenosni kapacitet veze između zona A i B, operator prijenosnog sustava mora nekako spriječiti da trgovci s obje strane te veze ne ugovore razmjenu energije većeg iznosa od X u bilo kojem satu. S obzirom da se odluke o kupoprodaji donose slobodnom voljom agenata na tržištu, jedini zapravo učinkovit mehanizam za to jest uvođenje financijskog poticaja da svim agentima bude u interesu ponašati se tako da ne dođe do prevelikih tokova energije kroz spojni kapacitet vrijednosti X . Operator sustava to čini **naplaćujući rentu zagušenja u nekom iznosu R_X , kojeg on odredi**, a koji sprečava ugovaranje transfera energije većih od X . Dakle, ovdje je potrebno dobro uočiti: renta zagušenja iz gornje formule **nije** posljedica transfera energije Q_{BA} kojeg su ugovorili trgovci svojom slobodnom voljom. Naprotiv, ona je **nametnuta** od strane operatora sustava tako da njezin iznos sprečava trgovce da ugovore transfere energije veće od X .

Naime, opasnost da trgovci ugovore prevelike transfere energije iz zone A u zonu B postoji ako je kapacitet spojnog voda manji od količine razmjene Q_{BAmax} pri kojoj bi se cijene u obje zone izjednačile. Izjednačavanjem cijena nestaje financijski poticaj za opskrbljivače iz zone B da kupuju u zoni A, dok opskrbljivači iz zone A nikad nisu ni imali poticaj da dobavljaju energiju iz zone s višom cijenom, B. Upotrijebivši odnose (5.2.1.-3) do (5.2.1.-6), lako dobivamo da je najveći transfer energije kojeg bi agenti na tržištu htjeli ugovoriti jednak:

$$Q_{BAmax} = (P_{B0} - P_{A0})/(\alpha + \gamma). \quad (5.2.1.-21)$$

Razmjena energije između dviju zona fizički ne može biti veća od kapaciteta X , a zbog nestanka cjenovnog poticaja za razmjenu prilikom izjednačenja cijena ona neće nikad biti veća od Q_{BAmax} . Stoga za energiju razmjene vrijedi:

$$Q_{BA} = \text{Min}\{X, Q_{BAmax}\}. \quad (5.2.1.-22)$$

Drugim riječima, razmjena energije uvijek je jednaka kapacitetu X , osim kad on nadmašuje vrijednost Q_{BAmax} , u kojem slučaju je jednak toj vrijednosti.

Dakle, Q_{BAmax} ovisi samo o početnoj razlici u cijenama i graničnim troškovima proizvodnje u obje zone. Ako je taj iznos veći od kapaciteta spojnog voda X između zona A i B, opskrbljivači iz zone B imat će financijski interes i uz ugovaranje transfera energije koji bi ugrozio fizikalnu opstojnost spojnog voda. (Ovdje je nužno dati jednu vrlo kratku tehničku napomenu. Naime, preopterećen vod bi pregorio. Naravno, od toga ga štiti automatska zaštita, koja je u naravi tek nešto sofisticiraniji osigurač. Međutim, vod kojeg isklopi zaštita više ne može prenositi energiju. Zato operator sustava mora učiniti sve da spriječi preopterećenje bez da poduzima tehničke mjere.)

Zbog toga će operator sustava koji kontrolira predmetni spojni vod organizirati **aukciju kapaciteta**, na kojoj će svaki zainteresirani trgovac moći **zakupiti fizičko pravo na prijenos energije** (engl. *physical transmission right*). Postavlja se pitanje, **kolika je ekonomska vrijednost** tako licitiranog kapaciteta X ? Dakle, koliki iznos rente zagušenja će operator prikupiti prodajom kapaciteta X na aukciji, odnosno, koliko se najviše trgovcima isplati ponuditi za taj kapacitet, uz zadane karakteristike ponude i potražnje na tržištima A i B?

Opskrbljivači koji kupuju energiju iz zone A, kako bi opskrbili potrošače u zoni B, činit će to tako dugo, dok im je dodatna jedinica energije iz zone A jeftinija od one iz zone B, s tim da kupovina iznosa većeg od X nije moguća. Ako je $X < Q_{BAmax}$, iznos kupovine bit će točno jednak X . Kako se cijeni P_A pridodaje jedinična renta zagušenja, $r = R/X$, ukupna cijena energije Q_{BA} bit će očito $P_A + r$.

Financijski poticaj za takvu trgovinu nestaje kad dođe do izjednačenja cijena: $P_{AX} + r_X = P_{BX}$. Ovdje su P_{AX} i P_{BX} cijene u zonama A i B, koje se uspostavljaju zbog nametanja rente iznosa r_X . Dakle, ekonomska vrijednost r_X jednaka je razlici cijena $P_{BX} - P_{AX}$. Iz (5.2.1.-3) do (5.2.1.-6), stavivši X umjesto Q_{BA} , slijedi:

$$r_X = \gamma(Q_{B0} - X) + \delta - \alpha(Q_{A0} + X) - \beta = (P_{B0} - P_{A0}) - (\alpha + \gamma)X. \quad (5.2.1.-23)$$

Isti izraz može se nakon sređivanja napisati i u sljedećem ekvivalentnom obliku:

$$r_X = (\alpha + \gamma)(Q_{BAmax} - X). \quad (5.2.1.-24)$$

Potonja dva izraza modeliraju **funkciju potražnje za kapacitetom X** , s obzirom da oni specificiraju **rezervacijske cijene** r_X kojima tržišni sudionici evaluiraju kapacitet X . Tu je, međutim, potrebno obratiti pažnju na još dva detalja:

- Funkcija potražnje definirana je samo za pozitivne vrijednosti X . Kapacitet, kao *moгуćnost* prijenosa energije, ne može biti negativan.
- Zadnje dvije formule vrijede samo ako je $Q_{BAmax} \geq X$, što znači da renta zagušenja ne može biti negativna. Naime, kad bi spojni kapacitet između dvaju tržišta svojom veličinom nadmašivao iznos Q_{BAmax} , pri kojem dolazi do izjednačavanja cijena, trgovci unatoč tome ne bi ugovarali transfere veće od Q_{BAmax} zbog toga što za daljnju razmjenu više nema nikakvog financijskog poticaja.

Stoga ćemo funkciju potražnje za kapacitetom definirati preciznijim izrazom:

$$r_X = \text{Max}\{(\alpha + \gamma)(Q_{BAmax} - X), 0\} \quad \forall \quad X \geq 0. \quad (5.2.1.-25)$$

Prihod kojeg operator sustava ubire na aukciji kapaciteta X , a kojeg nazivamo rentom zagušenja, jednak je umnošku tog kapaciteta i jedinične rente zagušenja:

$$R_X = X \cdot r_X = \text{Max}\{(\alpha + \gamma)X(Q_{BAmax} - X), 0\} \quad \forall \quad X \geq 0. \quad (5.2.1.-26)$$

Prema tome, renta zagušenja kvadratna je funkcija kapaciteta X kojeg je operator sustava ponudio na aukciji kapaciteta. Jedna nul-točka te funkcije je očito $X_{(1)} = 0$, dok se druga nalazi u točki $X_{(2)} = Q_{BAmax}$. Drugim riječima, s jedne strane, rente zagušenja nema ako nema razmjene energije jer je kapacitet jednak nuli, a s druge strane, ona iščezava kad razmjena postane jednaka onoj koja dovodi do izjednačavanja cijena. Između te dvije krajnosti renta zagušenja opisana je kvadratnom funkcijom, koju možemo predočiti parabolom s maksimalnom vrijednošću u točki $X_{maxR} = Q_{BAmax}/2 = 1/2(P_{B0} - P_{A0})/(\alpha + \gamma)$. Najveći ostvariv iznos rente zagušenja jednak je:

$$R_{Xmax} = R_X(X_{maxR}) = 1/4(\alpha + \gamma)Q_{BAmax}^2 = 1/4(P_{B0} - P_{A0})^2/(\alpha + \gamma) \quad . \quad (5.2.1.-27)$$

Renta zagušenja pripada operatoru prijenosnog sustava. Međutim, s obzirom da taj operator proizvodi uslugu prijenosne mreže, koja ima karakteristike **javnog dobra**, jer predstavlja temeljnu infrastrukturu, može se opravdano smatrati da je renta zagušenja jedan oblik društvene dobrobiti. Važno je pitanje razdiobe rente zagušenja. Naime, u stvarnosti, prijenosnim kapacitetom koji spaja bilo koje dvije zone trgovanja električnom energijom upravljaju **dva operatora sustava**, s obzirom da se (u najvećem broju slučajeva) granice zona poklapaju s granicama država, koje, barem u Europi, imaju svaka svojeg operatora sustava. Izuzetak su Austrija s dva, te Njemačka i Velika Britanija s po četiri operatora prijenosnih sustava, koji su, međutim, u teritorijalnom smislu disjunktni, a njihove vanjske granice koincidiraju s državnim granicama (ENTSO-E, 2013, str. 71). Današnji isključivi model u Europi jest **raspodjela rente zagušenja naplaćene na nekoj granici u jednakim dijelovima** svakom od dvaju operatora sustava. Radi se o općeprihvaćenom uzusu, koji nije utemeljen ni na bilo kakvoj ekonomskoj logici, niti na obligatornim pravnim propisima. Stoga se može postaviti pitanje je li to najučinkovitiji model, bilo u smislu ukupne društvene dobrobiti, parcijalne društvene dobrobiti bilo koje od uključenih strana, ili pak kompatibilnosti s ciljevima regulatorne politike (što, naravno, ovisi o formulaciji tih ciljeva, koja ni sama po sebi ne mora uvijek biti optimalna).

Osim do sad obrađenih komponenti društvene dobrobiti koje nastaju zbog razmjene između različitih tržišta električne energije, potrebno je obraditi i još dvije, koje imaju karakter gubitka društvene korisnosti, a koje su neraskidivo vezane za samu razmjenu energije:

- trošak izgradnje prijenosnog kapaciteta X između dviju promatranih tržišnih zona;
- trošak energije koja se izgubi u razmjeni zbog fizikalnih razloga (uzrok gubitaka u prijenosu električne energije je zagrijavanje vodiča na dalekovodima, koje je neizbježno).

U prvom slučaju radi se o troškovima izgradnje i eksploatacije dalekovoda tzv. „gornje“ prijenosne mreže, koju možemo usporediti s autocestama („gornja“ mreža), u odnosu na županijske ceste („donja“ mreža). Riječ je, dakle, o vodovima koji omogućavaju velike transfere energije. Želi li omogućiti razmjenu energije između zona, društvo mora podnijeti sve kapitalne i operativne troškove takve infrastrukture. Međutim, izgradnja prijenosnih vodova za razmjenu sadrži u sebi još jednu dugoročnu posljedicu na dobrobit potrošača i proizvođača u promatranim zonama: kako ona doprinosi smanjivanju cjenovnih razlika, tako također doprinosi i smanjivanju ekonomskih poticaja za izgradnju novih proizvodnih kapaciteta u zoni s višom cijenom, gdje su oni deficitarni.

Zbog jednostavnosti, pretpostavimo da je ukupan trošak izgradnje i eksploatacije prijenosnog voda **razmjeran njegovom prijenosnom kapacitetu**. U prosječnoj situaciji, trošak će rasti s kapacitetom, ali sporije od proporcionalne zavisnosti. (Naime, tehnologija je takva, da dugoročni granični troškovi ulaganja i operiranja vodova po jedinici kapaciteta padaju s kapacitetom, tj. ponašaju se u skladu s predodžbom o padajućim graničnim troškovima s obzirom na kapacitet.) Nadalje, jasno je samo po

sebi da je, uz bilo koju odabranu tehnologiju, trošak ulaganja i operiranja približno razmjernan duljini izgrađenog/ih dalekovoda. Želimo li se zadržati u okviru pojednostavnjene analize kao do sada, te detalje moramo zanemariti, koncentriravši se na bit ekonomske pojave koju analiziramo. Stoga, naročito ako još pretpostavimo i da je promatrano ulaganje vrlo malo u odnosu na do sada već izgrađenu imovinu prijenosnog sustava, možemo ostati kod pretpostavke o linearnom odnosu između kapaciteta i njegovih troškova, pri čemu je sasvim neupitno da između kapaciteta vodova i njihovih ukupnih troškova u životnom ciklusu postoji čvrsta (ali ne savršena) pozitivna korelacija.

Tu pretpostavku moramo ugraditi u do sad razvijeni model. Pojam „prijenosni kapacitet“ znači sposobnost dalekovoda da prenese određenu količinu energije u jedinici vremena. On je ograničen tehničkim svojstvima voda. U bitnome, preveliki protok energije u jedinici vremena (tj. prevelika snaga opterećenja tog voda) prouzročila bi oštećenje voda zbog prekomjernog zagrijavanja njegovih vodiča. Ako je kapacitet voda X , prijenos energije bilo kojom snagom manjom od X megavata (MW) nije opasan za vod. To znači, ako se ograničimo na razmatranje prijenosa energije u satnim intervalima, da takav vod u bilo kojem satu može prenijeti najviše X megavatsati (MWh) energije. Ograničenje na satne intervale (a ne na kraće) opravdano je u ovom pojednostavnjenom modelu iz dva razloga: (i) stvarni protoci energije po prijenosnoj mreži u pravilu se unutar jednog sata ne mijenjaju za (pre)velike faktore; (ii) tržišta električne energije organizirana su najčešće satno, tako da se i rezultatne cijene i količine na njima formiraju u tom vremenskom rasporedu.

Kako je svaki izgrađeni prijenosni kapacitet X fiksni, i njegov je trošak **fiksni** u odnosu na energiju prenošenu tim vodom. Naime, prijenosni vod postoji već i samo zbog toga što je izgrađen, bez obzira teče li po njemu u promatranom satu ikakva energija, ili ne teče. (Utoliko su, da se poslužimo jednim ilustrativnim primjerom, prijenosni dalekovodi vrlo različiti od automobila, jer troškovi njihovog održavanja gotovo uopće ne ovise o prenesenoj energiji *per se* – protok energije metalnim vodičima ne djeluje ni na koji način štetno po njih. Kod automobila troškovi održavanja rastu s brojem prijeđenih kilometara, jer vožnja djeluje štetno na mnoge dijelove automobila.) Stoga ćemo, kad sve troškove u životnom vijeku dalekovoda svedemo na jedan sat, dobiti iznos gubitka društvene dobrobiti koji je jednak:

$$\Delta W_X = -kX, \tag{5.2.1.-28}$$

bez obzira je li u tom satu transfer energije jednak X , ili je manji. Ovdje je k konstanta koja povezuje prosječni satni gubitak društvene dobrobiti s veličinom kapaciteta X . Koliki može biti realan red veličine te konstante? Poslužit ćemo se primjerom:

Ukupan trošak izgradnje jednog dosta dugačkog (88 km) međunarodnog dalekovoda između Mađarske i Hrvatske, koji je dovršen 2011. godine, iznosio je oko 300 milijuna kuna (suma troškova s hrvatske i

mađarske strane). Prijenosni kapacitet tog dalekovoda je 2.200 MW. Pretpostavimo da je trošak kapitala kod njegove izgradnje bio 6%. Pretpostavimo, nadalje da je predviđeni životni vijek dalekovoda jednak 50 godina (vijek bez potrebe za ozbiljnim rekonstrukcijama). Pod tim bi se pretpostavkama vrijednost dalekovoda svake godine umanjila za $300 \times 1,06/50 = 6,36$ milijuna kuna. Dodajmo na to 20% režijskih troškova (koji se odnose na prosječan godišnji trošak održavanja). Dobivamo 7,632 milijuna kuna. Podijelimo li to na broj sati u godini, dobivamo $7,632/8.760 = 0,000.871$ mil.kn/h = 871 kn/h. Kad bi se taj kapacitet koristio u cijelosti za razmjenu energije, njime bi se u jednom satu prenosilo 2.200 MWh energije. Stoga je prosječni satni trošak, sveden na jedinicu energije prenošenu potpuno iskorištenim kapacitetom, jednak: $871/2.200 = 0,4$ kn/MWh. Pretpostavimo li da vod nije stalno korišten uz maksimalni kapacitet (što odgovara stvarnosti), ovaj se trošak može popeti na red veličine 1 kn/MWh prenesene energije, odnosno 1 kn/MW kapaciteta (ta veličina odgovara kapacitetu k iz prethodne jednadžbe). Štoviše, ako je faktor korištenja dalekovoda tako mali kao 0,2, možemo govoriti o trošku od oko 2 kn/MWh. U isto vrijeme, prosječne veleprodajne cijene na, primjerice, njemačkom tržištu (www.eex.de) kreću se u trenutku pisanja ovog teksta oko 40 €/MWh, odnosno 300 kn/MWh.

Prema tome, možemo zaključiti da čak i u slučaju ovako razmjerno dugačkih (pa stoga i skupih) prijenosnih vodova, prosječna tržišna vrijednost energije koja se po njima prenosi premašuje njihove troškove svedene na jedinicu prenošene energije za približno dva reda veličine. Utoliko, uz racionalno gospodarenje u sferi izgradnje prekograničnih prijenosnih kapaciteta, infrastrukturno povezivanje tržišta ima određeni negativan utjecaj na ukupnu novogeneriranu društvenu dobrobit, zbog troškova izgrađene infrastrukture, ali je taj utjecaj u relativnom smislu vrlo mali.

Pogledajmo sada što se događa zbog postojanja **gubitaka u mreži**. Naime, samo je po sebi jasno da bi u slučaju kad bi se sva energija proizvodila točno na mjestu na kojem bi se i potrošila gubici zbog prijenosa bili jednaki nuli, jer prijenosa ne bi ni bilo.

Svaki prijenos energije s jednog mjesta na drugo dovodi do pojave gubitaka u prijenosu. Tehnologija prijenosa električne energije je takva, da se on odvija na mrežama različitih naponskih razina. Što je napon viši, to je udio energije izgubljene u prijenosu niži. Vodovi za razmjenu između velikih tržišta redovito su na ultravisokim naponima (tipično, 400 kV). Kako ovaj tekst ne bismo opterećivali tehničkom analizom, ustvrdit ćemo da su, temeljem same fizike sustava, kao i podataka iz HOPS (2014), gubici energije prilikom prijenosa između zona preko mreže ultravisokih napona približno 10 ili više puta manji po kilometru voda u odnosu na gubitke na vodovima visokog napona (110 kV). Kako su u čitavoj prijenosnoj mreži Hrvatske, slično kao u drugim zemljama u kojima prijenosna mreža obuhvaća naponske razine od 110 kV do 400 kV, u prijenosu gubi ukupno oko 2,1% energije (tu nije obuhvaćena distribucija), te kako ukupna duljina 400 kV vodova u Hrvatskoj iznosi oko 16%

od ukupne duljine svih prijenosnih vodova, možemo zaključiti da su gubici samo na vodovima najvišeg napona, 400 kV, sigurno niži od 0,1%.

Međutim, prilikom prijenosa energije iz zone A u zonu B, ona ne putuje samo spojnim vodom (ili vodovima) između tih zona. Energija razmjene, proizvedena u generatorima razmještenim diljem zone A, mora najprije kroz prijenosnu mrežu te zone stići do spojnih vodova, a kad pređe njih, mora kroz prijenosnu mrežu zone B stići do čvorova te mreže, razmještenih diljem te zone, u kojima se predaje operatoru distribucijskog sustava, koji je dalje kapilarno distribuirana, u konačnici, do svakog potrošača. U zoni B nakon spajanja tržišta proizvodi se manje energije od Q_{B0} , pa su i gubici koje na prijenosnoj mreži stvaraju generatori aktivni u zoni B u prosjeku alikvotno manji. Međutim, upravo toliko energije stiže iz zone A, i uzrokuje odgovarajuću količinu gubitaka u prijenosnom sustavu zone B. Stoga, koliko je to moguće ustvrditi u ovako pojednostavnjenoj analizi, ukupni gubici unutar prijenosne mreže zone B praktički ne ovise (zapravo, ovise, ali slabo) o tome kojim je kapacitetom X izvršeno spajanje dviju zona, odnosno, kolika je razmjena energije, $Q_{BA} \leq X$, između njih. S druge strane, generatori u zoni A proizvode više energije nego prije spajanja. Taj višak preko visokonaponske prijenosne mreže odlazi prema zoni B. On stvara određene gubitke u prijenosnoj mreži zone A. Ti gubici nisu postojali prije spajanja tržišta. Evidentno, na razini ovako pojednostavnjenog modela možemo zaključiti da prolazak kroz prijenosnu mrežu *jednog* prijenosnog sustava (onog s nižom cijenom), te kroz spojni kapacitet između zona, stvara gubitke od oko 2 do 2,5 posto od prenesene energije, koji **prije spajanja tržišta nisu postojali**. Dakle:

$$Q_{L,BA} = l Q_{BA}. \quad (5.2.1.-29)$$

Veličina l iznositi će najčešće između 0,02 i 0,025. Na ovom mjestu treba napomenuti da:

- u stvarnosti udio gubitaka u prenesenoj energiji po nekom vodu ovisi o opterećenju voda (i to kvadratno), te o njegovoj duljini (linearno);
- ulaženje u tako tehničke detalje uzrokovalo bi znatnije računске poteškoće, a bez ikakvog doprinosa sagledavanju temeljnih ekonomskih odnosa prilikom razmjene energije između spojenih tržišta, pa ćemo se zadržati na najjednostavnijem mogućem modelu, pretpostavljajući da koeficijent l opisuje prosječno stanje prirodnih procesa u podlozi ove pojavnosti;
- međutim, uvijek treba imati na umu da 2 do 2,5 posto gubitaka u prijenosnim mrežama, odnosno 0,1 posto na dijelu mreže najvećeg (ultravisokog) prijenosnog napona odgovara prosječnim situacijama u elektroenergetskim sustavima – kad bi se spajanje sustava vršilo netipično dugačkim vodovima uz bitnu razliku geografske raspodijeljenosti proizvodnje u odnosu na potrošnju (što može biti slučaj npr. kod izgradnje posve novih prijenosnih kapaciteta za evakuaciju energije iz posve novih područja s velikom proizvodnjom obnovljivih izvora), ti bi postoci svakako bili veći.

Stoga, ovdje iznesene pretpostavke dobre su za opći model, kakvog kreiramo ovdje, ali se ne mogu bezrezervno, tj. bez odgovarajuće razrade, prihvatiti u nekom specifičnom modelu.

U normalnim situacijama, ako ne postoje izraziti debalansi između tržišta (tj. ako početne cjenovne razlike nisu goleme), razmjena će obuhvaćati manji dio ukupne potrošnje u zonama. Po pretpostavci, potrošači u zonama troše koliko ih je volja (potražnja je kratkoročno neelastična), pa će po samoj prirodi stvari gubici u distribucijskim mrežama u obje zone biti neovisni o razmjeni. Stoga te gubitke nećemo ni uzimati u obzir kod računanja promjene društvene dobrobiti u ovom radu.

Razmotrimo sada kako dodatni gubici u prijenosu električne energije, koji nastaju zbog spajanja tržišta, utječu na dobrobit agenata na promatranim tržištima. U skladu s maloprije iznesenim pretpostavkama, možemo konstatirati da će doći do promjene dobrobiti potrošača i proizvođača u zoni s nižom cijenom (A), te do promjene rente zagušenja. Dobrobit agenata na strani B bit će (dovoljno približno za naš model) neovisna o gubicima zbog spajanja tržišta.

Energiju za pokriće gubitaka morat će nabaviti operator sustava A, zbog toga što u tom sustavu nastaju dodatni gubici, a operator mora osigurati da sva energija ugovorena za prijenos ka zoni B dođe do te zone. Naime, ako je kapacitet spojnog voda X posve iskorišten, cijena u zoni A je niža od one u zoni B, pa operator sustava kupuje energiju za pokriće gubitaka tamo gdje mu je jeftinije. Kad se dvije zonalne cijene izjednače, operator kupuje tu energiju u obje zone, i to u proporcijama recipročnih vrijednosti graničnih troškova proizvodnje energije u njima, što osigurava jednako poskupljenje energije (uslijed porasta tražene količine) u obje zone. Kad ne bi bilo tako, cijena u jednoj od zona postala bi nešto niža, pa bi operator sve više kupovao iz nje, što bi pak izazvalo poskupljenje energije u toj zoni, i, u konačnici, izjednačenje uz upravo izrečeni uvjet. No, taj detalj nije od ključne važnosti. Gubitke na samom spojnom vodu operatori sustava u pravilu snose u jednakim dijelovima, s tim da su ti gubici, kao što smo rekli, puno manji od onih u mreži.

Kupovina energije za pokriće gubitaka efektivno podiže traženu količinu u zoni A, uslijed čega raste i cijena u njoj. Kako potrošači iz te zone i dalje traže Q_{A0} energije u promatranom satu, njihova društvena dobrobit zbog gubitaka će još malo pasti. Iznos te promjene evidentno je jednak:

$$\Delta W_{CA} = -\alpha l Q_{BA} Q_{A0}. \quad (5.2.1.-30)$$

Tako su potrošači „platili“ rasipanje energije na gubitke koji nastaju zbog razmjene između zona. Proizvođači pak imaju određenu korist od toga:

$$\Delta W_{GA} = \alpha l Q_{BA} Q_{A0} + \alpha l Q_{BA}^2 + \frac{1}{2} \alpha l^2 Q_{BA}^2. \quad (5.2.1.-31)$$

Renta zagušenja, čija je ekonomska vrijednost definirana kao $P_{BX} - P_{AX}$, doživjet će promjenu zbog (blagog) povećanja iznosa P_{AX} :

$$r_{LX} = \gamma (Q_{B0} - X) + \delta - \alpha(Q_{A0} + X + l X) - \beta = (P_{B0} - P_{A0}) - [\alpha(1 + l) + \gamma]X. \quad (5.2.1.-32)$$

Pomnoživši r_{LX} sa X dobivamo iznos rente zagušenja:

$$R_{LX} = \text{Max}\{-[\alpha(1 + l) + \gamma]X^2 + (P_{B0} - P_{A0})X, 0\} \quad (5.2.1.-33)$$

Razlika tog iznosa i onog bez uračunatih gubitaka, iz (5.2.1.-26), je:

$$\Delta R_X = R_{LX} - R_X = -\alpha l X^2. \quad (5.2.1.-34)$$

Uvažimo li (5.2.1.-22), taj izraz možemo napisati i kao $\Delta R_X = -\alpha l Q_{BA}^2$, što je u stvari isto za svaki Q_{BA} za koji je ukupna renta zagušenja veća od nule.

Dalje, potrebno je uzeti u obzir i činjenicu da energiju za pokriće gubitaka **netko plaća, a nitko ne koristi**. Naime, kao što smo rekli, operator(i) sustava mora(ju) osigurati prijenos cjelokupno ugovorene razmjene između dviju promatranih zona. Po pravilima organizacije svakog tržišta električne energije, trgovce koji su ugovorili transakcije „ne tiču se“ gubici u mreži. Svaki operator prijenosnog sustava kupuje energiju za pokriće gubitaka o svom trošku, koji mu je priznat od strane regulatora, i kao takav **opterećuje tarifu** prijenosa. Drugim riječima, kad ne bi bilo gubitaka (ili, kad bi oni bili manji), tarifa za javnu uslugu prijenosa bila bi niža. Ta se tarifa prikuplja najčešće samo od potrošača, a u rijetkim slučajevima dijelom i od proizvođača. No, i u potonjoj varijanti, proizvođačima je to dodatni trošak, kojeg oni uspijevaju djelomice ili u cijelosti prevaliti na potrošače.

Sam po sebi, trošak tarife za prijenos nije društveno štetan. Plaćajući tu tarifu, svatko svoj dio, i potrošači i proizvođači zauzvrat dobivaju javnu uslugu prijenosnog sustava. Zanimljivo će za ovu raspravu pitanje efikasnosti proizvodnje te usluge, što je opravdano zbog toga što su operatori sustava u principu jednako (ne)efikasni neovisno o tome jesu li tržišta A i B povezana ili nisu, pa povezivanje tržišta ne utječe na rasap društvene dobrobiti zbog neefikasnosti operatora, *ceteris paribus*.

Međutim, komponenta tarife koja se odnosi na gubitke energije koji nastaju zbog povezivanja tržišta, te prijenosa energije iz zone A u zonu B, pojavljuje se **zbog razmjene**, pa predstavlja dodatnu komponentu promjene društvene dobrobiti, i to **negativnu**. Naime, operator sustava će od potrošača (i proizvođača) ubrati tarifu i za tu komponentu svog troška, ali oni za taj trošak neće dobiti ništa. Energija će se na nesavršenim metalnim vodičima dalekovoda pretvoriti u toplinu i beskorisno zagrijavati okoliš. Stoga se, sagledavši ukupan ciklus proizvodnje i potrošnje te energije, radi o čistom gubitku društvenih resursa. Tržišna vrijednost te energije u našem je modelu jednaka umnošku cijene na tržištu A, uz uračunate gubitke ($P_{A,L}$), i količine kupljene energije za pokriće gubitaka, $l Q_{BA}$:

$$\begin{aligned}\Delta w_T &= -P_{A,L} l Q_{BA} = -\{\alpha [Q_{A0} + (1+l)Q_{BA}] + \beta\} l Q_{BA} = \\ &= -[P_{A0} \alpha (1+l)Q_{BA}] l Q_{BA} = -l P_{A0} Q_{BA} - \alpha l (1+l) Q_{BA}^2.\end{aligned}\quad (5.2.1.-35)$$

S Δw_T označili smo promjenu društvene dobrobiti zbog povećane tarife prijenosa.

Ukupna korekcija društvene dobrobiti zbog gubitaka u prijenosu energije razmjene, Δw_L , dobiva se kao zbroj izraza (5.2.1.-30,31,34,35):

$$\Delta w_L = \Delta w_{CA} + \Delta w_{GA} + \Delta R_X + \Delta w_T = -\alpha l (1 + 1/2l) Q_{BA}^2 - l P_{A0} Q_{BA}.\quad (5.2.1.-36)$$

Prema (5.2.1.-11,18,26,28), ukupna promjena dobrobiti u odsustvu gubitaka bila bi:

$$\Delta W_0 = -1/2 (\alpha + \gamma) Q_{BA}^2 + (P_{B0} - P_{A0})Q_{BA} - kX. \quad \forall Q_{BA} \in [0, Q_{BAmax}].\quad (5.2.1.-37)$$

Ovdje smo također uvažili (5.2.1.-22). Izvan intervala $[0, Q_{BAmax}]$ vrijedi $\Delta W_0 = 0$. Kad tome pribrojimo (5.2.1.-36), dobivamo konačan izraz za ukupnu promjenu društvene dobrobiti u slučaju gubitka $100 \cdot l$ postotaka energije u razmjeni:

$$\Delta W = \Delta W_0 + \Delta w_L = -1/2[\alpha(1+l)^2 + \gamma]Q_{BA}^2 + [P_{B0} - (1+l)P_{A0}]Q_{BA} - kX.\quad (5.2.1.-38)$$

Lako je utvrditi da funkcija ΔW_0 postiže svoj maksimum kod vrijednosti:

$$Q_{BA}|_{\max \Delta W_0} = (P_{B0} - P_{A0})/(\alpha + \gamma).\quad (5.2.1.-39)$$

Primijetimo da se u slučaju bez gubitaka maksimum društvene dobrobiti postiže kod razmjene Q_{BAmax} iz (5.2.1.-21), koja dovodi do izjednačavanja cijena. S druge strane, ΔW poprima maksimum kod vrijednosti:

$$Q_{BA}|_{\max \Delta W} = [P_{B0} - (1+l)P_{A0}]/[\alpha(1+l)^2 + \gamma].\quad (5.2.1.-40)$$

Primijetimo da vrijedi:

$$Q_{BA}|_{\max \Delta W} < Q_{BA}|_{\max \Delta W_0} \quad \forall \quad l > 0.\quad (5.2.1.-41)$$

U prisutnosti gubitaka cijena u zoni A bit će $P_A = \alpha[Q_{A0} + (1+l)Q_{BA}] + \beta$, dok će cijena u zoni B i dalje biti $P_B = \gamma(Q_{B0} - Q_{BA}) + \delta$. Te dvije cijene postaju jednake pri vrijednosti:

$$Q_{BAmax,L} = (P_{B0} - P_{A0}) / [\alpha(1 + l) + \gamma]. \quad (5.2.1.-42)$$

Pri toj vrijednosti gubi se svaki financijski poticaj za ugovaranje dodatne razmjene energije. Evidentno vrijedi:

$$Q_{BAmax,L} < Q_{BAmax} \quad \forall \quad l > 0. \quad (5.2.1.-43)$$

Sada ćemo usporediti također i vrijednosti $Q_{BAmax,L}$ i $Q_{BA}|_{\max\Delta W}$. Sasvim je očigledno da vrijedi:

$$Q_{BA}|_{\max\Delta W} < Q_{BAmax,L} \quad \forall \quad l > 0. \quad (5.2.1.-44)$$

Dalje, iz (5.2.1.-36) odmah se vidi da je $\Delta W_L \leq 0$ za svaki $Q_{BA} \geq 0$, pa zato vrijedi:

$$\Delta W \leq \Delta W_0 \quad \forall \quad Q_{BA} \geq 0. \quad (5.2.1.-45)$$

Osim toga, vrijedi zamijetiti da su funkcije (5.2.1.-36,40,42) monotone po l za svaki $l > 0$. To, zajedno s odnosima (5.2.1.-41,43,44,45), govori da:

- prisutnost gubitaka vodi ka smanjivanju volumena razmjene koji optimizira društvenu dobrobit u odnosu na model bez gubitaka;
- uz prisutnost gubitaka društvena dobrobit biva optimizirana pri volumenu razmjene manjem od onog pri kojem se izjednačuju cijene na tržištima;
- uz prisutnost gubitaka, za svaki pozitivni volumen razmjene Q_{BA} za kojeg agenti na povezanim tržištima imaju financijski interes, društvena dobrobit je sigurno manja od one koja bi postojala kad ne bi bilo gubitaka, ili kad bi gubici bili manji, što među ostalim znači i da je optimizirana vrijednost društvene dobrobiti u slučaju s gubicima sigurno manja od ne-optimizirane vrijednosti uz isti volumen razmjene, kad gubitaka ne bi bilo, odnosno kad bi bili manji, dok u formalno matematičkom smislu to znači da se funkcije ΔW za različite iznose l , a u području volumena razmjene interesantnom za trgovanje, nigdje ne sijeku.

Prema tome, zbog gubitaka energije u prijenosu između povezanih tržišta, cjenovni signali koje dobivaju privatni trgovci **neće ih poticati** da trgovanjem u skladu s vlastitim interesima dovedu do ukupnog društvenog optimuma. Naprotiv, oni će htjeti ugovarati razmjenu energije koja nadilazi optimalnu vrijednost. Stoga, želimo li postići društveni optimum, netko mora ograničiti razmjenu na optimalnu vrijednost, što otvara prostor za **ekonomsku regulaciju**. Agenti koji se čine najprikladnijima za praktično provođenje takve regulacije su operatori prijenosnih sustava, koji određivanjem rente zagušenja mogu utjecati na odgovarajuće smanjenje razmjene.

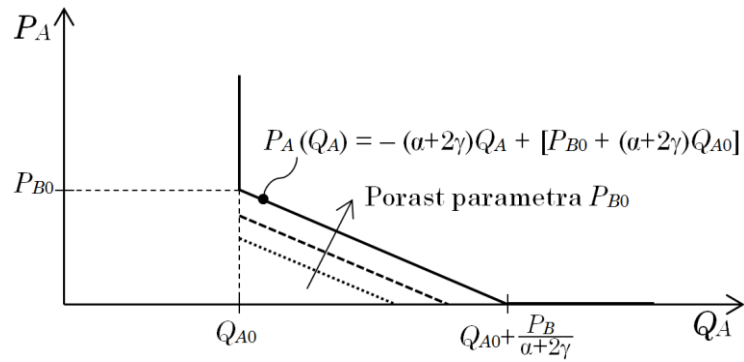
Koja je **ekonomska utemeljenost** takve *de facto* regulacije? Izgradnja proizvodnih objekata (elektrana) koje su vrlo udaljene od potrošačkih centara, odnosno općenitije, izgradnja elektroenergetskog sustava s velikom disperzijom proizvodnih u odnosu na potrošačke kapacitete, vodi ka povećanju gubitaka u prijenosnim sustavima. **Sprečavanjem izjednačavanja cijena**, odnosno, nametanjem rente zagušenja čak i kada to zbog fizikalnih ograničenja prijenosnih vodova nije nužno, može **sačuvati određenu rezidualnu razinu cjenovnih razlika**, koje će djelovati kao **dugoročni poticaj za izgradnju proizvodnih kapaciteta tamo gdje su oni više deficitarni u odnosu na potrošnju**. Treba naglasiti da ovako ustrojen mehanizam, na čijoj daljnjoj specifikaciji ćemo raditi u nastavku, nije u skladu s doktrinom potpuno otvorene trgovine, koju zastupaju središnji organi Europske unije, a koja se najviše očituje u odredbama Uredbe o pristupu mreži i prekograničnom prijenosu električne energije (EC, 2009b). To pokazuje da formiranje **ciljeva politike** u energetske sektoru gospodarstva na najvišoj razini Europske unije **nije posve utemeljeno** na jasnoj ekonomskoj logici, odnosno na težnji ka optimizaciji ukupne društvene dobrobiti.

Na samom početku ovog razmatranja posljedica povezivanja dvaju tržišta naveli smo da ćemo potražnju u obje zone modelirati kao savršeno neelastičnu, što znači da kupci u zoni A kupuju količinu energije Q_{A0} u promatranom satu bez obzira na cijenu, dok kupci u zoni B kupuju Q_{B0} , također bez obzira na cijenu. Sad ćemo pokazati da povezivanje tih dviju zona dovodi do toga da je u svakoj od njih agregatna potražnja za energijom padajuća i konačno elastična, iako je potražnja potrošača iz svake od njih savršeno neelastična. Tako na primjer, kupci iz zone B, odnosno agenti koji za njih kupuju energiju, sada mogu birati hoće li i koliko kupovati u zoni B po cijeni P_B , ili će pak kupovati određenu količinu u zoni A, po cijeni P_A , koja je niža, znajući pritom da što više kupuju iz zone A, to će u njoj cijena biti viša, a u zoni B niža.

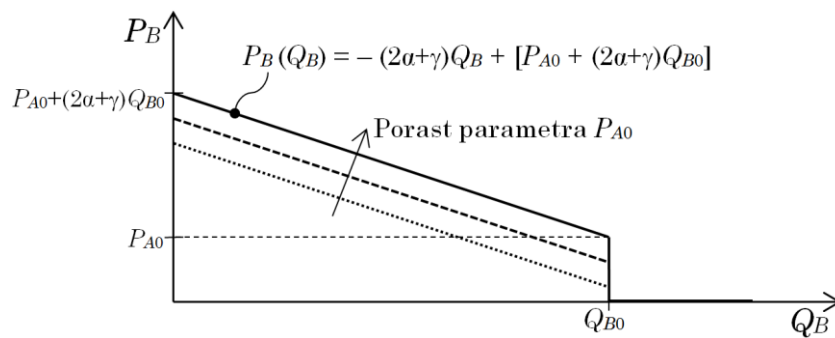
Po jednostavnoj analogiji s (5.2.1.-21), ukoliko između promatranih zona postoji cjenovna razlika $P_B - P_A$, agenti iz zone B željet će kupiti $Q_{BA} = (P_B - P_A)/(\alpha + \gamma)$ energije, jer će si na taj način minimalizirati ukupan trošak nabave energije, i ujedno izjednačiti cijene u zonama. Kako je $Q_{BA} = Q_A - Q_{A0}$, lako je izvesti vezu između cijene u zoni A i količine energije, Q_A , koja se traži u toj zoni:

$$P_A = U - V Q_A, \quad (5.2.1.-46)$$

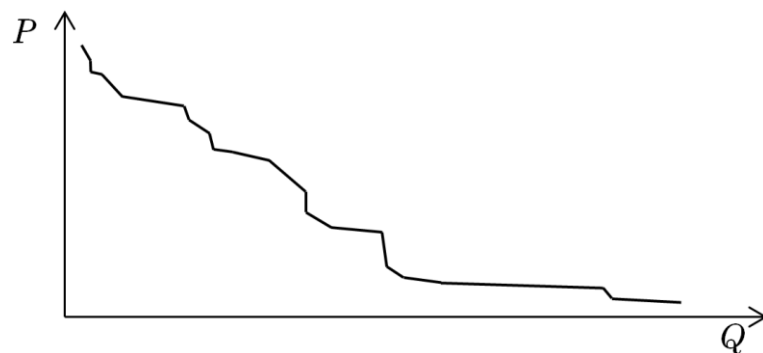
gdje je $U = P_{B0} + (\alpha + 2\gamma)Q_{A0}$, odnosno $V = (\alpha + 2\gamma)$. Očito, i U i V su konstante veće od nule, pa je prema tome funkcija potražnje (5.2.1.-46) padajuća, uz cijenu P_{B0} kao parametar. Radi se, dakle, o familiji krivulja, od kojih je svaka određena parametrom P_{B0} . Naravno, potražnja u zoni A ne može pasti ispod iznosa Q_{A0} zbog beskonačne neelastičnosti potražnje potrošača situiranih u zoni A. Zbog toga familija krivulja potražnje za energijom iz zone A ima oblik kao na slici 5.2.1.-2. Istom logikom, uvažavajući da će potražnja u zoni B biti to manja, što je veća cjenovna razlika između zona, lako izvodimo da ona ima oblik:



Slika 5.2.1.-2. Funkcija potražnje za energijom u zoni A, uz parametar P_{B0} .



Slika 5.2.1.-3. Funkcija potražnje za energijom u zoni B, uz parametar P_{A0} .



Slika 5.2.1.-4. Jedan mogući izgled funkcije potražnje na jednom od više spojenih tržišta s linearnim funkcijama ponude i savršeno neelastičnim individualnim funkcijama potražnje.

$$P_B = E - F Q_B, \tag{5.2.1.-47}$$

gdje je $E = P_{A0} + (2\alpha + \gamma)Q_{B0}$, odnosno $F = (2\alpha + \gamma)$. Ponovno, E i F su pozitivne konstante, cijena P_{A0} je parametar, a graf funkcije potražnje je padajući pravac. No, kako potražnja u zoni B nikako ne može

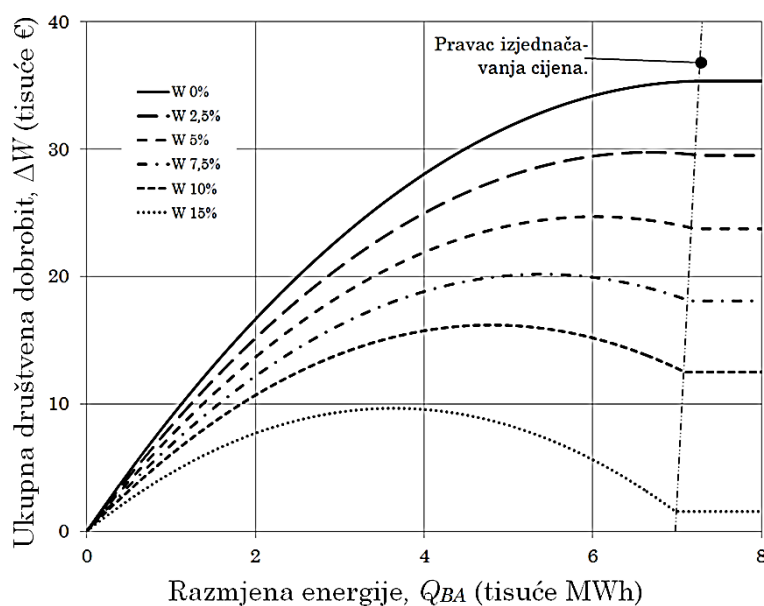
biti veća od Q_{B0} (takva bi, naime, bila kad tržišta uopće ne bi bila spojena), krivulje potražnje za energijom u njoj dane su na slici 5.2.1.-3. Kad bismo promatrali veći broj, N , spojenih tržišta, gdje bi svaki agent mogao birati između više dobavnih izvora, rezultirajuća krivulja potražnje za neki konkretan skup parametara $P_i, i \in [1, N]$, bila bi lomljena, s dijelovima koji su padajući ili okomiti (ali ne i horizontalni), poput primjera danog na slici 5.2.1.-4.

Sada ćemo pomoću podataka iz jednog stvarnog elektroenergetskog sustava prikazati funkcije komponenti društvene dobrobiti koje smo dosad analizirali. Za modeliranje funkcija ponude iskoristit ćemo podatke o funkcijama ponude na njemačkom tržištu električne energije (Weale i Roth, 2013). Ponudu električne energije u Njemačkoj u 2009. godini modelirat ćemo funkcijom koja dobro nadomješta stvarnu funkciju iz citiranog izvora u vrlo širokom količinskom rasponu, između 40 i 120 tisuća MWh/h: $P_A(Q_A) = 0,000438 Q_A$, gdje je P_A jedinična cijena u eurima po megavatsatu (€/MWh), a Q_A količina energije u megavatsatima (MWh). Što se tiče tržišta B, pretpostavit ćemo da na njemu postoji dvostruko manje elektrana svih tipova, tako da će funkcija ponude, uz iste granične troškove elektrana, glasiti: $P_B(Q_B) = 0,000876 Q_B$. Također, pretpostavit ćemo da je potražnja na njemu u svakom satu jednaka $2/3$ od potražnje u istom tom satu na tržištu A. To znači da su karakteristike dnevne varijabilnosti potražnje u sustavu B vrlo slične onima u sustavu A, s tim da je potrošnja unutar sustava B za trećinu manja nego u A. Konkretno, za potražnju u zoni A stavit ćemo 66.000 MWh u satu, što je bilo prosječno opterećenje Njemačke 15. siječnja 2014. (izvor: www.entsoe.eu). Što se tiče konstante k , koja opisuje jedinični trošak kapaciteta X , nju ćemo procijeniti tako da pretpostavimo da će se između tržišta A i B napraviti dalekovod nazivnog kapaciteta 4.400 MW, i to kao dvostruki vod na naponskoj razini od 400 kV. Pretpostavit ćemo, dalje, da je ukupna duljina tog voda 80 km (što je duljina oko ili nešto iznad prosjeka za takve vodove), te da je neposredan trošak izgradnje takvog voda 0,5 mil. eura po kilometru (što je realno utemeljen podatak prema iskustvu Hrvatskog operatora prijenosnog sustava u izgradnji dalekovoda 2×400 kV Ernestinovo-Pécs). Prema tome, neposredan trošak izgradnje takvog voda bio bi 40 mil. eura. Neka je životni vijek voda 40 godina, te neka su svi ostali troškovi (trošak kapitala, operativni troškovi) reda veličine 10% godišnje amortizacije. Ukupan trošak postojanja takvog voda kroz životni vijek, sveden na sat vremena, bit će tada približno jednak: $[(40 \text{ mil.€} / 40 \text{ god.}) \times 1,1] / (8.760 \text{ h}) \approx 125 \text{ €/h}$. Kako je kapacitet voda jednak 2.200 MW, konstanta k iznositi će $(125 \text{ €/MWh}) / (2.200 \text{ MW}) \approx 0,0568 \text{ €/MWh}$ u slučaju punog opterećenja voda. Kako u naravi prijenosni vodovi nikad nisu pod punim strujnim opterećenjem, sigurnosti radi možemo pretpostaviti da je prijenosni vod opterećen u prosjeku samo s 20% nazivnog tereta, pa ćemo za k uzeti 5 puta veću vrijednost: $k = 0,284 \text{ €/MWh}$. Time je model za izračunavanje društvene dobrobiti potpuno opisan.

Na sljedećim ilustracijama prikazat ćemo rezultate dobivene proračunima u opisanom modelu.

Slika 5.2.1.-5 prikazuje glavni rezultat, ukupnu novonastalu društvenu dobrobit prema (5.2.1.-38), u ovisnosti o razmjeni energije Q_{BA} između zona A i B, te uz postotak gubitaka energije prilikom prijenosa iz zone A u zonu B. Na ovoj slici zanemaren je trošak ulaganja u prijenosni vod, kX . Kao što se vidi, gubici, koji su ovdje promatrani u nekoliko diskretnih koraka od 0 do 15 posto, značajno reduciraju društvenu dobrobit, i pomiču točku optimuma ka vrijednostima manjim od one pri kojoj se uz danu stopu gubitaka l izjednačuju cijene, (5.2.1.-42). Već i gubici od svega 2,5% reduciraju maksimalnu postizivu dobrobit za 20%, dok bi hipotetski gubici od 15% „poništili“ 75% od maksimalno ostvarive društvene dobrobiti. Kod razine gubitaka od oko 16% društvena dobrobit bi već i pri transferima energije manjim od onoga koji izjednačuje cijene mogla postati negativna. Kako se slobodni trgovci na ovako modeliranom slobodnom tržištu rukovode jedino cjenovnim signalom, jer se i nemaju čime drugim rukovoditi, razmjena energije u volumenu kojeg bi oni ugovorili dovela bi čak i do društvene štete.

Pri gubicima od 0% (što je samo teoretski slučaj, a u praksi, vrlo niski gubici mogući su jedino ako su zone A i B vrlo blizu, a elektrane u zoni A k tome su smještene vrlo blizu spojnog voda) društvena dobrobit postiže svoj optimum upravo pri razmjeni jednakoj Q_{BAmax} , kod koje dolazi do izjednačavanja cijena. Za vrijednosti veće od Q_{BAmax} na ovoj i ostalim slikama crtali smo konstantnu vrijednost. Zašto? Prema (5.2.1.-37), porast razmjene Q_{BA} iznad iznosa Q_{BAmax} doveo bi do pada ukupne dobrobiti. No, kad bi se takva trgovina uistinu odvijala, cijena u zoni A postala bi viša od one u zoni B, pa bi se pojavio poticaj za kupovinu energije u suprotnom smjeru u iznosu $Q_{AB} = Q_{BA} - Q_{BAmax}$, tako da bi neto razmjena, $Q_{BA} - Q_{AB}$, iznosila opet točno Q_{BAmax} , a cijene bi bile izjednačene. Stoga, za bilo koju vrijednost $Q_{BA} > Q_{BAmax}$ vrijedi: $\Delta W(Q_{BA}) = \Delta W(Q_{BAmax})$.



Slika 5.2.1.-5. Ukupna dodana društvena dobrobit koja nastaje trgovinom između gore opisanih tržišta u jednom satu, u ovisnosti o volumenu trgovanja i gubicima u prijenosu.

Zaključno, gubici u prijenosu **razdvajaju točku izjednačavanja cijena od točke maksimuma društvene dobrobiti**, čime cjenovni signal iščezavanja razlike u cijenama postaje sve više i više nekompatibilan s ciljem maksimalizacije društvene dobrobiti od razmjene. Društvena dobrobit u prisutnosti gubitaka optimizirana je pri volumenima razmjene **manjim** od točke izjednačavanja cijena, pa bi, konzekventno tome, razmjenu trebalo **ograničiti** na vrijednost koja maksimalizira društvenu dobrobit s obzirom na prisutnu stopu gubitka energije l .

Što se tiče same veličine novonastale društvene dobrobiti, na prvi pogled ona bi se mogla učiniti malom, s obzirom da se u promatranom satu u najboljem mogućem slučaju može ostvariti dobrobit od oko 35 tisuća eura, i to spajanjem dvaju tržišta koja su u redu veličine Njemačke. Međutim, takvo je promatranje površno. Ako se želi sagledati društvena dobrobit u odnosu na ekonomsku aktivnost koja se poduzima, i koja dovodi do porasta dobrobiti, a to je razmjena energije, potrebno je promatrati iznos dobrobiti po jedinici energije prenesene između zona A i B. Stoga, najveću moguću dobrobit od 35.342,87 €/h treba podijeliti s volumenom trgovine Q_{BAmax} , koji iznosi 7.330 MWh/h. Podijelivši ta dva broja, dobivamo da je razmjenom energije stvorena društvena dobrobit od 4,82 €/MWh. Usporedimo li to s početnim cijenama na promatranim tržištima, koje su postojale prije njihovog spajanja ($P_{A0} = 28,92$ €/MWh; $P_{B0} = 38,55$ €/MWh), vidjet ćemo da se radi o **točno jednoj polovini od početne cjenovne razlike**. Taj rezultat je očekivan. Naime, podijelimo li (5.2.1.-37) s (5.2.1.-21), uz prethodno uvrštenje izraza za Q_{BAmax} iz (5.2.1.-21) u (5.2.1.-37), te uz zanemarivanje kX , dobit ćemo da je:

$$\Delta W_0 / Q_{BAmax} = \frac{1}{2} (P_{B0} - P_{A0}). \quad (5.2.1.-48)$$

Također, možemo ustvrditi da u našem računskom primjeru najveća ostvariva novonastala društvena dobrobit po prenesenom megavatsatu iznosi 12,5% od više početne cijene, odnosno 16,7% od niže. Ti postoci nikako nisu zanemarivi.

Naravno, potencijal za ostvarivanje društvene dobrobiti, shvaćen kao najveća moguća njena ukupna vrijednost (dakle, ne po megavatsatu, nego ukupno), dobiva se za slučaj bez gubitaka i uz zanemarene troškove spojnog voda tako da se prethodni izraz pomnoži s (5.2.1.-21), pa je:

$$\Delta W_{0,pot} = \frac{1}{2} (P_{B0} - P_{A0})^2 / (\alpha + \gamma). \quad (5.2.1.-49)$$

Dakle, dobrobit od spajanja tržišta razmjerna je kvadratu početne razlike u cijenama, a obratno je razmjerna sumi graničnih troškova proizvodnje.

Najveću ostvarivu društvenu dobrobit u općenitom slučaju, uz stopu gubitaka l , pronaći ćemo tako da deriviramo (5.2.1.-38) i izjednačimo tu derivaciju s nulom. Uvrstimo li rješenje tako nastale jednadžbe, nazovimo ga $Q_{BA,Wmax}$, u (5.2.1.-38), zanemariivši pritom kX , dobit ćemo:

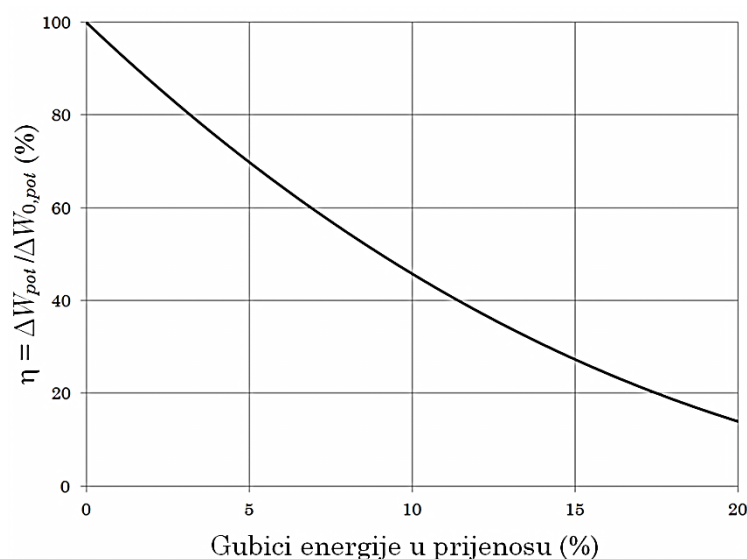
$$\Delta W_{pot} = \frac{1}{2} [P_{B0} - (1 + l)P_{A0}]^2 / [\alpha(1 + l)^2 + \gamma]. \quad (5.2.1.-50)$$

Maksimalna moguća društvena dobrobit po megavatsatu energije prenesene iz zone A u zonu B iznosi:

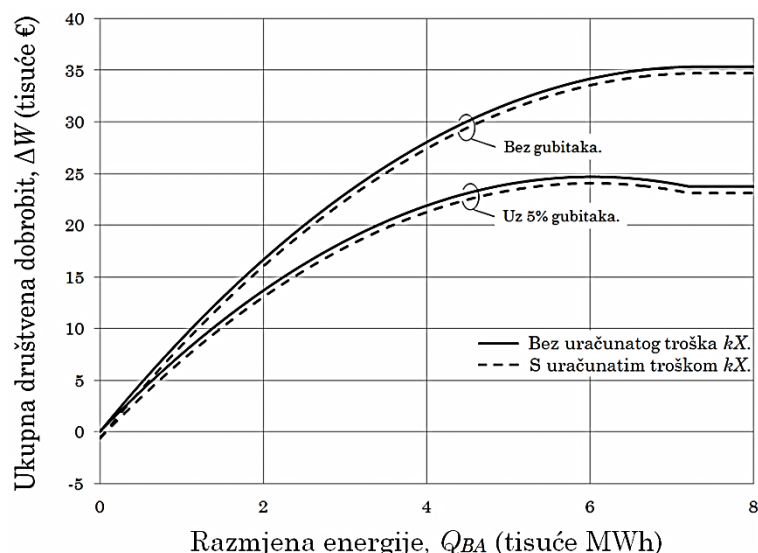
$$\Delta W_{pot}/Q_{BA, Wmax} = \frac{1}{2} [P_{B0} - (1 + l)P_{A0}]. \quad (5.2.1.-51)$$

Taj izraz je vrlo sličan izrazu (5.2.1.-48). Evidentno je da najveća ostvariva dobrobit po prenesenom megavatsatu pada linearno sa stopom gubitaka, l . Zanimljivije je pogledati kako potencijalno ostvariva društvena dobrobit ovisi o l . Da bismo to vidjeli, na slici 5.2.1.-6 nacrtat ćemo ovisnost omjera $\eta = \Delta W_{pot}/\Delta W_{0,pot}$ o vrijednosti l . Naravno, za $l = 0$ taj omjer ima vrijednost 1, odnosno 100%.

Sada ćemo pogledati kako troškovi izgradnje prijenosnog voda utječu na opću dobrobit generiranu razmjenom. Slika 5.2.1.-7 prikazuje funkcije ukupne dobrobiti, poput onih sa slike 5.2.1.-5, kao i funkcije u čijem je računanju uzet u obzir i trošak kX . Radi bolje preglednosti, dane su samo krivulje za 0% i 5% gubitaka. Kako su gubici u prijenosu vrlo rijetko veći od 5%, ove slučajeve možemo smatrati graničnima. Evidentno je da **trošak kX vrlo malo utječe** na društvenu dobrobit, odnosno da **gubici energije u prijenosu** mnogo više doprinose gubitku društvene dobrobiti. Stoga možemo zaključiti da, **dokle god operator sustava ulaže u spojne vodove marom dobrog gospodara** (tj. dokle god gradi onoliko koliko procijeni da mu treba, po normalnim komercijalnim uvjetima), **trošak infrastrukture za prijenos nema značajan utjecaj** na gubitak društvene dobrobiti. To ipak nije nužno točno za **vrlo dugačke i skupe vodove** (npr. one koji povezuju velike i vrlo udaljene pučinske vjetroelektrane s energetske sustavom na kopnu).



Slika 5.2.1.-6. Ograničenje potencijalne društvene dobrobiti u odnosu na ΔW_0 u ovisnosti o gubicima u prijenosu. Ostvarive su vrijednosti ispod krivulje.



Slika 5.2.1.-7. Utjecaj troška infrastrukture (spojnog voda) na društvenu dobrobit stvorenu razmjenom električne energije.

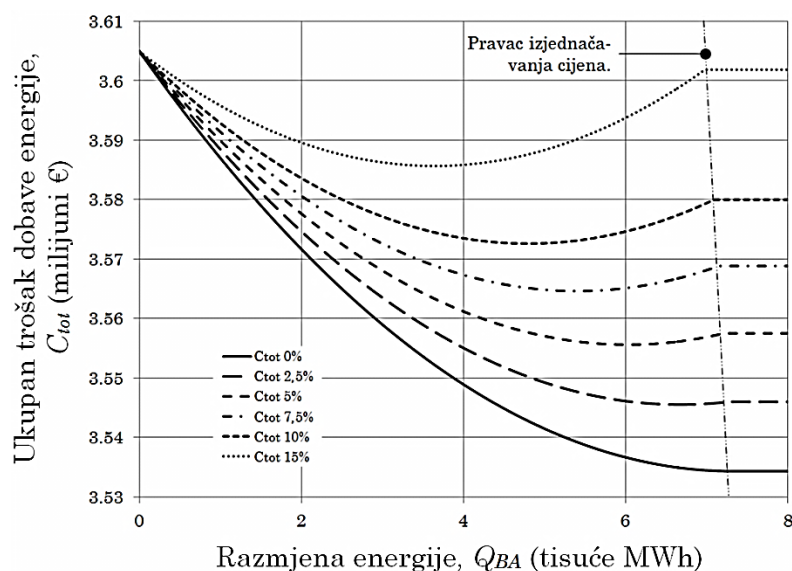
Pogledajmo sada na slici 5.2.1.-8 funkcije ukupnih troškova dobave električne energije za sve potrošače, kao i za nadoknadu gubitaka energije u prijenosu između zone A i B. Ti su troškovi jednaki:

$$C_{tot} = [Q_{A0} + (1+l)Q_{BA}]\{\alpha[Q_{A0} + (1+l)Q_{BA}] + \beta\} + (Q_{B0} - Q_{BA})[\gamma(Q_{B0} - Q_{BA}) + \delta], \quad (5.2.1.-52)$$

i oni su kvadratna funkcija volumena razmjene, Q_{BA} . Vrlo je lako dokazati da funkcije C_{tot} imaju minimume tamo gdje funkcije novostvorene društvene dobrobiti, ΔW , imaju maksimume. Prema tome, u modelu s dva spojena tržišta električne energije, **minimalizacija ukupnog troška dobave energije predstavlja tržišni signal koji točno identificira optimalan volumen razmjene s obzirom na ukupnu društvenu dobrobit**. Pod pretpostavkom da tržišne snage u proizvodnji ili nema (što znači da nema uskrate ponude proizvodnih jedinica s nižim graničnim troškovima, opširnije o tome: Chauve *et al.* (2009)), ili je njena zlorabljena, upravo minimalizacija troška proizvodnje u točki tržišne ravnoteže maksimalizira dobrobit proizvođača (dok je pad troška proizvodnje, kao organski uzrok pada cijene u uvjetima bez zlorabe tržišne snage, uvijek povoljan za potrošače. Primijetimo da se najveća redukcija troškova postiže u slučaju bez gubitaka, uz izjednačavanje cijena na tržištima. Prisutnost gubitaka vodi ka smanjenju redukcije troškova, kao i ka pomicanju optimalne točke prema sve manjim volumenima razmjene. Zanimljivo je uočiti da diferencijalne promjene ukupnog troška dobave energije i ukupne društvene dobrobiti stoje u sljedećem matematički točnom odnosu:

$$dC_{tot}/d(\Delta W) = -2. \quad (5.2.1.-53)$$

To se lako izvodi deriviranjem, pa onda dijeljenjem, izraza (5.2.1.-38) i (5.2.1.-52). Rješenje ove diferencijalne jednadžbe glasi:



Slika 5.2.1.-8. Ukupni troškovi dobave električne energije u ovisnosti o volumenu razmjene i gubicima u prijenosu. Svaka krivulja je za jednu razinu gubitaka, prema legendi.

$$C_{tot} = -2 \Delta W + konst. \quad (5.2.1.-54)$$

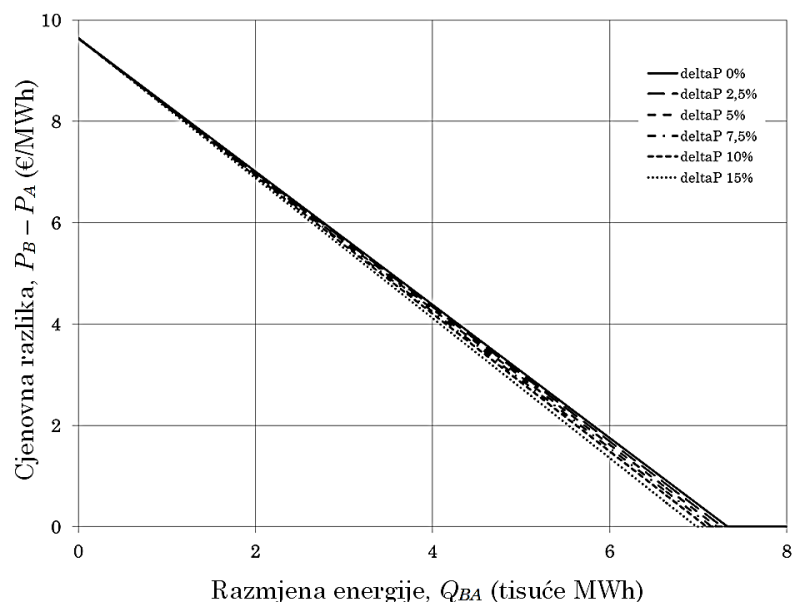
Konstanta integracije može se odrediti iz rubnog uvjeta, da je ukupan trošak dobave energije prije spajanja tržišta bio jednak $Q_{A0} P_{A0} + Q_{B0} P_{B0}$. Stoga konačan izraz koji povezuje C_{tot} i ΔW ima oblik:

$$C_{tot} + 2 \Delta W = Q_{A0} P_{A0} + Q_{B0} P_{B0} = C_{tot,0}. \quad (5.2.1.-55)$$

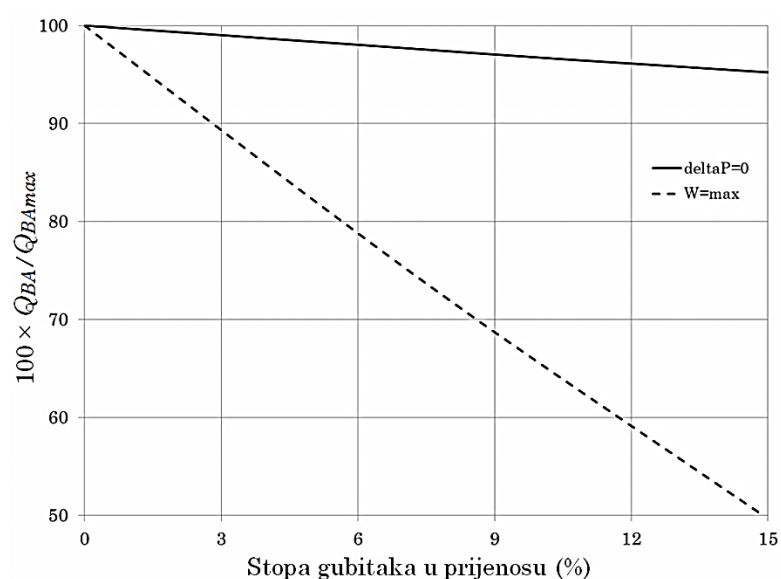
Dakle, ukupna društvena dobrobit jednaka je polovici redukcije ukupnog troška dobave energije koja nastaje zbog razmjene energije:

$$\Delta W = \frac{1}{2} (C_{tot} - C_{tot,0}). \quad (5.2.1.-56)$$

To znači da je, ako ništa drugo, u načelu ukupnu društvenu dobrobit od razmjene moguće **relativno lako mjeriti**, s obzirom da su troškovi prije i poslije spajanja u načelu opservabilni sintetički podaci. Dakle, **pad troškova dobave električne energije, ceteris paribus, vodi ka povećanju ukupne društvene dobrobiti**. Pritom, ne događa se da su samo potrošači na dobitku, a samo proizvođači na gubitku. Naprotiv, potrošači u zoni A i proizvođači u zoni B su na gubitku, a ostali su na dobitku. Zbog savršenog poklapanja minimuma funkcija ukupnog troška i maksimuma funkcija društvene dobrobiti, kod svih razina gubitaka, na prvi pogled bi se moglo činiti da bi operatori sustava A i B mogli ograničavati razmjenu između zona tako da maksimaliziraju društvenu dobrobit, rukovodeći se lako opazivim kriterijem minimalizacije ukupnog troška dobave energije u obje zone zajedno. To svakako funkcionira u slučaju spajanja dvaju tržišta. Međutim, kasnije ćemo vidjeti da u slučaju



Slika 5.2.1.-9. Cjenovna razlika između zona B i A u ovisnosti o razmjeni, te o stopi gubitaka. Primijetimo da opisana ovisnost točno odgovara funkciji potražnje za prijenosnim kapacitetom X.



Slika 5.2.1.-10. Iznosi razmjene pri kojima iščezava cjenovna razlika (puna linija), odnosno pri kojima društvena dobrobit poprima maksimalnu vrijednost, a ukupan trošak dobave energije minimalnu (crtkana linija), kao postotak od Q_{BAmax} .

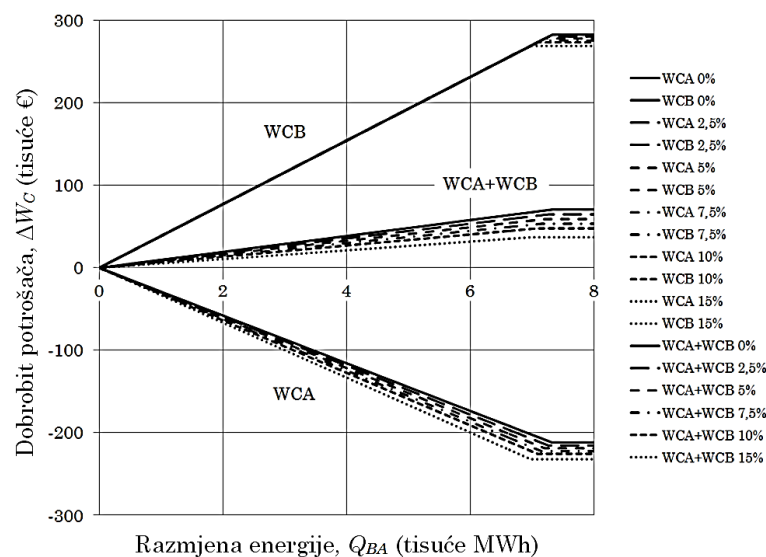
povezivanja više tržišta ne postoji jedinstvena točka ravnoteže u kojoj bi troškovi bili minimalizirani, pa operatori sustava, kao „centralni planeri“, moraju pribjeći drugim metodama.

Slika 5.2.1.-9 prikazuje ovisnost cjenovne razlike između zona B i A u ovisnosti o razmjeni energije i razini gubitaka u prijenosu. Evidentno, jedino u slučaju bez gubitaka iščezavanje cjenovne razlike poklapa se s maksimumom društvene korisnosti, odnosno minimumom ukupnih troškova dobave energije. Povećanje stope gubitaka povećava razliku između točke iščezavanja cjenovne razlike i točke maksimuma društvene dobrobiti linearnom progresijom, kao što se vidi na slici 5.2.1.-10. To znači da

je u smislu provođenja politike maksimalizacije društvene dobrobiti **moment iščezavanja cjenovne razlike to lošiji signal, što su gubici u prijenosu veći**. Naime, iako dva prikazana pravca stoje u jednostavnoj linearnoj vezi, to je posljedica računanja s jednim konkretnim numeričkim modelom, a u naravi, koeficijenti te veze nisu poznati društvenom planeru, i nisu uvijek isti, jer se potrošnja, cijene i razmjena, normalno, mijenjaju tijekom dana, tjedna, mjeseca, godine, itd., a nije mu poznata ni stvarna stopa gubitaka u prijenosu, koja zapravo nikad ne može biti točno poznata. Osim toga, model tržišta s kojim radimo je linearan, dok u stvarnosti funkcije ponude i potražnje nisu linearne. Stoga, dobar signal je onaj kod kojeg njegova pojava znači da je, ma kakva bila formalna priroda pojavnosti u pozadini, postignuto ciljano optimalno stanje. Maločas smo spomenuli da je u tom smislu minimum ukupnog troška dobave energije (koji je opservabilan za društvenog planera) faktički savršen signal za maksimalizaciju društvene dobrobiti. Cjenovna razlika to definitivno nije.

Sa stanovišta **ekonomske efikasnosti** možemo ustvrditi da je stanje alokacije resursa bez mogućnosti razmjene između zona (tržišta) s različitim cijenama Pareto-efikasno u svakoj od zona, ali je istodobno Kaldor-Hicks-inefikasno (Hicks, 1939, odnosno Feldman, 1998). Politika kojom se postiže maksimum novonastale društvene dobrobiti u gore opisanom smislu je i Pareto-efikasna i Kaldor-Hicks-efikasna. Kaldor-Hicksovo optimalno poboljšanje jest minimalan standard ekonomske (alokacijske) efikasnosti, kod kojega promjena sustava alokacije (tj. ekonomske politike) dovodi do toga da dobitnici dobivaju ukupno više nego što gubitnici ukupno gube, pa tako, kad bi dobitnici kompenzirali gubitnike do ranije razine zadovoljstva, nitko ne bi prošao lošije, a neki bi prošli bolje. Ni Pareto niti Kaldor i Hicks ne govore o **pravičnosti** politike, nego samo o ekonomskoj efikasnosti. Politika može biti efikasna, i istodobno nepravična. Ili preciznije, ona može biti efikasna, i istodobno produbljivati jaz blagostanja između pojedinih grupacija, i, u konačnici, individua. Naime, pri svakoj promjeni politike mogu postojati dobitnici i gubitnici. U našem slučaju, dobitnici su proizvođači u zoni A, potrošači u zoni B, te operator prijenosnog sustava, dok su gubitnici potrošači u zoni A i proizvođači u zoni B. U točki maksimalizirane dobrobiti ΔW više ni na koji način nije moguće povećati dobrobit barem jednog sudionika (grupacije), a da se pritom ne umanjuje dobrobit barem jednog drugog sudionika. Stoga je to stanje Pareto-efikasno. Kako u njemu više nije moguće povećati ni neto dobrobit, ono je također i Kaldor-Hicks-efikasno.

Sada ćemo pogledati kako se u ovisnosti o volumenu razmjene mijenjaju dobrobiti pojedinih grupacija prisutnih u modelu, kako bismo sagledali tko su dobitnici, a tko gubitnici. S obzirom da je u ukupnom smislu **promjena** politike iz stanja bez razmjene u stanje s razmjenom Kaldor-Hicks-optimalna, hipotetski je moguće **regulacijom** (tj. sustavom prisilnih propisa) izvršiti redistribuciju društvene dobrobiti tako da dobitnici u cijelosti namire gubitnike do inicijalne razine korisnosti, i da pritom dobitnici još uvijek ostanu s neto dobitkom. Takvom javnom politikom bilo bi moguće postići da nitko ne bude protivnik nove politike. No, **time se u ovoj disertaciji nećemo baviti**, već ćemo se ipak fokusirati na ukupnu društvenu dobrobit.

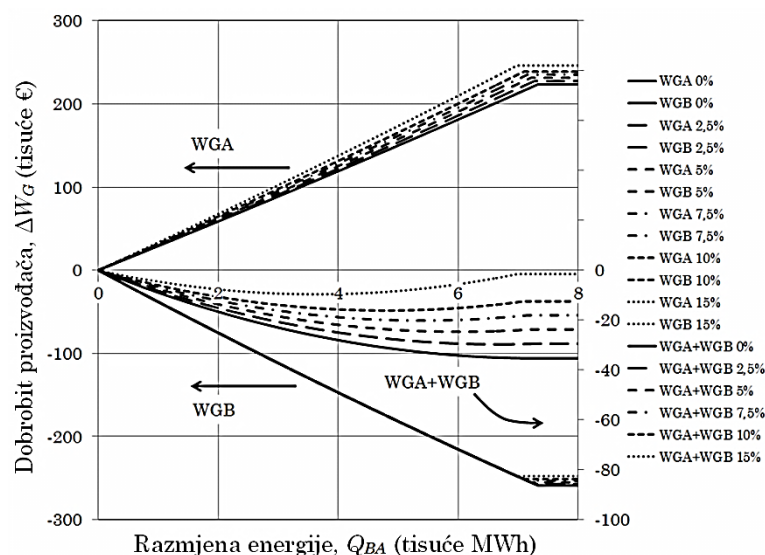


Slika 5.2.1.-11. Promjena dobrobiti potrošača u zonama A i B u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu.

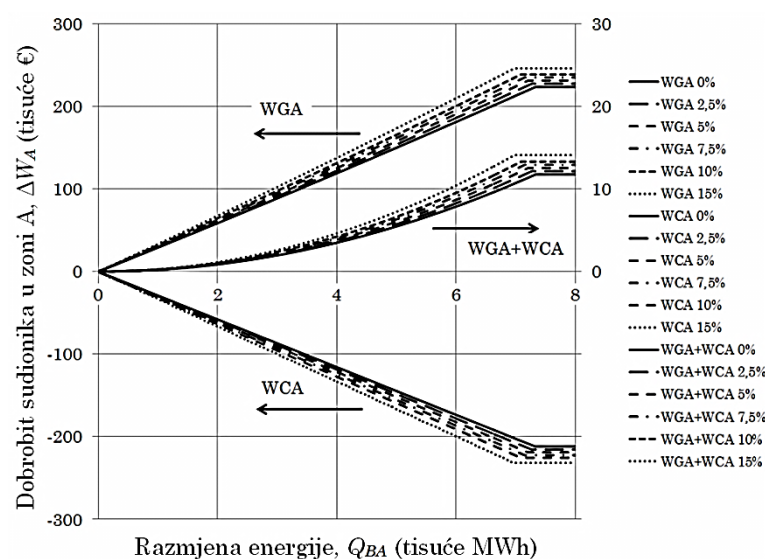
Sada ćemo pogledati kako se odvija redistribucija društvene dobrobiti u ovisnosti o razmjeni energije između dviju modeliranih tržišta (zona) i gubicima u prijenosu, odnosno, tko su dobitnici, a tko gubitnici u ovoj igri. Slika 5.2.1.-11 prikazuje promjene dobrobiti potrošača u zonama A i B, odnosno ukupno. Dobrobit potrošača u zoni B raste brže nego što pada ona u zoni A zbog toga što je umnožak γQ_{B0} veći od αQ_{A0} , kao što je uostalom naznačeno i u jednadžbi (5.2.1.-13). Gubici utječu snažno na ukupnu dobrobit potrošača, i to negativno. Porijeklo tog utjecaja jest u negativnom utjecaju na dobrobit potrošača u zoni A.

Slika 5.2.1.-12 prikazuje pak kako se mijenja ukupna dobrobit proizvođača s razmjenom, i kako na nju utječu gubici. S obzirom da je u našem primjeru $\gamma Q_{B0} > \alpha Q_{A0}$, ukupna dobrobit proizvođača bit će negativna. Naime, kako za unapređenje ukupne dobrobiti potrošača vrijedi (5.2.1.-13), a za unapređenje ukupne dobrobiti proizvođača točno obratan uvjet, spajanje tržišta vodi k tome da, ukupno gledano, potrošači dobivaju kad proizvođači gube, ili obratno. Nemoguće je da obje grupacije dobivaju, ili da obje gube. Sve krivulje na slici 5.2.1.-12 su parabole s tim da su one koje prikazuju pojedinačne dobrobiti vrlo slabo zakrivljene, pa se na slici može na prvi pogled činiti da su to pravci.

Slika 5.2.1.-13 prikazuje promjene dobrobiti tržišnih sudionika u zoni A u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu. Dobrobit se većim dijelom prelijeva od potrošača proizvođačima, što se vidi po tome da suma dobrobiti u ekstremnom slučaju iznosi tek oko 3% od dobitka proizvođača, odnosno gubitka potrošača. Gubici značajno utječu na sve aktere u zoni A: na potrošače negativno, a na proizvođače pozitivno. Također, oni utječu pozitivno na ukupnu dobrobit aktera u zoni A. Slika 5.2.1.-14 prikazuje promjene dobrobiti aktera smještenih u zoni B. S obzirom

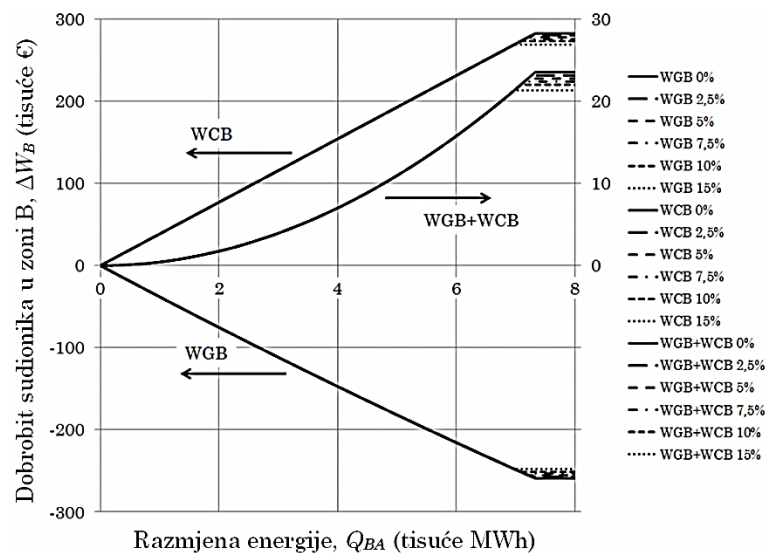


Slika 5.2.1.-12. Promjena dobrobiti proizvođača u zonama A i B u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu.

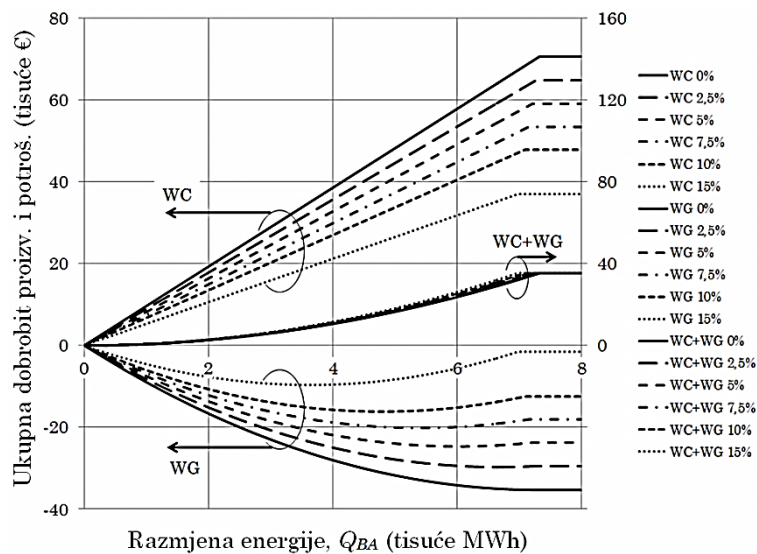


Slika 5.2.1.-13. Promjena dobrobiti tržišnih sudionika u zoni A u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu. Slika ima dvije koordinatne osi.

da je riječ o zoni s višom cijenom, energije za pokriće gubitaka se ne kupuje iz nje, tako da gubici u prijenosu vrlo slabo utječu na prilike u zoni B, i to samo nakon izjednačavanja cijena (jer se one izjednačavaju pri nešto višim vrijednostima od onih koje bi bile bez gubitaka). Također je primjetno da se dobrobit uglavnom prelijeva od generatora ka potrošačima, dakle u suprotnom smjeru nego u zoni A. Slika 5.2.1.-15 prikazuje ukupnu novostvorenu dobrobit potrošača u odnosu na proizvođače. Općenito se, bez detaljnijeg uvida u model, ne može govoriti o prelijevanju između proizvođača i potrošača. Gubici djeluju nepovoljno na potrošače, povoljno na proizvođače, a na sumu dobrobiti proizvođača i potrošača imaju razmjerno slab utjecaj.

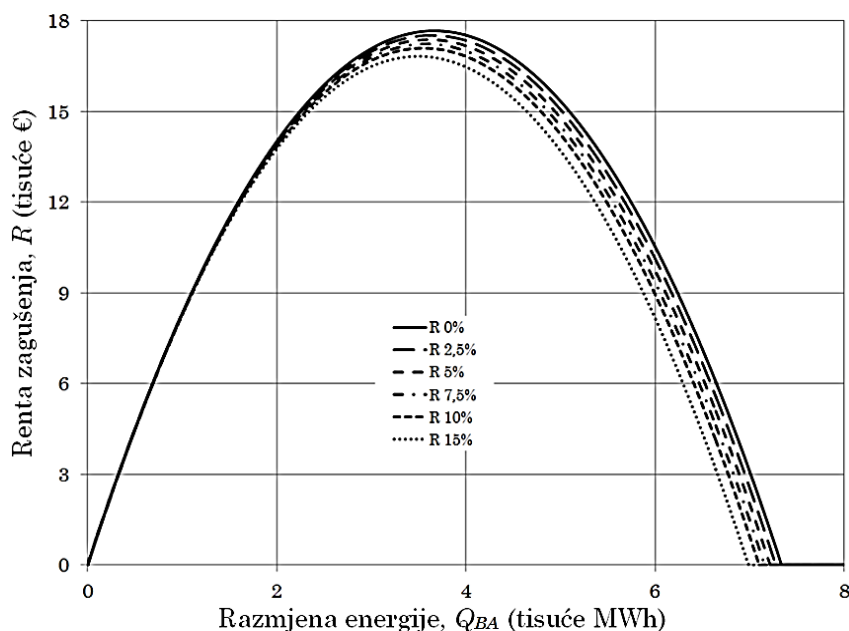


Slika 5.2.1.-14. Promjena dobrobiti tržišnih sudionika u zoni B u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu. Slika ima dvije koordinatne osi.



Slika 5.2.1.-15. Promjena ukupne dobrobiti proizvođača i potrošača u ovisnosti o razmjeni energije i gubicima. Slika ima dvije koordinatne osi.

Naposljetku, slika 5.2.1.-16 prikazuje tijek rente zagušenja u ovisnosti o razmjeni i o stopi gubitaka. Primjetno je da ona ovisi vrlo slabo o stopi gubitaka pri prijenosu energije iz zone A u zonu B, naročito kada je riječ o stopama koje se najčešće susreću u praksi (do 3%). U smislu tržišnog signala, renta zagušenja je ekvivalentna cjenovnoj razlici, jer uz iste iznose razmjene obje veličine poprimaju iznos nula. Na rentu zagušenja treba gledati kao na moguće sredstvo redistribucije dobrobiti, s obzirom na to da iznos kojeg operator sustava prikupi na taj način ne treba dodatno prikupljati kroz namet (mrežnu tarifu) koju, kao što smo već diskutirali, naplaćuje najčešće izravno od potrošača, a kadikad dijelom i od proizvođača.



Slika 5.2.1.-16. Renta zagušenja u ovisnosti o gubicima u prijenosu.

5.2.2. Promjene u strukturi proizvodnje

Zašto je zadržavanje određene cjenovne razlike **društveno korisno u dugom roku**? Zato što **cjenovne razlike daju poticajne cjenovne signale ulagačima u proizvodni dio** elektroenergetskog sustava, smanjujući tako potrebu za razmjenom energije, odnosno, **smanjujući gubitke u prijenosu**, koji su uzrok nemogućnosti ostvarivanja punog potencijala povećanja ukupne društvene dobrobiti. Naime, visoke cijene energije privlače ulagače u proizvodne objekte, jer oni mogu očekivati probitke u odnosu na granične troškove proizvodnje. S druge strane, visoke cijene stavljaju potrošače u loš položaj. Omogućavanjem trgovine između zona s različitim cijenama, te optimalizacijom volumena te trgovine, dolazi do preraspodjela društvene dobrobiti između tih skupina, pri čemu se ipak zadržavaju odnosi cijena koji reflektiraju relativan odnos ponude i potražnje u svakoj od zona, čuvajući tako osnovne cjenovne signale prema ulagačima.

Razmotrimo najprije zonu s višom cijenom energije. Ta cijena u njoj nakon spajanja tržišta pada, zato što opskrbljivači mogu kupovati energiju i od proizvođača u zoni s nižom cijenom. Ipak, ako operator sustava upravlja zagušenjem tako da zbog optimizacije ukupne društvene dobrobiti zadrži određenu cjenovnu razliku, i nakon spajanja će cijena u toj zoni svejedno ostati viša, pa će i cjenovni poticaji za gradnju novih elektrana i dalje biti viši nego u onoj drugoj zoni. U takvoj situaciji, sjetimo se iz poglavlja 2.6., snižavanje cijena zbog angažmana jeftinijih elektrana iz druge zone prvenstveno će nepovoljno utjecati na vršne elektrane (tj. one s višim varijabilnim troškovima). Stoga se u dugom roku cjenovni signali u zoni s višom cijenom mijenjaju tako da **više potiču izgradnju baznih elektrana**, dakle onih s nižim varijabilnim troškovima.

Nasuprot tome, u zoni s nižom cijenom zbog razmjene dolazi do izvjesnog porasta cijene, s tim da ona u njoj i dalje ostaje ispod prosječne u promatranom sustavu s dva tržišta. To ne otvara nužno dovoljno prostora za izgradnju baznih elektrana, karakteriziranih visokim fiksnim troškovima, ali može kreirati poticaje za izgradnju vršnih elektrana, zbog toga što one u uvjetima porasta cijena i povećanja potražnje sa strane opskrbljivača iz „skuplje“ zone sve češće dolaze u priliku isporučivati energiju. Stoga se dugoročni cjenovni signali u ovoj zoni pod utjecajem razmjene mijenjaju tako da **više potiču izgradnju vršnih elektrana**, dakle onih s nižim fiksnim troškovima.

S obzirom na karakteristike ponude električne energije (poglavlje 2.6.), možemo konstatirati da u našem jednostavnom linearnom modelu tržišta u zoni s nižom cijenom (A) dominiraju bazne elektrane, pa linearni nadomjestak krivulje ponude ima mali koeficijent smjera α , te razmjerno veliku pozitivnu vrijednost slobodnog koeficijenta β . S druge strane, tržište s višom cijenom (B), želimo li ga opisati linearnom funkcijom ponude, imat će velik iznos koeficijenta smjera γ , i razmjerno velik, ali negativan, iznos δ . Kao što smo vidjeli, **omogućavanje razmjene** između takva dva tržišta vodi **ne samo smanjenju cjenovne razlike, nego i promjeni strukture proizvodnje u obje zone na taj način da one postaju sličnije** jedna drugoj, što u načelu možemo gledati **društveno korisnim** ishodom u dugom roku.

U svakom dijelu elektroenergetskog sustava potrebne su i bazne i vršne elektrane. Zadržavanjem cjenovnih razlika kontrolom volumena razmjene od strane operatora sustava zadržavaju se i cjenovni poticaji koji navode slobodne ekonomske agente (ulagače) da, s obzirom na odnos potražnje za energijom i strukture proizvodnog portfelja, grade bazne elektrane tamo gdje je njihov manjak, a vršne pak tamo gdje je njihov manjak. Time se, u cjelini gledano, **ulagači upravljaju na taj način da homogeniziraju teritorijalnu raspodjelu i strukturu elektrana u odnosu na teritorijalnu raspodjelu i karakteristike potrošnje**. Time se, također, smanjuju i gubici energije, kako u transportu unutar zona, tako i u prijenosu između njih, s obzirom da je u dugom roku potreba za razmjnom sve manja. Sve to u suvremeno doba dobiva na važnosti zbog potrebe očuvanja okoliša.

Kada bi operator sustava dopustio da opskrbljivači (agregatori potrošnje) iz „skuplje“ zone kupuju koliko god oni žele iz „jeftinije“, došlo bi do izjednačavanja cijena u obje zone, i to **u vrlo kratkom razdoblju**. Naime, izgradnja spojnih dalekovoda mnogo je brža, i zahtijeva mnogo manje troškove, od izgradnje elektrana. Izjednačavanje cijena tako bi **potpuno poništilo bilo kakve cjenovne signale prema ulagačima u elektrane**, te ne bi bilo nikakvog realnog ekonomskog razloga da oni svojim ulaganjima doprinose homogenizaciji proizvodnje u odnosu na potrošnju, kao i smanjenju gubitaka u prijenosu energije između zona. **Ideologija izjednačavanja cijena kao ultimativnog cilja politike** u principu pogoduje trgovačkim lobijima, a nije kompatibilna s kriterijem maksimalizacije društvene dobrobiti u dugom roku.

5.2.3. Poopćenje modela na opći slučaj s proizvoljno velikim brojem povezanih tržišta

Sada je potrebno provjeriti vrijede li zaključci izvedeni u poglavljima 5.2.1. i 5.2.2. u općenitijem slučaju, kada postoji N tržišta električne energije, $N > 2$, s linearnim funkcijama ponude i savršeno neelastičnim funkcijama potražnje, povezivanjem kojih dolazi do razmjene energije vođene ekonomskim interesima agenata, pri čemu ta razmjena može biti (u načelu) neograničena, ili pak ograničena, bilo zbog politike operatora sustava, ili zbog realnih fizikalnih zagušenja. Mogućnost tržišnih interakcija, kao i u slučaju sa samo dva tržišta, vodi k tome da, unatoč savršenoj neelastičnosti potražnje na nepovezanim tržištima, svaka od njih postaje konačno elastična zbog toga što agregatori potrošnje mogu prilikom svojih odluka o kupovini energije birati između ponuda s različitim cijenama. Stoga, umjesto da je osuđen na kupovinu sa samo jednog tržišta, opskrbljivač može birati, u najboljem slučaju, s N općenito različitih tržišta, te tako može upravljati od koga će, koliko, i po kojoj cijeni kupovati da bi namirio potražnju za energijom svojih krajnjih kupaca. Vidjet ćemo kasnije da nemaju svi opskrbljivači jednak broj stupnjeva slobode izbora. Oni kod kojih je prije povezivanja tržišta energija najjeftinija uopće nemaju mogućnost izbora, jer ni na jednom tržištu cijena sigurno nije niža. Nasuprot tome, opskrbljivači koji djeluju unutar zone s najvišom početnom cijenom energije mogu kombinirati nabavu iz vlastite zone s nabavom iz svih ostalih, jer je svaka od njih na početku karakterizirana nižom cijenom. Kroz naš model vidjet ćemo kako se u toj složenoj interakciji N povezanih tržišta naposljetku formiraju cijene po zonama. Kako bismo to proučili, poslužit ćemo se **teorijom igara**, odnosno, tražit ćemo **Nashovu ravnotežu** (Osborne, 2002, Riley, Hobson, Bence, 2000, str. 110-115) u optimizacijskim problemima koji opisuju interesno utemeljeno ponašanje individualnih agenata na tržištima.

5.2.4. Model s proizvoljnim brojem povezanih tržišta

Neka postoji N tržišta električne energije, $N \in \mathbf{N}^+$. Neka je za svako od njih potrebno u određenom satu osigurati količinu energije Q_{i0} , $i \in [1, N]$, bez obzira na cijenu (što znači da je vlastita potražnja u svakoj od promatranih zona savršeno neelastična, kao što je bila i u primjeru s dva tržišta). Dalje, neka na svakom od tržišta postoji linearna funkcija ponude električne energije, oblika: $P_i = a_i Q_i + b_i$, pri čemu je Q_i ukupna količina koja se kupuje na i -tom tržištu. Usvojimo, nadalje, konvenciju da indeksacija Q_{kl} označuje količinu energije koju opskrbljivač tržišta k kupuje s tržišta l . Ta kupovina se odvija samo ako je, i dokle je, cijena P_k viša od cijene P_l . S obzirom na usvojenu konvenciju o indeksima, vrijedi:

$$P_i = a_i \sum_j Q_{ji} + b_i, \quad i, j \in [1, N]. \quad (5.2.4.-1)$$

S druge strane, zbog pretpostavke o savršenoj neelastičnosti vlastite potražnje, svaki opskrbljivač mora nabaviti ukupno onoliko energije, koliko traže kupci na njegovom tržištu:

$$Q_{i0} = \sum_j Q_{ij}, \quad i, j \in [1, N]. \quad (5.2.4.-2)$$

Sljedeća konvencija koju je potrebno usvojiti zbog jednostavnijeg izračunavanja rješenja sustava jednadžbi koji će biti prezentirani u nastavku definira da su tržišta indeksirana uređenim skupom indeksa, takvim da je indeksom 1 označeno tržište s najvišom cijenom prije spajanja, dok je indeksom N označeno ono s najnižom. Za bilo koja dva indeksa k i l vrijedi odnos:

$$k > l \Leftrightarrow P_{k0} \leq P_{l0}, \quad k, l \in [1, N]; k \neq l. \quad (5.2.4.-3)$$

Pritom, početne cijene (prije spajanja tržišta) definirane su kao:

$$P_{i0} = a_i Q_{i0} + b_i. \quad (5.2.4.-4)$$

Posljedica konvencije o redoslijedu indeksa jest sljedeća:

$$\left. \begin{array}{l} Q_{kl} = 0 \quad \Leftrightarrow \quad k > l. \\ Q_{kl} \geq 0 \quad \Leftrightarrow \quad k < l. \end{array} \right\} \quad (5.2.4.-5)$$

Ova konvencija omogućuje da broj varijabli u sustavu jednadžbi za N povezanih tržišta umjesto N^2 bude samo $N(N - 1)/2$, što je (znatno) manje, i time povoljnije sa stanovišta izvođenja programskih rutina za rješavanje sustava jednadžbi.

Količina energije koja će se kupovati na i -tom tržištu jednaka je zbroju količina koje će na njemu kupovati, u općem slučaju, opskrbljivači iz svih zona:

$$Q_i = \sum_j Q_{ji}. \quad (5.2.4.-6)$$

Međutim, zbog konvencije (5.2.4.-3), izraze (5.2.4.-2) i (5.2.4.-6) potrebno je precizirati. Naime, financijski interes dobavljača koji kupuje(u) energiju za potrošače situirane u i -toj zoni nalaže mu da energiju dobavlja samo s tržišta u svojoj zoni i u onih u kojima je (početna) cijena niža, ili, u skladu sa spomenutom konvencijom, s tržišta čiji je indeks veći ili jednak od i . Dakle, (5.2.4.-2) prelazi u oblik:

$$Q_{i0} = \sum_{j=1}^N Q_{ij}. \quad (5.2.4.-7)$$

Ukupna potražnja za energijom u i -toj zoni sastojat će se od količina koje traže dobavljači energije za tu zonu, kao i one u kojima je (početna) cijena viša, pa (5.2.4.-6) prelazi u:

$$Q_i = \sum_{j=1}^i Q_{ji}. \quad (5.2.4.-8)$$

Sada ćemo na primjeru četiri povezana tržišta, zadana svojim parametrima ponude, $\{(a_1, b_1), (a_2, b_2), (a_3, b_3), (a_4, b_4)\}$, odnosno potražnje, $\{Q_{10}, Q_{20}, Q_{30}, Q_{40}\}$, pokušati izračunati količine razmjene energije između zona, koje bi vodile k potpunom izjednačavanju cijena. Velikim rimskim brojevima od I do VI označujemo redne brojeve jednadžbi:

I – uvjet: $P_1 - P_2 = 0$.

$$a_1 Q_{11} + b_1 - a_2(Q_{12} + Q_{22}) - b_2 = 0. \quad (5.2.4.-9)$$

II – uvjet: $P_1 - P_3 = 0$.

$$a_1 Q_{11} + b_1 - a_3(Q_{13} + Q_{23} + Q_{33}) - b_3 = 0. \quad (5.2.4.-10)$$

III – uvjet: $P_1 - P_4 = 0$.

$$a_1 Q_{11} + b_1 - a_4(Q_{14} + Q_{24} + Q_{34} + Q_{44}) - b_4 = 0. \quad (5.2.4.-11)$$

IV – uvjet: $P_2 - P_3 = 0$.

$$a_2(Q_{12} + Q_{22}) + b_2 - a_3(Q_{13} + Q_{23} + Q_{33}) - b_3 = 0. \quad (5.2.4.-12)$$

V – uvjet: $P_2 - P_4 = 0$.

$$a_2(Q_{12} + Q_{22}) + b_2 - a_4(Q_{14} + Q_{24} + Q_{34} + Q_{44}) - b_4 = 0. \quad (5.2.4.-13)$$

VI – uvjet: $P_3 - P_4 = 0$.

$$a_3(Q_{13} + Q_{23} + Q_{33}) + b_3 - a_4(Q_{14} + Q_{24} + Q_{34} + Q_{44}) - b_4 = 0. \quad (5.2.4.-14)$$

Jednadžba (5.2.4.-7) sadrži ograničenja koja je potrebno nametnuti ili pomoću uvođenja četiri dodatne jednadžbe s Lagrangeovim multiplikatorima, ili jednostavno unošenjem tih ograničenja izravno u šest napisanih jednadžbi, što je zbog linearne prirode tih ograničenja u ovom slučaju moguće napraviti. Tada se sustav formuliran jednadžbama (5.2.4.-9 do 14) transformira u oblik:

$$\mathbf{s}_0 = \mathbf{M}_0 \mathbf{Q}_X. \quad (5.2.4.-15)$$

Ovdje je \mathbf{Q}_X vertikalni vektor razmjene energije:

$$\mathbf{Q}_X = \begin{bmatrix} Q_{12} \\ Q_{13} \\ Q_{14} \\ Q_{23} \\ Q_{24} \\ Q_{34} \end{bmatrix}. \quad (5.2.4.-16)$$

Komponente od \mathbf{Q}_X su rješenja sustava, tj.:

$$\mathbf{Q}_x = \mathbf{M}_0^{-1} \mathbf{s}_0. \quad (5.2.4.-17)$$

Matrica sustava, \mathbf{M}_0 , simetrična je i glasi:

$$\mathbf{M}_0 = \begin{bmatrix} -a_1 - a_2 & -a_1 & -a_1 & a_2 & a_2 & 0 \\ -a_1 & -a_1 - a_3 & -a_1 & -a_3 & 0 & a_3 \\ -a_1 & -a_1 & -a_1 - a_4 & 0 & -a_4 & -a_4 \\ a_2 & -a_3 & 0 & -a_2 - a_3 & -a_2 & a_3 \\ a_2 & 0 & -a_4 & -a_2 & -a_2 - a_4 & -a_4 \\ 0 & a_3 & -a_4 & a_3 & -a_4 & -a_3 - a_4 \end{bmatrix}, \quad (5.2.4.-18)$$

dok je vektor \mathbf{s}_0 jednak:

$$\mathbf{s}_0 = \begin{bmatrix} -(P_{10} - P_{20}) \\ -(P_{10} - P_{30}) \\ -(P_{10} - P_{40}) \\ -(P_{20} - P_{30}) \\ -(P_{20} - P_{40}) \\ -(P_{30} - P_{40}) \end{bmatrix}. \quad (5.2.4.-19)$$

Problem s nametanjem međusobne jednakosti svih cijena je u tome što je determinanta matrice tako formuliranog sustava uvijek, za svaki broj zona $N > 2$ i za bilo koje iznose parametara a_1, a_2, \dots, a_N , jednaka nuli:

$$\det \mathbf{M}_0 = 0. \quad (5.2.4.-20)$$

Razlog tome je u cirkularnoj argumentiranosti sustava jednadžbi. Naime, uvjeti $P_1 = P_2, P_2 = P_3$ i $P_3 = P_4$ ujedno automatski znače i da je $P_1 = P_3, P_1 = P_4$ i $P_2 = P_4$. Iz ispisa matrice lako je vidjeti da vrijede identiteti: I + IV = II; IV + VI = V; III - II = VI. No, između jednadžbi koje su rezultati ovih operacija, dakle II, V i VI, više nema linearne zavisnosti. To znači da je u ovom primjeru rang matrice jednak 3, ili, u općem slučaju s N zona:

$$\text{rank } \mathbf{M}_0 = N - 1. \quad \forall N > 2. \quad (5.2.4.-21)$$

Naime, između N tržišnih zona može postojati $N(N - 1)/2$ razmjenskih tijekova energije $Q_{ij}, i < j$, u sustavu postoji za

$$V = N(N - 1)/2 - (N - 1) = \frac{1}{2}(N - 1)(N - 2) \quad (5.2.4.-22)$$

previše nepoznanica, on je zbog cirkularnosti pododređen, i ta pododređenost raste s kvadratom broja zona N . Primijetimo da je V sigurno cijeli broj jer je umnožak $(N - 1)(N - 2)$ sigurno paran, dakle cjelobrojno djeljiv s dva. Kako višak varijabli može biti samo pozitivan, slijedi da (5.2.4.-21) vrijedi samo za $N > 2$. U slučaju kad je $N = 2$ spajaju se dva tržišta, što smo već opisali u poglavljima 5.2.1.

do 5.2.4. Tada sustav ima jednoznačna rješenja, a za svaki $N > 2$ ih nema. To, međutim, nikako ne znači da spajanjem dvaju ili više tržišta ne može doći do izjednačavanja cijena, nego da do njega može doći **na mnogo različitih načina**.

U primjeru s $N = 4$ povezanih tržišta, broj nepoznanica, tj. mogućih parova tržišta između kojih se može odvijati razmjena, jednak je $\frac{1}{2}N(N - 1) = 6$, rang matrice sustava jednak je $N - 1 = 3$, a suvišak nepoznanica je $\frac{1}{2}(N - 1)(N - 2) = 3$. Takav sustav moguće je riješiti na beskonačno mnogo načina, tako da se formulira sustav za samo tri nepoznanice (npr. Q_{12} , Q_{13} i Q_{14}), koliki je rang matrice sustava, a za ostale se uvrste proizvoljne vrijednosti. No, tih proizvoljnih vrijednosti, a naročito njihovih kombinacija, može biti beskonačno mnogo, tako da se izjednačavanje cijena može postići uz beskonačno velik broj kombinacija varijabli Q_{12} , Q_{13} i Q_{14} . Mogli bismo stoga napraviti pokus metodom Monte Carlo (Hammersley and Handscomb, 1975), tako da generiramo triplete vrijednosti (Q_{23} , Q_{24} , Q_{34}), uz unaprijed definirane granice i statističke distribucije njihovih vrijednosti, i pronađemo, statističkim metodama, koje su kombinacije (Q_{12} , Q_{13} , Q_{14} , Q_{23} , Q_{24} , Q_{34}) optimalne s obzirom na neki kriterij. Ciljani kriterij može biti minimalan ukupni trošak dobave električne energije, što s obzirom na izjednačavanje cijena u svim zonama znači postizanje najniže ravnotežne cijene. Jasno je da je u načelu samo jedna kombinacija varijabli optimalna, ali s druge strane, može postojati vrlo velik broj, pa čak i beskrajno mnogo, kombinacija koje daju rezultat vrlo blizak optimalnom, koji je, dakle, dovoljno dobar da bismo ga smatrali optimalnim. O tome što je „dovoljno dobro“ odlučujemo sami, kao dizajneri modela. Općenito, prilikom primjene Monte Carlo metode ne možemo se izražavati deterministički.

Pogledajmo sada kako bi izgledao sustav jednadžbi koji bi rješavao vrijednosti razmjene između zona uz koje bi se postizao maksimum društvene dobrobiti, što je ultimativni cilj svake razumne ekonomske politike. Ranije smo u slučaju s dva tržišta vidjeli da, kad u sustavu ne postoje gubici u transportu, maksimum društvene dobrobiti koincidira s izjednačavanjem cijena. Kako bismo formulirali jednadžbe sustava, najprije ćemo se prisjetiti da uslijed promjene količine energije koja se kupuje s i -tog tržišta za ΔQ_i dolazi do sljedećih promjena dobrobiti potrošača i proizvođača koji rezidiraju u zoni isporuke tog tržišta:

$$\text{potrošači:} \quad \Delta W_{Ci} = -a_i Q_{i0} \Delta Q_i. \quad (5.2.4.-23)$$

$$\text{proizviđači:} \quad \Delta W_{Gi} = a_i Q_{i0} \Delta Q_i + \frac{1}{2}a_i (\Delta Q_i)^2. \quad (5.2.4.-24)$$

Promjene ΔQ_i nakon spajanja tržišta izrazit ćemo na primjeru s četiri zone jednostavno kao:

$$\Delta Q_1 = Q_1 - Q_{10} = -Q_{12} - Q_{13} - Q_{14}. \quad (5.2.4.-25)$$

$$\Delta Q_2 = Q_2 - Q_{20} = Q_{12} - Q_{23} - Q_{24}. \quad (5.2.4.-26)$$

$$\Delta Q_3 = Q_3 - Q_{30} = Q_{13} + Q_{23} - Q_{34}. \quad (5.2.4.-27)$$

$$\Delta Q_4 = Q_4 - Q_{40} = Q_{14} + Q_{24} + Q_{34}. \quad (5.2.4.-28)$$

Kombiniranjem jednađbi (5.2.4.-23 do 28) dobivamo sumarne iznose novostvorene društvene dobrobiti po zonama:

$$\Delta W_1 = \frac{1}{2}a_1 (-Q_{12} - Q_{13} - Q_{14})^2. \quad (5.2.4.-29)$$

$$\Delta W_2 = \frac{1}{2}a_2 (Q_{12} - Q_{23} - Q_{24})^2. \quad (5.2.4.-30)$$

$$\Delta W_3 = \frac{1}{2}a_3 (Q_{13} + Q_{23} - Q_{34})^2. \quad (5.2.4.-31)$$

$$\Delta W_4 = \frac{1}{2}a_4 (Q_{14} + Q_{24} + Q_{34})^2. \quad (5.2.4.-32)$$

Pored toga, potrebno je uzeti u obzir i sve rente zagušenja:

$$R_{12} = (P_1 - P_2)Q_{12} = [P_{10} - P_{20} + a_1(-Q_{12} - Q_{13} - Q_{14}) - a_2(Q_{12} - Q_{23} - Q_{24})]Q_{12}. \quad (5.2.4.-33)$$

$$R_{13} = (P_1 - P_3)Q_{13} = [P_{10} - P_{30} + a_1(-Q_{12} - Q_{13} - Q_{14}) - a_3(Q_{13} + Q_{23} - Q_{34})]Q_{13}. \quad (5.2.4.-34)$$

$$R_{14} = (P_1 - P_4)Q_{14} = [P_{10} - P_{40} + a_1(-Q_{12} - Q_{13} - Q_{14}) - a_4(Q_{14} + Q_{24} + Q_{34})]Q_{14}. \quad (5.2.4.-35)$$

$$R_{23} = (P_2 - P_3)Q_{23} = [P_{20} - P_{30} + a_2(Q_{12} - Q_{23} - Q_{24}) - a_3(Q_{13} + Q_{23} - Q_{34})]Q_{23}. \quad (5.2.4.-36)$$

$$R_{24} = (P_2 - P_4)Q_{24} = [P_{20} - P_{40} + a_2(Q_{12} - Q_{23} - Q_{24}) - a_4(Q_{14} + Q_{24} + Q_{34})]Q_{24}. \quad (5.2.4.-37)$$

$$R_{34} = (P_3 - P_4)Q_{34} = [P_{30} - P_{40} + a_3(Q_{13} + Q_{23} - Q_{34}) - a_4(Q_{14} + Q_{24} + Q_{34})]Q_{34}. \quad (5.2.4.-38)$$

Ukupna novonastala društvena dobrobit jednaka je:

$$\Delta W_0 = \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3 + \Delta W_4 + R_{12} + R_{13} + R_{14} + R_{23} + R_{24} + R_{34}. \quad (5.2.4.-39)$$

Sustav jednađbi za rješavanje dobit ćemo tako da postavimo sve nužne uvjete za maksimalizaciju ukupne dobrobiti, tj. tako da sve parcijalne derivacije funkcije ΔW_0 izjednačimo s nulom. Pogledajmo kako nastaje jednađba za uvjet $\partial(\Delta W_0)/\partial Q_{12} = 0$:

$$\begin{aligned} \partial(\Delta W_0)/\partial Q_{12} &= \partial(\Delta W_1 + \Delta W_2 + R_{12} + R_{13} + R_{14} + R_{23} + R_{24})/\partial Q_{12} = \\ &= -\underline{a_1(-Q_{12} - Q_{13} - Q_{14})} + \underline{a_2(Q_{12} - Q_{23} - Q_{24})} + (P_{10} - P_{20}) + \underline{a_1(-Q_{12} - Q_{13} - Q_{14})} - \\ &\quad - a_1 Q_{12} - \underline{a_2(Q_{12} - Q_{23} - Q_{24})} - a_2 Q_{12} - a_1 Q_{13} - a_1 Q_{14} + a_2 Q_{23} + a_2 Q_{24} = \\ &= -a_1 Q_{12} - a_2 Q_{12} - a_1 Q_{13} - a_1 Q_{14} + a_2 Q_{23} + a_2 Q_{24} + (P_{10} - P_{20}) = 0. \end{aligned} \quad (5.2.4.-40)$$

Primijetimo da se u ovom procesu, zbrajajući derivacije društvenih dobrobiti u zonama i unutar renta zagušenja, članovi podvučeni jednakim linijama međusobno poništavaju. To se događa i prilikom

računanja svih ostalih parcijalnih derivacija, tako da u konačnici dobivamo sljedeći sustav jednadžbi za maksimalizaciju ukupne društvene dobrobiti:

$$\mathbf{s}_w = \mathbf{M}_w \mathbf{Q}_x, \quad (5.2.4.-41)$$

odnosno:

$$\mathbf{Q}_x = \mathbf{M}_w^{-1} \mathbf{s}_w. \quad (5.2.4.-42)$$

Međutim, dovršenjem ostalih pet računskih postupaka po uzoru na (5.2.4.-40) uvidjet ćemo da uvijek vrijede sljedeće jednakosti:

$$\mathbf{M}_w = \mathbf{M}_0 \quad \text{i} \quad \mathbf{s}_w = \mathbf{s}_0. \quad (5.2.4.-43)$$

Dakle, u slučaju nepostojanja gubitaka u transportu, **uvjeti za maksimalizaciju društvene dobrobiti i za izjednačavanje cijena su identični**. Stoga zaključujemo da je društvenu dobrobit također moguće maksimalizirati uz više (možda i beskonačno mnogo) različitih kombinacija varijabli razmjene energije, odnosno uz više (možda i beskonačno mnogo) različitih vektora \mathbf{Q}_x .

Ova osobina može predstavljati **znatan problem za središnjeg planera** koji bi htio formulirati ekonomsku politiku s ciljem maksimalizacije društvene dobrobiti. Naime, on ima mnogo načina na koji može postići rješenje dovoljno blizu optimalnog. To, međutim, znači da postoji (možda i mnogo) različitih ishoda promjene dobrobiti pojedinih članova društva, što može dovesti do različitih ishoda u smislu pružanja otpora provedbi politike od strane gubitnika te politike.

Renta zagušenja je, kao što smo vidjeli, vrlo značajna komponenta ukupne društvene dobrobiti. Kako nju prikupljaju javni agenti (operatori sustava), ona bi se u sklopu neke ekonomske politike mogla koristiti i kao sredstvo redistribucije resursa. Vidjeli smo da renta zagušenja ima iznos nula kad razmjene nema (jer su sve komponente vektora \mathbf{Q}_x jednake nuli), odnosno kad su cijene na spojenim tržištima jednake. Na sredini između tih krajnosti nalazi se točka maksimuma. Promotrit ćemo, opet na primjeru četiri povezana tržišta, što bi se dogodilo kad bi središnji planer (npr. zajednički operator sustava) pokušao maksimalizirati ukupno ubranu rentu zagušenja. Odmah naglasimo, to nije točka maksimalizirane društvene dobrobiti. U ovako postavljenom problemu treba maksimalizirati sumu:

$$R = R_{12} + R_{13} + R_{14} + R_{23} + R_{24} + R_{34}. \quad (5.2.4.-44)$$

Nužan uvjet maksimalizacije traži da sve njene parcijalne derivacije po varijablama razmjene Q_{ij} , $i < j$, budu jednake nuli, tj.

$$\partial R / \partial Q_{ij} = 0 \quad \forall \quad i, j \in [1, N]; \quad i < j. \quad (5.2.4.-45)$$

Kad se raspišu derivacije iz ovog izraza i izjednače s nulom, dobiva se sustav jednadžbi:

$$\mathbf{s}_R = \mathbf{M}_R \mathbf{Q}_X, \quad (5.2.4.-46)$$

pri čemu vrijedi da je:

$$\mathbf{M}_R = 2 \mathbf{M}_0 \quad \text{i} \quad \mathbf{s}_R = \mathbf{s}_0. \quad (5.2.4.-47)$$

To, naravno, znači da jednoznačna maksimalizacija ukupne rente zagušenja nije moguća jer je $\det \mathbf{M}_R = 0$, tj. jer je sustav pododređen na isti način kao sustav jednadžbi za izjednačenje cijena u zonama. Zanimljivo je, međutim, da je ukupna renta zagušenja rješenje sustava u kojem je jedina razlika u tome što je matrica sustav \mathbf{M}_R točno dvostruko veća od \mathbf{M}_0 , pa je rješenje sustava jednako:

$$\mathbf{Q}_X = \mathbf{M}_R^{-1} \mathbf{s}_R = \mathbf{M}_0^{-1} \mathbf{s}_0/2. \quad (5.2.4.-48)$$

U primjeru sa samo dva spojena tržišta renta zagušenja bila je maksimalizirana pri volumenu razmjene koji je cjenovnu razliku sveo na jednu polovinu polazne. Prema tome, i ovdje se jednostavni odnosi u jednadžbama dva spojena sustava reflektiraju u faktički istim odnosima matrica N spojenih sustava.

No, sad se možemo zapitati, je li moguće postići **stratešku ravnotežu** u igri u kojoj bi operator(i) svakog od spojnih vodova **upravljao(li) razmjennom energije** po spojnim vodovima s ciljem maksimalizacije rente zagušenja, ali svatko svoje. U tom slučaju, morali bismo posegnuti za rješavanjem **sustava jednadžbi reakcijskih krivulja**, u nadi da ćemo dobiti točku **Nashove ravnoteže**.

Prema tome, scenarij je sljedeći: svaki operator spojnog voda (jedan sam, ili dvojica, ali tako da dijele rentu u jednakim dijelovima) pokušava maksimalizirati rentu koju ekstrahira na njemu, tako da ne dopušta proizvoljno ugovaranje razmjene preko njega, već upravlja volumenom razmjene na taj način da nastoji maksimalizirati rentu zagušenja, pritom računajući **da i svi operatori preostalih vodova rade to isto**. Stoga ćemo formulirati sustav jednadžbi tako da u našem primjeru s četiri spojena tržišta izračunamo reakcijske krivulje svih šest operatora spojnih vodova (ili općenitije, kapaciteta). Kako svaki operator može upravljati volumenom razmjene samo preko svog voda, jednadžbe reakcijskih krivulja će glasiti:

$$\partial R_{ij} / \partial Q_{ij} = 0 \quad \forall \quad i, j \in [1, N]; \quad i < j. \quad (5.2.4.-49)$$

Dobit ćemo sustav jednadžbi:

$$\mathbf{s}_r = \mathbf{M}_r \mathbf{Q}_X, \quad (5.2.4.-50)$$

pri čemu je $\mathbf{s}_r = \mathbf{s}_0$. No, matrica \mathbf{M}_r ovaj puta izgleda nešto drugačije:

$$\mathbf{M}_r = \begin{bmatrix} -2a_1 - 2a_2 & -a_1 & -a_1 & a_2 & a_2 & 0 \\ -a_1 & -2a_1 - 2a_3 & -a_1 & -a_3 & 0 & a_3 \\ -a_1 & -a_1 & -2a_1 - 2a_4 & 0 & -a_4 & -a_4 \\ a_2 & -a_3 & 0 & -2a_2 - 2a_3 & -a_2 & a_3 \\ a_2 & 0 & -a_4 & -a_2 & -2a_2 - 2a_4 & -a_4 \\ 0 & a_3 & -a_4 & a_3 & -a_4 & -2a_3 - 2a_4 \end{bmatrix}. \quad (5.2.4.-51)$$

\mathbf{M}_r nastaje od \mathbf{M}_0 tako da se umjesto čitave matrice \mathbf{M}_0 samo njeni dijagonalni elementi pomnože s dva. Važno je svojstvo ove matrice sljedeće:

$$\det \mathbf{M}_r \neq 0. \quad (5.2.4.-52)$$

Dakle, **Nashova ravnoteža maksimalizacije pojedinačnih renta zagušenja postoji**. Drugim riječima, postoji strateška ravnoteža između operatora prijenosnih sustava koji nastoje maksimalizirati vlastite rente zagušenja, znajući pritom da i svi drugi nastoje to isto. Zbog toga, **ovu je ravnotežu moguće postići bez prisilne regulacije**, prepustivši operatore sustava da se rukovode samo svojim vlastitim financijskim interesom.

Zato je sada potrebno utvrditi je li takvo ravnotežno stanje **barem približno kompatibilno s glavnim ciljem regulatorne politike**, a to je maksimalizacija ukupne društvene dobrobiti. Ukoliko se pokaže da jest, tada je moguće **dizajnirati samoodrživ ekonomski mehanizam**, koji će voditi ka dugoročnom povećanju blagostanja.

5.2.5. Elementi konstrukcije programa za simulaciju sustava s više povezanih tržišta

Točka Nashove ravnoteže operatora sustava koristit će se u daljnjim analizama Monte Carlo tipa (Hammersley and Handscomb, 1975) kao referentna točka u multidimenzionalnom prostoru vektora razmjena energije kao referentna točka, a ovisnosti parametara tržišta složenog od proizvoljnog broja povezanih tržišta, poput ukupne društvene dobrobiti, ukupne kolektirane rente zagušenja, ukupnih troškova dobave energije, devijacije cijena, itd., promatrat će se kao funkcije posebnog u ovom istraživanju izvedenog metričkog pokazatelja općeg odstupanja vektora razmjena od rečene Nashove ravnoteže.

Detaljni metodološki opis konstrukcije modela i računalne podrške za izvođenje analize tržišta nastalog spajanjem proizvoljnog broja tržišnih zona simulacijama tipa Monte Carlo, uz pomoć programskog paketa Matlab ® (Hanselman and Littlefield, 2001), dan je u Sabolić (2015d). U istraživanju potanko opisanom u tom radu načinjen je algoritam za automatsko punjenje jezgrene matrice sustava, a zatim su opisani algoritmi za dopunu sustava dodatnim jednadžbama za ograničenja tipa jednakosti, odnosno tipa nejednakosti, kojima se modelira, redom, potpuno zagušenje ili zabrana razmjene između nekog para povezanih tržišta, odnosno ograničenje prijenosnog kapaciteta ili

dopuštenog volumena razmjene. Potom je dan opis simulacije odstupanja razmjenskih varijabli od iznosa koje one imaju u Nashovoj ravnoteži. Pronađen je i način da se multivarijantni problem, u kojem se stohastički generiraju odstupanja svih (mnogobrojnih) razmjenskih varijabli od ravnotežnih količina, preslika u dvodimenzionalni prostor, kako bi se rezultati istraživanja mogli predočiti i matematički formalizirati u obliku dvodimenzionalnih regresijskih funkcija.

To je načinjeno tako što je definiran i ispitan odgovarajući **metrički pokazatelj općeg odstupanja razmjenskih varijabli od ravnotežnih vrijednosti**, koji se temelji na izračunavanju jednog oblika prosječne devijacije stohastički perturbiranih vrijednosti varijabli razmjene energije od deterministički izračunatih ravnotežnih vrijednosti. Mapiranjem rezultata simulacija, pri čemu je u svakoj od njih načinjeno najmanje po 18 tisuća proračuna uz stohastički generirana odstupanja svih (mnogobrojnih) razmjenskih varijabli, postalo je jasno da složene ovisnosti u multivarijantnom okruženju jednoznačno kolabiraju u dvodimenzionalni prostor, pri čemu ključne varijable stanja tržišta, poput maločas navedenih (ukupna dodatna društvena dobrobit, ukupna renta zagušenja, ukupan trošak dobave energije, itd.) pokazuju tip ovisnosti o metričkom pokazatelju odstupanja od Nashove ravnoteže na identičan način na koji te varijable ovise o razmjeni energije u modelu sa spajanjem dvaju tržišta. Nakon analize četiri različita oblika metričkog pokazatelja, kojeg ćemo u nastavku disertacije označavati oznakom S , utvrđeno je da najkonzistentniji oblik funkcionalnih ovisnosti regresijskih funkcija analiziranih veličina u odnosu na deterministički izvedene funkcije istih tih veličina u dvodimenzionalnom modelu daje standardna devijacija sumarnih odstupanja nabave energije iz pojedinih zona, u odnosu na količine koje se iz tih zona kupuju u Nashovoj ravnoteži.

Svi detalji računskih algoritama primijenjenih u opisanoj Monte Carlo analizi mogu se naći u Sabolić (2015d).

5.2.6. Rezultati analize spajanja više tržišta

U ovom poglavlju prezentirat ćemo rezultate modeliranja i perturbacijske analize opisanog u poglavlju 5.2.5. Simulacijama je obuhvaćeno više tipova scenarija. U svakom od njih, broj tržišta koja se spajaju, N , može se zadati proizvoljno.

Scenarij tipa A

Pretpostavljeno je da funkcija ponude na svakom tržištu ima isti oblik, i to $P_i = a Q_i + b = 0,438 \times 10^{-3} Q_i$, $\forall i \in [1, N]$. Prema tome, u ovom modelu $b = 0$. Dimenzija graničnog troška a je $\text{€}/(\text{MWh})^2$. Cijene P_i su u $\text{€}/\text{MWh}$, a količine Q_i su u MWh . Razlika u početnim cijenama na tržištima proizlazi, dakle, iz razlike u potražnji. Sve su individualne funkcije potražnje modelirane kao savršeno neelastične. Definirana je „srednja“ vrijednost potražnje, $Q_0 = 66 \times 10^3 \text{ MWh}$. Uz zadani

broj tržišta N , program automatski generira vektor potražnje tako da on ima N elemenata, čije vrijednosti čine aritmetički niz između $0,75 Q_0$ i $1,25 Q_0$. Stoga su razlike početnih cijena između tržišta s uzastopnim indeksima konstantne. Osim toga, standardna devijacija početnih cijena je to manja, što je broj tržišta veći, jer je najmanja početna cijena uvijek $0,75 Q_0$ $a = 21,681$ €/MWh, a najveća $1,25 Q_0$ $a = 36,135$ €/MWh. Kao što smo već ranije vidjeli, sami apsolutni iznosi tržišnih cijena nisu bitni, već su bitne cjenovne razlike. One, naime, motiviraju ekonomske agente u njihovim odlukama o potrošnji ili proizvodnji. Osim cjenovnih razlika, bitni su i granični troškovi, a . U scenarijima tipa A granični trošak je na svim tržištima isti. Veličine a i Q_0 odabrane su iz jedne realne situacije ponude i potražnje na njemačkom tržištu (Weale and Roth, 2013).

Scenarij tipa B

Pretpostavljeno je da je potražnja u svim zonama savršeno neelastična i jednaka $Q_0 = 66 \times 10^3$ MWh. Ponuda je modelirana tako da je u svakoj zoni granični trošak a_i različit, a da je $b_i = 0$, $\forall i \in [1, N]$. Vektor graničnih troškova proizvodnje u zonama generiran je tako da ima N elemenata, koji tvore aritmetički niz, pri čemu najmanji ima iznos $0,75 a$, a najveći $1,75 a$, gdje a iznosi $0,438 \times 10^{-3}$ €/MWh². Prema tome, granični troškovi u zonama kreću se između $0,3285 \times 10^{-3}$ i $0,5475 \times 10^{-3}$ €/MWh². Početne cjenovne razlike posljedica su različitih funkcija ponude. I ovdje, što je broj tržišta N veći, to je standardna devijacija početnih cijena manja, jer se a kreće uvijek u istom rasponu, neovisno od N .

Scenarij tipa C

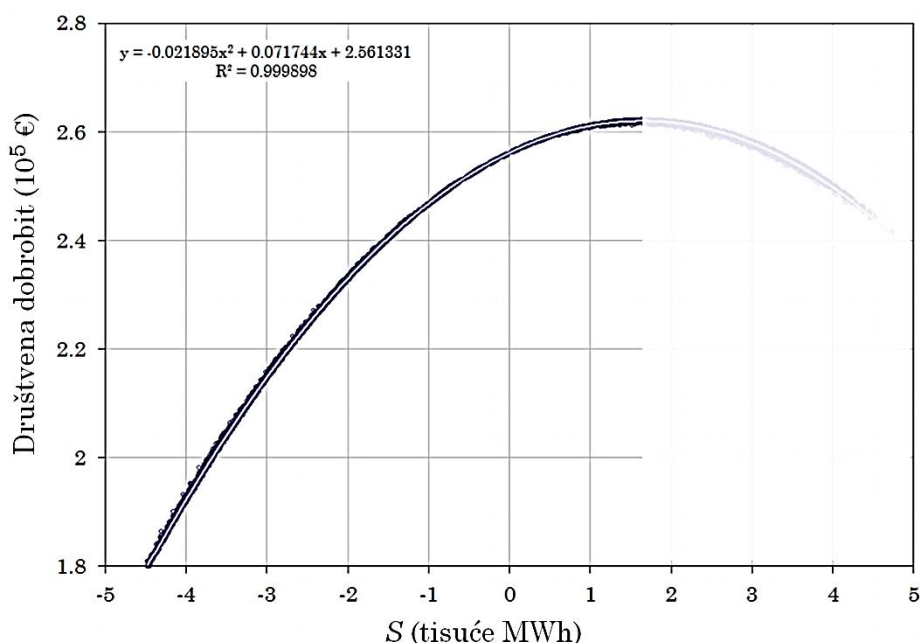
U ovom tipu scenarija pretpostavljeno je također da je potražnja u svim zonama savršeno neelastična i jednaka $Q_0 = 66 \times 10^3$ MWh. Ponuda je modelirana tako da je u svakoj zoni granični trošak jednak $0,438 \times 10^{-3}$ €/MWh², a afini član u funkciji ponude ovaj puta nije jednak nuli, nego ima neki iznos, b_i . Kako bi se generirao vektor afinih članova, najprije je određena „srednja“ vrijednost: $b_0 = 0$. Zatim je određena najmanja vrijednost kao $21,681 - 0,438 \times 10^{-3} \times 66 \times 10^3 = -7,227$ €/MWh, odnosno najveća kao $36,135 - 0,438 \times 10^{-3} \cdot 66 \times 10^3 = +7,227$ €/MWh. Vektor s elementima b_i generiran je tako da njegovi elementi čine aritmetički niz između ove dvije krajnje vrijednosti. I u ovom su scenariju početne cjenovne razlike između zona s uzastopnim indeksima jednake. One su to manje, što je broj zona N veći.

Scenarij tipa C je najmanje realističan od ovdje navedenih, tako da u nastavku nećemo izlagati rezultate njegove analize. Naime, prema jednadžbi (5.2.1.-12), koju smo izveli prilikom analize spajanja dvaju tržišta, dobrobit potrošača se uopće ne mijenja u ovisnosti o volumenu razmjene ako je zadovoljen uvjet $\alpha Q_{A0} = \gamma Q_{B0}$. U scenariju C ta jednakost vrijedi između svih N tržišta, zato što je pretpostavljeno da je potrošnja u svim zonama jednaka, kao i da su granični troškovi u svim zonama jednaki. Ipak, simulacijom je provjereno vrijedi li ta zakonitost kada je $N > 2$, i pokazalo se da vrijedi, i to identički, tj. uz koeficijent determinacije $R^2 = 1$. Posljedica toga je da se ukupan trošak dobave

energije za sve potrošače uopće ne mijenja, bez obzira na bilo kakve perturbacije u odnosu na Nashovu ravnotežu sustava. Sve promjene društvene dobrobiti u ovakvom se modelu deriviraju iz promjena dobrobiti proizvođača i rente zagušenja. Kako je u stvarnosti teško zamisliti realističnu situaciju u kojoj bi gore naveden uvjet iz (5.2.1.-12) bio imalo približno zadovoljen, pogotovu s porastom N , ovaj scenarij je u nastavku odbačen.

Prikaz najvažnijih rezultata simulacija prema osnovnom scenariju A

Slika 5.2.6.-1 prikazuje najvažniji rezultat perturbacijske analize rješenja problema Nashove ravnoteže maksimalizacije individualnih renta zagušenja u scenariju A, bez dodatnih specifikacija, uz $N = 11$. Na slici se nalazi raspršni dijagram sa svih 18.000 rezultata perturbacijske analize. Kada je $S = 0$, nema odstupanja od Nashove ravnoteže. U toj točki je rezultat kakav bi se postigao kad bi operatori sustava bili prepušteni da odlučuju po svojoj volji, s ciljem maksimalizacije vlastite (svaki svoje) rente zagušenja. Vidimo da u toj točki društvena dobrobit **nije** maksimalizirana, ali isto tako, i da je ona tek neznatno manja (oko 2,5%) od maksimalne vrijednosti. Desni dio slike je zasjenjen zbog toga što tijekom funkcije dobrobiti u tom području u stvarnosti nije padajući, kako je ovdje prikazano, već je konstantan (usporediti s punom linijom na slici 5.2.1.-5). U proračunu je namjerno ispušteno uračunavanje kontra-transakcija, koje bi se pojavile zbog toga što bi uslijed razmjena energije većih od onih koje dovode do izjednačavanja cijena između zona došlo do pojave trgovanja u suprotnom smjeru, jer bi cijene zoni s nekad jeftinijom energijom postale više. To je učinjeno kako bi se dobio čim bolji uzorak za izračunavanje kvadratne regresije podataka dobivenih perturbacijskom analizom. Prema tome, zasjenjeni dio na ovoj i svim sljedećim slikama treba zanemariti. Kao što se vidi, regresija kvadratnog tipa koja opisuje podatke dobivene simulacijom gotovo savršeno pristaje uz njih, s koeficijentom determinacije R^2 od 0,999898. Stoga slobodno možemo pretpostaviti da je ovisnost

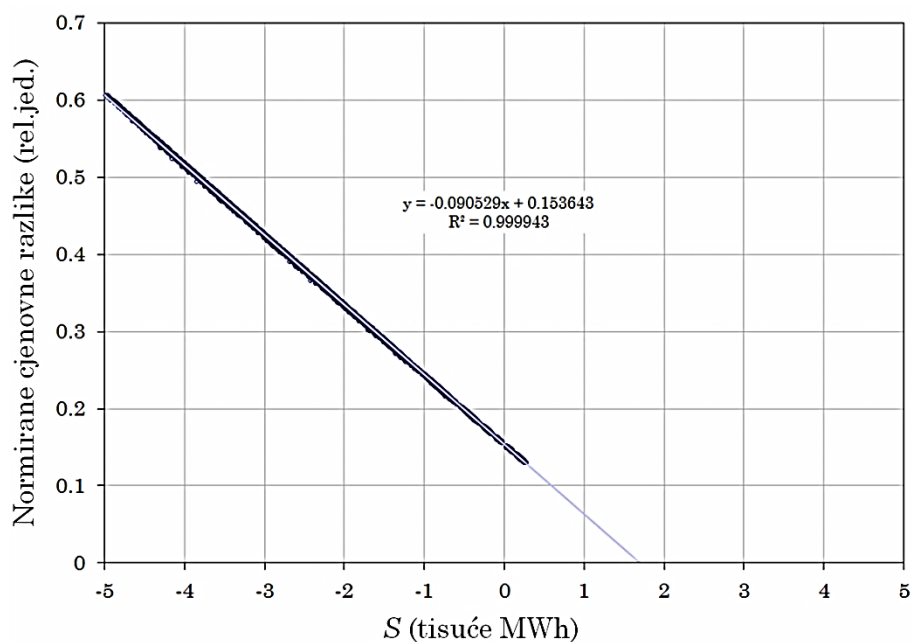


Slika 5.2.6.-1. Društvena dobrobit, generirana u jednom satu, u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.

od razmjene kao takve, **kvadratična**, baš kao i u osnovnom modelu s dva povezana tržišta. Malo kasnije ćemo vidjeti da su i ostali rezultati simulacija osnovnog modela A konzistentni s ovime, pa je stoga moguće **povući izravne paralele** s modelom dva povezana tržišta. To znači da i u slučajevima s N tržišta (u ovom primjeru 11) vrijede potpuno iste ekonomske zakonitosti.

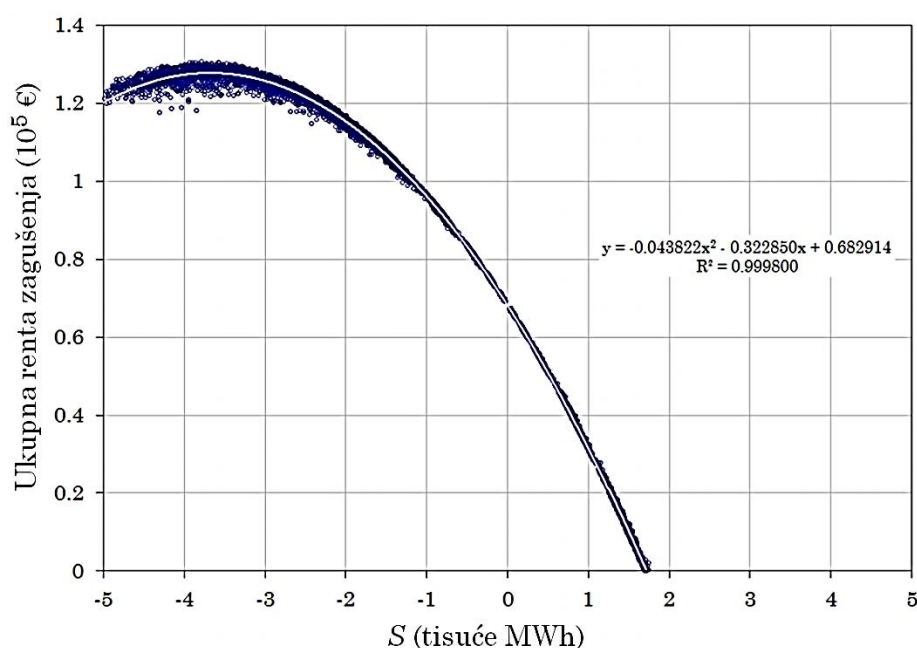
Slika 5.2.6.-2 prikazuje ovisnost standardne devijacije tržišnih cijena, normirane na njihovu inicijalnu standardnu devijaciju (koja u ovom modelu iznosi 4,7938 €/MWh). Naravno, kad bi sve razmjene bile jednake nuli, ovaj bi parametar iznosio 1. Zanimljivo je uočiti pri kojoj vrijednosti metričkog parametra S te cjenovne razlike (u prosjeku) postaju jednake nuli. Simulacija nije vršena do te točke zbog numeričkih artefakata koji su posljedica zanemarivanja kontra-transakcija, koje je maločas objašnjeno. Međutim, početni dio raspršnog dijagrama dovoljan je za izvođenje vrlo čvrste linearne regresije ($R^2 = 0,999943$). Regresijski pravac siječe apscisu pri vrijednosti pri kojoj regresijska parabola sa slike 5.2.6.-1 dostiže maksimum, što je u suglasju s rezultatima dobivenim na modelu s dva spojena tržišta.

Zanimljivo je izračunati ono što se ne vidi izravno na ovim slikama: odgovara li vrijednost S pri kojoj regresijski pravac cjenovnih razlika dostiže iznos od 1 onoj pri kojoj regresijska parabola društvene dobrobiti pada na nulu. U slučaju pravca ta vrijednost je $-9,35$, dok je u slučaju parabole $-9,30$. S obzirom da model cjenovnih razlika nije u posve jednakoj mjeri „dobar“ kao model društvene dobrobiti zbog gore objašnjenih razloga, ovako dobro slaganje rezultata ukazuje na njihovu međusobnu konzistentnost.



Slika 5.2.6.-2. Normirane cjenovne razlike u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S .
Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.

Slika 5.2.6.-3 daje rezultate za sljedeću vrlo važnu veličinu: ukupnu rentu zagušenja, tj. zbroj renta koje su prikupili svi operatori sustava. Njena očekivana vrijednost pada na nulu tamo gdje je maksimum krivulje očekivane vrijednosti društvene dobrobiti, odnosno tamo gdje očekivana vrijednost standardne devijacije tržišnih cijena pada na nulu. To su sve bile osobine modela s dva tržišta, samo što se ovdje, umjesto u determinističkim vrijednostima, izražavamo u terminima očekivanih vrijednosti iz vrlo velikog broja stohastičkih eksperimenata. Isto tako, umjesto determinističkih vrijednosti razmjene energije između dviju zona, ovdje se izražavamo u terminima metričkog pokazatelja odstupanja od ravnotežnih količina koje se razmjenjuju između tržišta u slučaju kad je svaka pojedinačna renta zagušenja maksimalizirana u smislu Nashove ravnoteže. Parabola očekivanih vrijednosti ukupne rente zagušenja na lijevoj strani poprima vrijednost nula pri istom iznosu S pri kojem novostvorena društvena dobrobit također ima iznos nula, jer nema razmjene, pa ona ni ne može nastati. Evidentno, širina parabole društvene dobrobiti, mjerena pri razini dobrobiti 0, jednaka je širini parabole rente zagušenja pri istoj razini. Kako je riječ o parabolama generiranim stohastički, i to bez zahvaćanja u čitavo područje u kojem su jedna i druga parabola pozitivne, ta jednakost ne može biti savršena. Zato ćemo detaljnije pogledati u kakvom odnosu stoje ove dvije krivulje, te pravac devijacije cijena. Polovica širine regresijske parabole sa slike 5.2.6.-1 iznosi 10,939, dok širina regresijske parabole sa slike 5.2.6.-3 iznosi 10,799, što je manje za 1,28%. Širina područja između točaka u kojima regresijski pravac sa slike 5.2.6.-2 poprima vrijednosti 1 i 0 iznosi 11,046, što je za 0,98% posto više od polovice širine parabole društvene dobrobiti. Evidentno je vrlo dobro poklapanje ovih vrijednosti. Imajući u vidu i razmjerno malo raspršenje oko regresijskih krivulja, od-



Slika 5.2.6.-3. Ukupna satna renta zagušenja u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S .

Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.

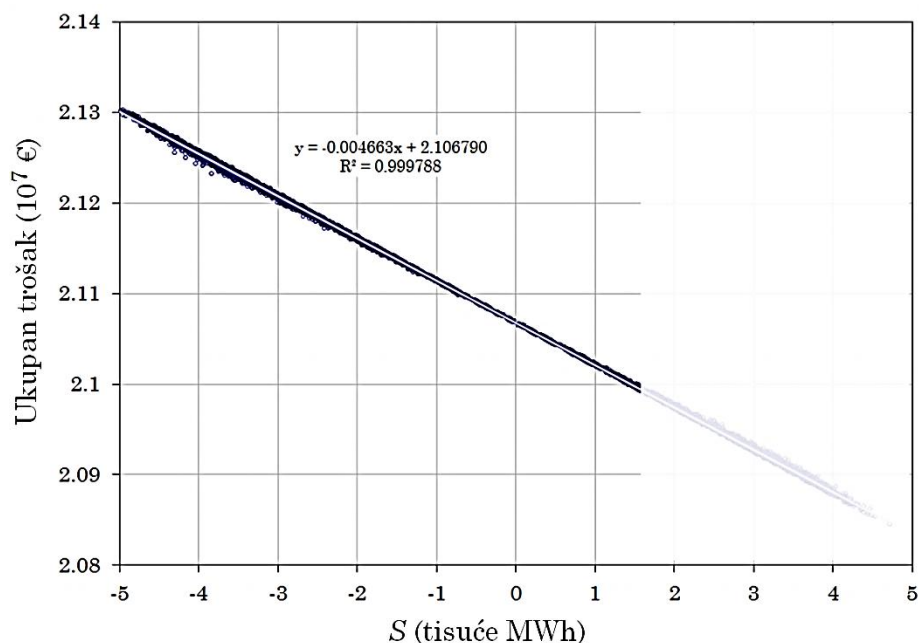
nosno vrijednosti R^2 vrlo bliske jedinici, možemo zaključiti da je metrička varijabla S u linearnom odnosu s razmjenama energije između N tržišta u sljedećem smislu: Negativna vrijednost S pri kojoj regresijske krivulje društvene dobrobiti poprimaju vrijednost 0 odgovara stanju u kojem je prosječna devijacija od Nashove ravnoteže takva, da razmjene (praktički) nema. Pozitivna vrijednost S pri kojoj regresijska parabola društvene dobrobiti ima maksimum, a parabola rente zagušenja pada ponovno na nulu, odgovara stanju u kojem je prosječna devijacija od Nashove ravnoteže takva, da je razmjena dostigla iznos pri kojem dolazi do izjednačavanja cijena. To će kasnije biti **važno za uzimanje u obzir učinka gubitaka** energije. Označimo li metričku varijablu razmjene sa q , njenu vrijednost pri kojoj standardna devijacija cijena pada na nulu sa q_m , negativnu nultočku regresijske parabole društvene dobrobiti sa x_{w1} , te širinu regresijske parabole društvene dobrobiti sa Δx_w , možemo lako ustanoviti vezu metričkih varijabli razmjene i odstupanja od Nashove ravnoteže:

$$q = \frac{2q_m}{\Delta x_w} (S - x_{w1}) . \quad (5.2.6.-1)$$

Generalizacija modela na veći, odnosno veliki, broj tržišta N , umjesto njih samo dva, donosi i jednu razliku u odnosu na model s dva tržišta, na kojem smo ustanovili da između društvene dobrobiti i ukupnog troška dobave energije postoji linearan odnos opisan jednadžbama (5.2.1.-53 do 56), što znači da ukupan trošak ima minimum tamo gdje ukupna dobrobit ima maksimum. Povezivanjem većeg broja tržišta ta se osobina gubi. Ukupan očekivani trošak pada praktički linearno do vrijednosti S u kojoj devijacija cijena pada na nulu, nakon čega ostaje konstantan. To je posljedica dizajna modela. Povećanjem broja tržišta cjenovne početne cjenovne razlike između njih su u našem modelu sve manje. Naime, bez obzira koliko zona se spaja u zajedničko tržište, cjenovne razlike su posljedica početnih razlika u balansu ponude i potražnje po pojedinačnim zonama. Kako su proizvodne tehnologije svugdje u principu slične, te kako su ukupni instalirani proizvodni kapaciteti uvijek u nekoj razmjerno čvrstoj vezi s vršnom potrošnjom, krajnje granice u kojima se kreću početne cijene u principu nemaju nikakve veze s brojem zona. Stoga su u našim modelima uvijek pretpostavljene iste početne krajnje granice cijena, a što je broj tržišta veći, to je zbog toga početna standardna devijacija cijena u apsolutnom smislu manja, pa se procesom spajanja tržišta cijene mijenjaju u znatno manjoj mjeri, nego kad se uz isti početni cjenovni raspon spajaju samo dva tržišta. Tako u slučajevima s većim brojem tržišta troškovi povećanjem razine razmjene, doduše, padaju i dalje po kvadratičnoj zakonitosti, kao na slici 5.2.1.-8, ali samo u početnom, skoro linearnom dijelu krivulja. Slika 5.2.6.-4 prikazuje rezultate perturbacijske analize ukupnih troškova dobave energije. Desni dio slike osjenčan je iz istog razloga kao na slici 5.2.6.-1.

Prikaz najvažnijih rezultata simulacija prema osnovnom scenariju B

Sada ćemo na isti način prikazati rezultate simulacije osnovnog scenarija B (slike 5.2.6.-5 do 5.2.6.-8). U osnovi, pojave koje se događaju u ovakvom modelu s više tržišta iste su kao i u modelu A, i u bitnome ovise samo o početnim cjenovnim razlikama i graničnim troškovima proizvodnje energije.

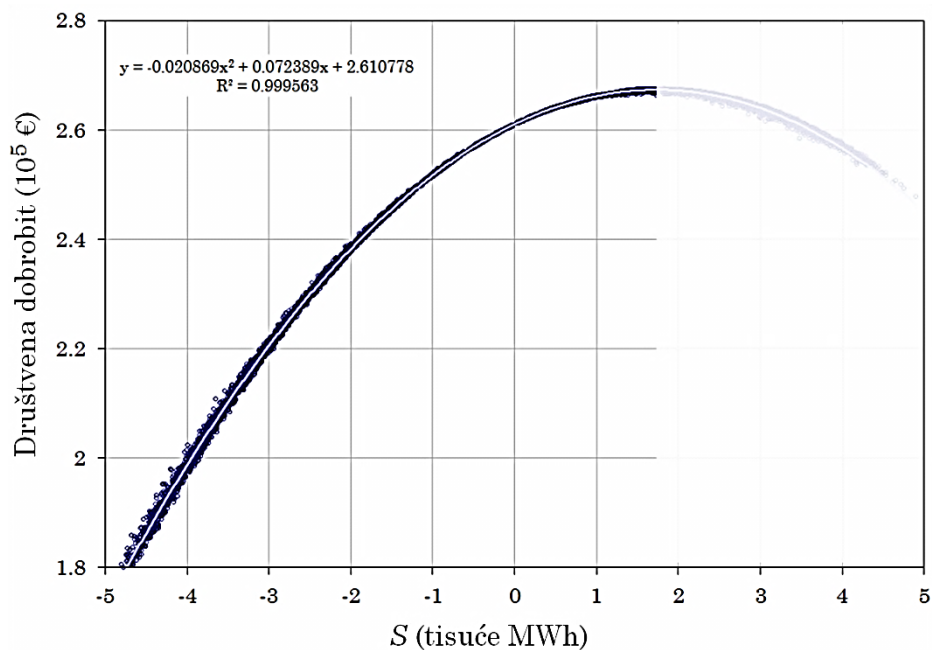


Slika 5.2.6.-4. Ukupan satni trošak dobave energije u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.

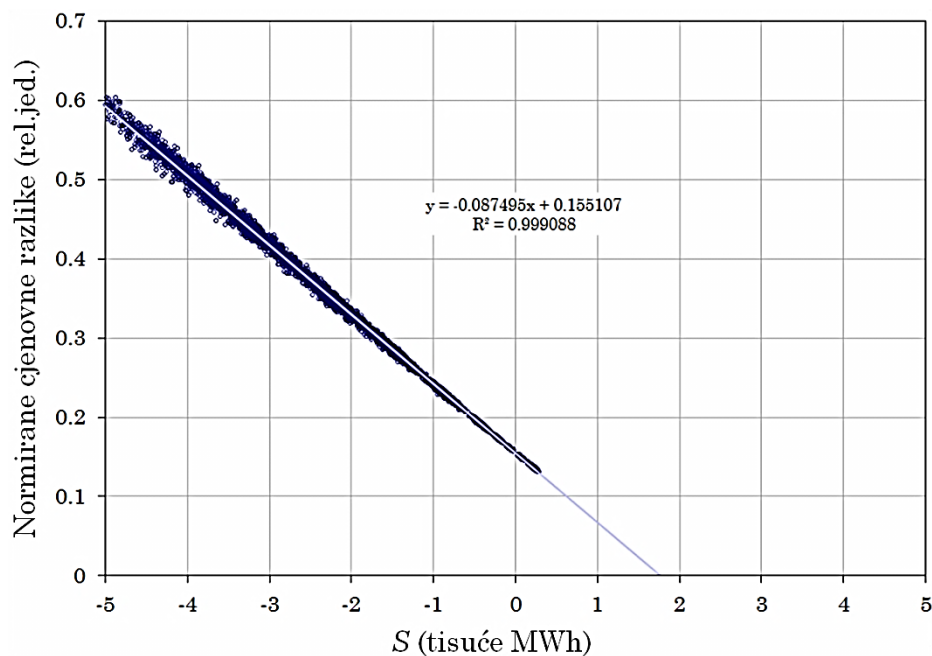
Ipak, zbog načina modeliranja, scenarij B će u prosjeku dati nešto (ali zanemarivo) veće vrijednosti društvene dobrobiti. Razlog za to može se objasniti pomoću izraza za potencijal (najveću moguću vrijednost) društvene dobrobiti, prema (5.2.1.-49), koji vrijedi za dva tržišta koja se spajaju. U modelu B vektor konstanti a se konstruira kao ekvidistantni (aritmetički) niz brojeva čija je diferencija jednaka $k a$, gdje je k neki (relativno mali) broj. U središtu tog niza stoji upravo broj a . Kad bismo npr. proučavali model s $N = 3$ spojena tržišta, konstante a iznosile bi $(1 - k)a$, a , te $(1 + k)a$. Zbrajanjem potencijalnih društvenih dobrobiti za parove tržišta 1-2, 2-3 i 1-3 prema (5.2.1.-49) dobili bismo nešto veći iznos nego kad bi na sva tri tržišta granični trošak bio jednak a , a tražene količine energije bile $(1 - k)Q_0$, Q_0 , te $(1 + k) Q_0$, kao što je slučaj u modelu A. To vrijedi za sve N , ali tako da je razlika to manja, što je N veći. Dakle, za veliki N , modeli tipa A i B postaju ekvivalentni.

Ovisnost rezultata analize modela po scenariju B o broju tržišta koja se spajaju i o stupnju zagušenja prijenosnog sustava između tih tržišta

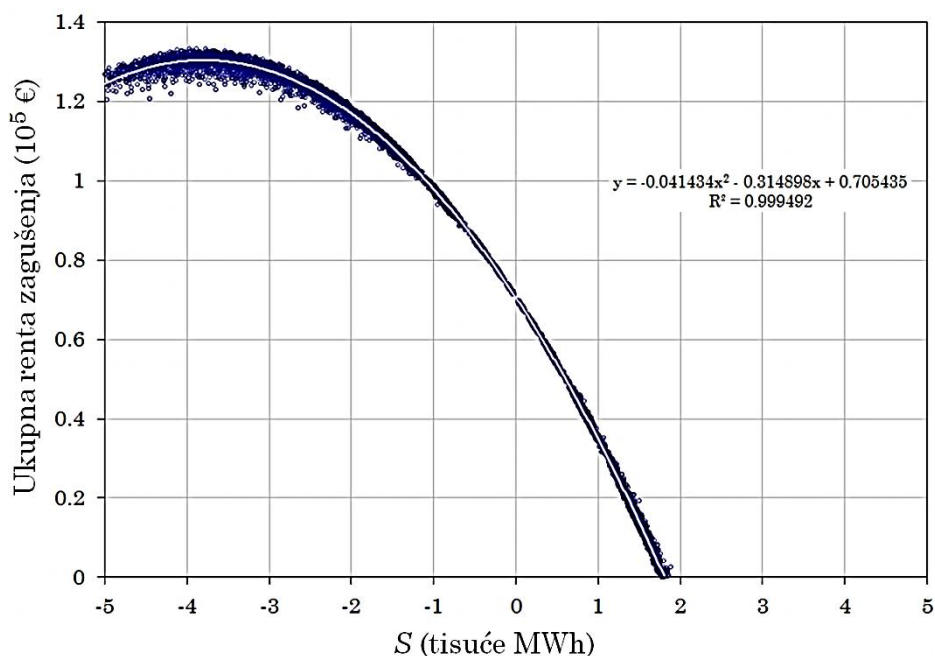
Sada, nakon što smo izložili nekoliko osnovnih rezultata za model A i B, te objasnili zbog čega model tipa C nije relevantan, i nakon što smo na grafikonima prikazali oblik rezultata provedenih stohastičkih analiza i objasnili izračun regresijskih funkcija iz tako dobivenih rezultata, nastavit ćemo s analizom prema scenariju B (koji je u suštini isti kao scenarij A, naročito za velike vrijednosti N), čiji je cilj pokazati kako se mijenjaju tržišni parametri dobiveni simulacijama u ovisnosti o broju spojenih tržišta, odnosno o stupnju zagušenja u ukupno sagledanom prijenosnom sustavu koji spaja N tržišta.



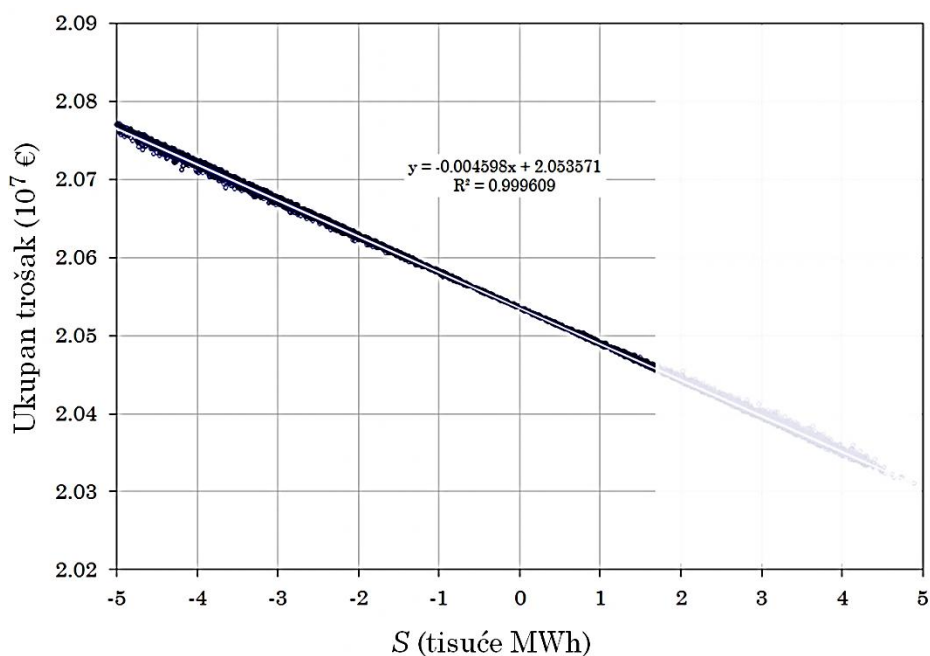
Slika 5.2.6.-5. Društvena dobrobit, generirana u jednom satu, u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.



Slika 5.2.6.-6. Normirane cjenovne razlike u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.



Slika 5.2.6.-7. Ukupna satna renta zagušenja u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S .
Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.



Slika 5.2.6.-8. Ukupan satni trošak dobave energije u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.

Najprije ćemo u dvjema tablicama navesti parametre regresijskih funkcija ukupne novonastale društvene dobrobiti, ukupne rente zagušenja, devijacije cijena normirane na početni iznos, te ukupnog troška dobave električne energije, za sve scenarije i pod-scenarije koji su analizirani. Ti se parametri koriste i potanje objašnjavaju kasnije, u analizama koje slijede.

Analiza modela po scenariju B s promjenjivim brojem tržišta N

U scenariju B variran je broj tržišta koja se spajaju, N , te su analizirane regresijske funkcije društvene dobrobiti, ukupne rente zagušenja, devijacije cijena i ukupnog troška dobave energije. Ključne polazne pretpostavke modela su:

- u svakoj varijanti modela, bez obzira na N , početni krajnji raspon cijena između tržišta s najvišom i najnižom cijenom isti je i iznosi 14,454 €/MWh.
- također u svakoj varijanti modela, potrošnja je na svim tržištima ista, i iznosi 66.000 MWh u satu.

U takvom modelu, početni (prije spajanja tržišta) trošak dobave ukupno potrebne energije iznosi $N \times 1.907.928$ € po satu, odnosno nešto više od $N \times 16,7$ mlrd. € po godini. To su vrijednosti uz pretpostavljenu prosječnu nabavnu cijenu (prije spajanja tržišta) od 28,908 €/MWh. U stvarnosti, taj će trošak iznositi približno $N \times (PTC/28,908)^2 \times 16,7$ mlrd. € po godini, gdje je PTC stvarna prosječna tržišna cijena u €/MWh u promatranoj godini. Ovisnost o PTC -u je kvadratična zato što se i inicijalni cjenovni raspon mijenja s istim faktorom kao i cijena sama. Primjerice, uz cijenu od 40 €/MWh, što je približnije prosječnoj cijeni na kontinentu Europe u zadnjih godinu dana (npr. www.eex.com), ukupan inicijalni trošak bi iznosio oko $N \times 32$ mlrd. € po godini. Maloprodajni ekvivalent je dva do tri puta veći, ovisno o naknadama za mreže i trošarinama na energiju. Stoga, u prosječnoj situaciji, možemo konstatirati da se u našem modelu približno radi o $N \times 75$ mlrd. € maloprodajne vrijednosti energije po godini. No, to je samo numerička osobina primijenjenog modela, a ove vrijednosti se navode zbog postavljanja okvira u kojem treba promatrati vrijednosti društvene dobrobiti, rente zagušenja, troška dobave energije, itd.

Analizu ćemo započeti promatranjem promjena krivulja društvene dobrobiti u ovisnosti o parametru razmjene, S , što je prikazano na slici 5.2.6.-9. Na njoj se najbolje vidi koje su „čvrste točke“ metrike razmjene, kada je ona opisana jednodimenzionalnom varijablom S . Bez obzira na broj tržišta u modelu, sve parabole imaju prvu nultočku, x_1 , pri istoj vrijednosti. Iz toga zaključujemo da je upravo pri toj vrijednosti parametra devijacije S razmjena jednaka nuli. Pored ove točke, važno je uočiti i vrijednosti dobrobiti za $S = 0$. Naime, tada je devijacija od količina razmjene postignutih u Nashovoj ravnoteži točno jednaka nuli, i prema tome, iznosi društvenih dobrobiti odgovaraju onima koje se postižu u Nashovoj ravnoteži operatora sustava. Tako na slici vidimo da **porastom broja tržišta koja se spajaju točka maksimalizacije društvene dobrobiti pada sve bliže točki Nashove ravnoteže operatora sustava**. To je možda i najvažniji zaključak istraživanja opisanog u ovoj disertaciji. Povećanje stupnja integracije tržišta čini rentu zagušenja sve boljim signalom za maksimalizaciju društvene dobrobiti, a kako operatori sustava imaju izravan financijski interes u toj maksimalizaciji, **oni će biti voljni sami od sebe, bez regulatorne prisile, primijeniti politiku cijena rente zagušenja koja ujedno vodi (približno) ka maksimalizaciji ukupne društvene dobrobiti**. Stoga ekonomski

Scenarij / pod-scenarij	Parametar	<i>Welf</i>	<i>R</i>	<i>Pdev</i>	<i>Tro</i>
A osnovni scenarij <i>N</i> = 11	<i>a</i>	-0.021895	-0.043822	0	0
	<i>b</i>	0.0717744	-0.32285	-0.090529	-0.004663
	<i>c</i>	2.561331	0.682914	0.153643	2.10679
	<i>R</i> ²	0.999898	0.9998	0.999943	0.999788
C osnovni scenarij <i>N</i> = 11	<i>a</i>	-0.021899	-0.043712	0	0
	<i>b</i>	0.071642	-0.322193	-0.090479	0
	<i>c</i>	2.561315	0.682806	0.153643	2.0987
	<i>R</i> ²	0.999891	0.999592	0.999939	1
B <i>N</i> = 5	<i>a</i>	-0.008371	-0.016513	0	0
	<i>b</i>	0.063279	-0.090575	-0.072914	-0.002172
	<i>c</i>	1.395784	0.626612	0.287605	0.932324
	<i>R</i> ²	0.998558	0.997205	0.996538	0.998283
B <i>N</i> = 7	<i>a</i>	-0.012485	-0.024869	0	0
	<i>b</i>	0.067445	-0.162572	-0.080053	-0.002975
	<i>c</i>	1.798081	0.661411	0.223881	1.306206
	<i>R</i> ²	0.999151	0.998682	0.997767	0.999062
B osnovni scenarij <i>N</i> = 11	<i>a</i>	-0.020869	-0.041434	0	0
	<i>b</i>	0.072389	-0.314898	-0.087495	-0.004598
	<i>c</i>	2.610778	0.705435	0.155107	2.053571
	<i>R</i> ²	0.999563	0.999492	0.999088	0.999609
B <i>N</i> = 17	<i>a</i>	-0.033401	-0.066395	0	0
	<i>b</i>	0.076052	-0.552749	-0.092253	-0.00705
	<i>c</i>	3.829505	0.740176	0.106176	3.1743
	<i>R</i> ²	0.999776	0.999809	0.999613	0.999844
B <i>N</i> = 25	<i>a</i>	-0.050197	-0.099578	0	0
	<i>b</i>	0.078613	-0.875754	-0.095341	-0.010333
	<i>c</i>	5.451775	0.762309	0.07444	4.66843
	<i>R</i> ²	0.999879	0.999908	0.999781	0.999915
D <i>N</i> = 11 <i>Z</i> = 0% (isto kao B osn.scen.)	<i>a</i>	-0.020869	-0.041434	0	0
	<i>b</i>	0.072389	-0.314898	-0.087495	-0.004598
	<i>c</i>	2.610778	0.705435	0.155107	2.053571
	<i>R</i> ²	0.999563	0.999492	0.999088	0.999609
D <i>N</i> = 11 <i>Z</i> = 11%	<i>a</i>	-0.020839	-0.041583	0	0
	<i>b</i>	0.087535	-0.281146	-0.086763	-0.004562
	<i>c</i>	2.577596	0.826832	0.191623	2.05544
	<i>R</i> ²	0.999342	0.999283	0.99859	0.999441
D <i>N</i> = 11 <i>Z</i> = 20%	<i>a</i>	-0.020642	-0.041264	0	0
	<i>b</i>	0.094951	-0.26207	-0.084481	-0.00452
	<i>c</i>	2.547607	0.882517	0.221314	2.056595
	<i>R</i> ²	0.998925	0.999187	0.998178	0.999347
D <i>N</i> = 11 <i>Z</i> = 31%	<i>a</i>	-0.020435	-0.040851	0	0
	<i>b</i>	0.124957	-0.187827	-0.079641	-0.004377
	<i>c</i>	2.421958	1.076629	0.319014	2.061048
	<i>R</i> ²	0.994541	0.999047	0.993807	0.998562
D <i>N</i> = 11 <i>Z</i> = 40%	<i>a</i>	-0.020163	-0.040391	0	0
	<i>b</i>	0.137736	-0.151701	-0.075292	-0.004273
	<i>c</i>	2.316247	1.12867	0.381413	2.06368
	<i>R</i> ²	0.992364	0.998336	0.99188	0.998202

Bilješka: *Welf* je novonastala društvena dobrobit, *R* je ukupna renta zagušenja, *Pdev* je normirana devijacija tržišnih cijena, *Tro* je ukupan trošak dobave energije. *a*, *b* i *c* su parametri regresijskih funkcija oblika $y = ax^2 + bx + c$, a *R*² je koeficijent determinacije tih funkcija. Zbog kratkoće prikazani su samo rezultati za varijante scenarija D za *N* = 11.

Tabela 5.2.6.-1. Parametri regresijskih funkcija analiziranih scenarija spajanja *N* tržišta, uz parametar zagušenja od *Z* posto.

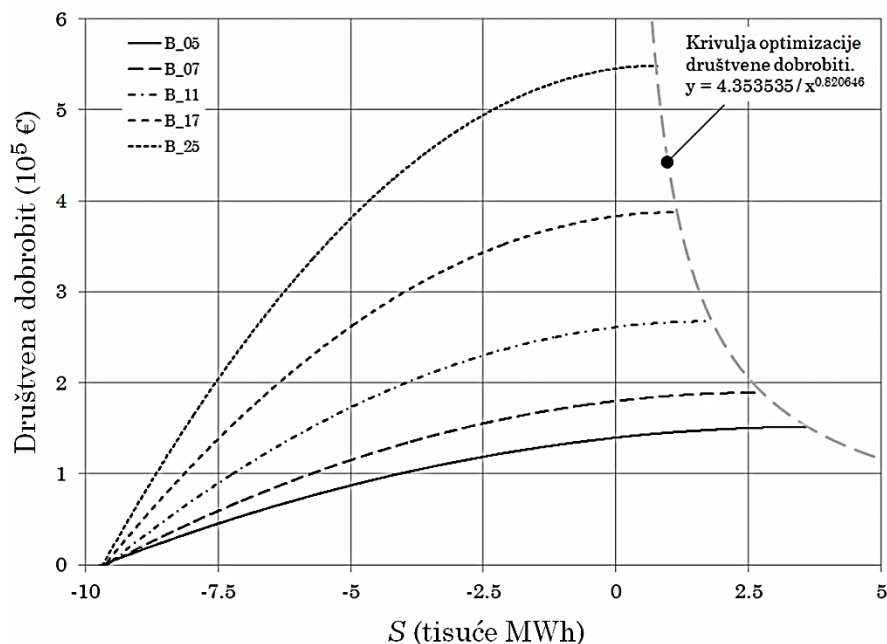
Izvor: autor.

Scenarij / pod-scenarij	Parametar	Welf	R	Pdev	Wdim (%)
A osnovni scenarij $N = 11$	y_0	2.620152	1.277548	N/A	-2.24496
	x_0	1.639059	-3.68365	1.697169	
	x_1	-9.30027	-9.08301	-9.34902	
	Širina	10.93933	10.79872	11.04618	
C osnovni scenarij $N = 11$	y_0	2.619909	1.276512	N/A	-2.23648
	x_0	1.635737	-3.68541	1.698107	
	x_1	-9.30209	-9.08937	-9.35418	
	Širina	10.93782	10.80792	11.05229	
B $N = 5$	y_0	1.51537	0.750815	N/A	-7.89156
	x_0	3.779656	-2.74254	3.944441	
	x_1	-9.67494	-9.48554	-9.77035	
	Širina	13.4546	13.48601	13.71479	
B $N = 7$	y_0	1.889167	0.9271	N/A	-4.82148
	x_0	2.701041	-3.26857	2.79666	
	x_1	-9.59997	-9.37425	-9.69506	
	Širina	12.30101	12.21136	12.49172	
B osnovni scenarij $N = 11$	y_0	2.673553	1.30374	N/A	-2.34798
	x_0	1.734367	-3.8	1.772753	
	x_1	-9.58425	-9.4094	-9.65647	
	Širina	11.31862	11.21882	11.42922	
B $N = 17$	y_0	3.872796	1.890607	N/A	-1.11783
	x_0	1.138469	-4.16258	1.150922	
	x_1	-9.62947	-9.49879	-9.68883	
	Širina	10.76794	10.67242	10.83976	
B $N = 25$	y_0	5.482554	2.687797	N/A	-0.56139
	x_0	0.783045	-4.39733	0.780776	
	x_1	-9.66783	-9.5927	-9.70789	
	Širina	10.45087	10.39074	10.48867	
D $N = 11$ $Z = 0\%$ (isto kao B osn.scen.)	y_0	2.673553	1.30374	N/A	-2.34798
	x_0	1.734367	-3.8	1.772753	
	x_1	-9.58425	-9.4094	-9.65647	
	Širina	11.31862	11.21882	11.42922	
D $N = 11$ $Z = 11\%$	y_0	2.66952	1.302045	N/A	-3.44345
	x_0	2.100269	-3.38054	2.20858	
	x_1	-9.21795	-8.97625	-9.31707	
	Širina	11.31822	11.19142	11.52565	
D $N = 11$ $Z = 20\%$	y_0	2.656798	1.298622	N/A	-4.10988
	x_0	2.299947	-3.17553	2.61969	
	x_1	-9.04502	-8.78544	-9.21729	
	Širina	11.34497	11.21982	11.83698	
D $N = 11$ $Z = 31\%$	y_0	2.612981	1.292529	N/A	-7.31055
	x_0	3.057426	-2.29893	4.00565	
	x_1	-8.25044	-7.92388	-8.5507	
	Širina	11.30787	11.24991	12.55635	
D $N = 11$ $Z = 40\%$	y_0	2.55147	1.27111	N/A	-9.21912
	x_0	3.415563	-1.87791	5.065784	
	x_1	-7.83353	-7.48773	-8.21584	
	Širina	11.2491	11.21965	13.28162	

Bilješka: *Welf* je novonastala društvena dobrobit, *R* je ukupna renta zagušenja, *Pdev* je normirana devijacija tržišnih cijena, *Wdim* je postotno umanjeње dobrobiti u ravnotežnom stanju, u odnosu na maksimalnu moguću dobrobit. Za *Welf* i *R*, y_0 je maksimum kvadratne regresijske funkcije, x_0 je iznos *S* kod kojeg se postiže taj maksimum, a x_1 je lijeva nultočka parabole. Za *Pdev*, x_0 je iznos *S* kod kojeg *Pdev* postaje jednak nuli, a x_1 je iznos *S* kod kojeg je *Pdev* = 1. Širina je jednaka $x_0 - x_1$ za *Welf* i *Pdev*, odnosno $2(x_0 - x_1)$ za *R*. Zbog kratkoće prikazani su samo rezultati za varijante scenarija D za $N = 11$.

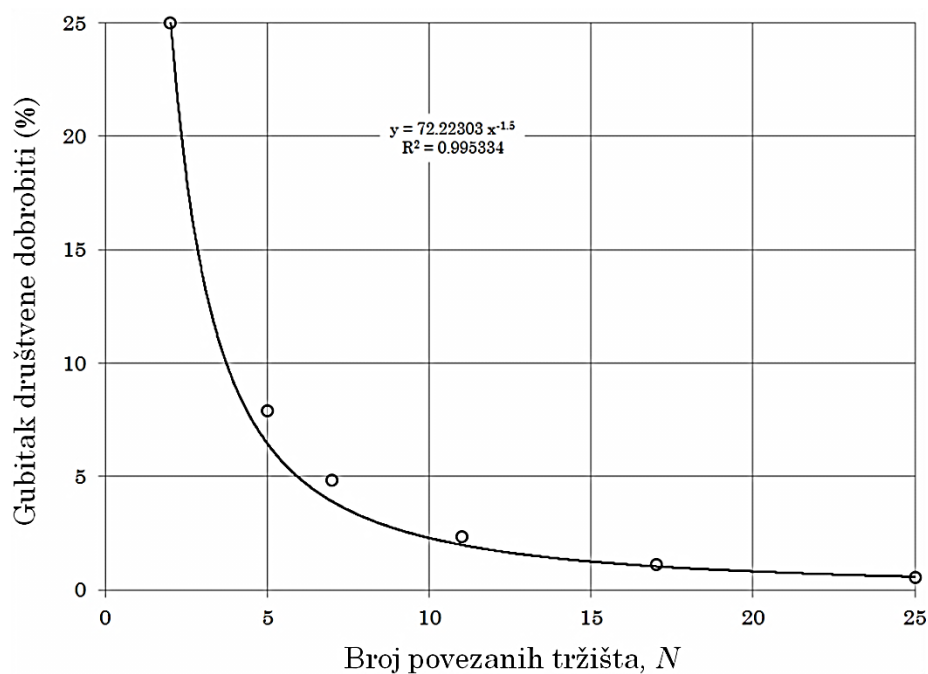
Tabela 5.2.6.-2. Parametri regresijskih funkcija analiziranih scenarija spajanja *N* tržišta, uz parametar zagušenja od *Z* posto.

Izvor: autor.

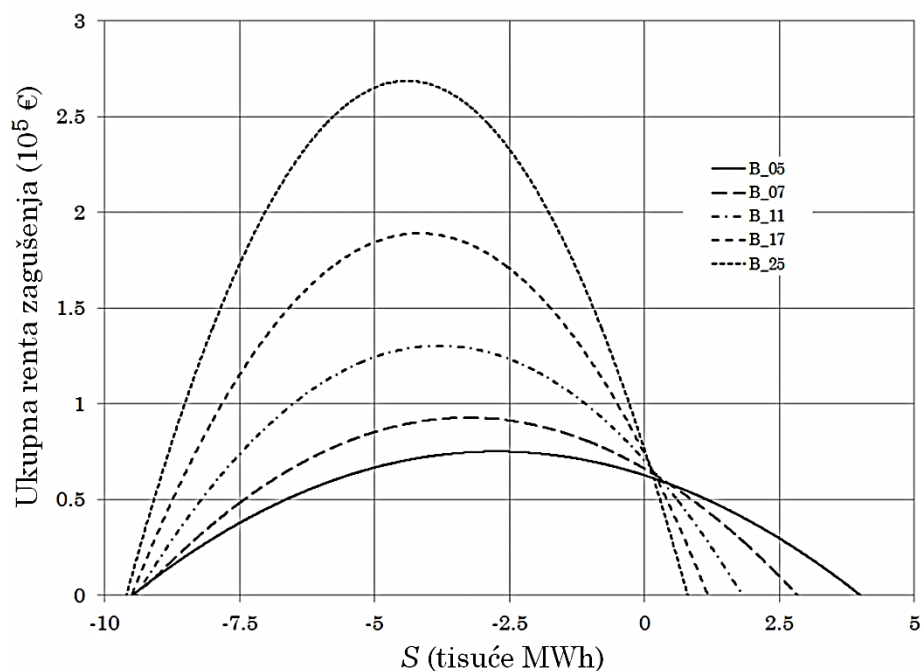


Slika 5.2.6.-9. Društvena dobrobit, generirana u jednom satu, u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S , i od broja povezanih tržišta, N . Scenarij: B.

mehanizam u kojem operatori sustava maksimaliziraju rentu zagušenja u nekooperativnoj igri sa svim ostalim operatorima sustava posjeduje svojstvo **poticajne kompatibilnosti** (engl. *incentive compatibility*), u skladu s **načelom razotkrivanja** (engl. *revelation principle*), iz teorije dizajna ekonomskih mehanizama (Hurwicz i Reiter, 2006). Na slici, ali i iz numeričkih vrijednosti danih u zadnje dvije tablice, vidimo da čak ni pri spajanju relativno malog broja tržišta razlika društvene dobrobiti u njenom optimumu i u točki Nashove ravnoteže nije velika. Kada je na primjer $N = 5$, društvena dobrobit u točki ravnoteže iznosi $100\% \times c/y_0 = 92,1\%$ od najveće moguće, što znači da se, ukoliko razmjene energije odgovaraju ravnotežnima, gubi tek oko 7,9% dodane društvene dobrobiti. To je smisao parametra $Wdim$ iz tablice 5.2.6.-2. Najmanji mogući N iznosi 2. Kao što smo ranije vidjeli, kod spajanja dvaju tržišta renta zagušenja je maksimalizirana pri polovici razmjene koja maksimalizira društvenu dobrobit. Lako je stoga izračunati da bi ograničavanje razmjene na polovicu umanjilo društvenu dobrobit za četvrtinu, tako da gubitak iznosi 25%. Kada je $N = 11$, taj gubitak iznosi oko 2,35%, dok za $N = 25$ iznosi oko 0,56%. Ovi su odnosi prikazani na slici 5.2.6.-10, na kojoj je nacrtana i regresijska krivulja oblika $konst./N^{3/2}$. Vidi se da postotni gubitak dobrobiti pada s trećom potencijom korijenja iz broja tržišta, dakle razmjerno brzo. Već za $N > 6$ taj gubitak iznosi manje od 5%, pri čemu još nismo uračunali gubitak društvene vrijednosti zbog električne energije izgubljene u transportu, a koji bi dodatno naglasio ovu osobinu. Izgubljena dobrobit s ove slike može koristiti kao mjera za kompatibilnost politike maksimalizacije rente zagušenja s ciljem optimizacije društvene dobrobiti. Što je taj gubitak manji, to su individualne rente zagušenja bolji signali s obzirom na ukupnu društvenu dobrobit kao cilj javne politike.



Slika 5.2.6.-10. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom između N tržišta kada je ta razmjena određena Nashovom ravnotežom operatora sustava, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobrobit. Scenarij: B.



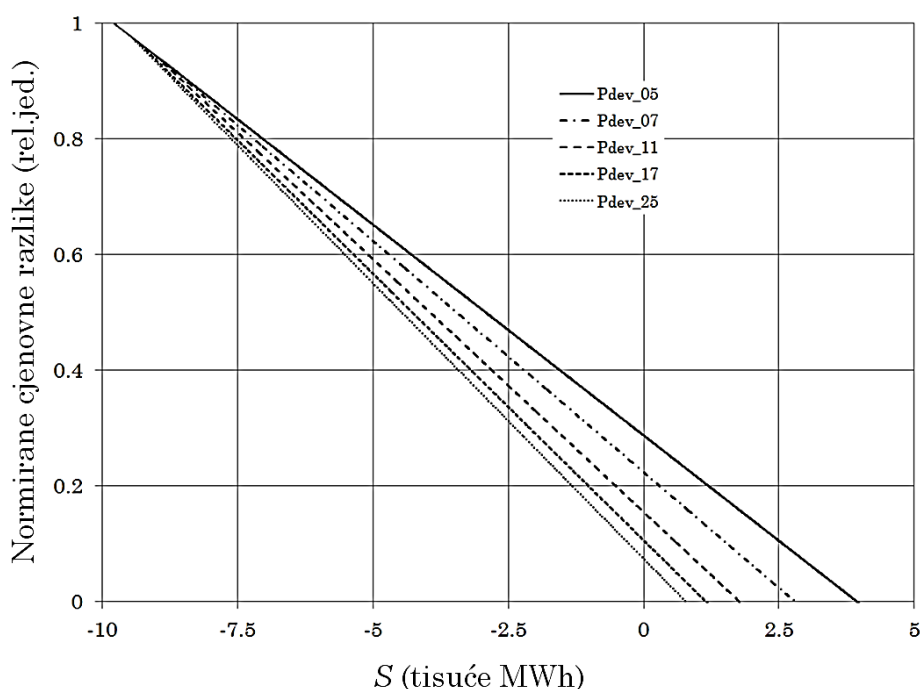
Slika 5.2.6.-11. Ukupna renta zagašenja u ovisnosti o broju integriranih tržišta. Scenarij: B.

Slika 5.2.6.-11 može dodatno pomoći u rasvjetljavanju osobine individualnih renta zagašenja, da postaju sve bolji signali za maksimalizaciju društvene dobrobiti, što je integracija tržišta opsežnija. Ovu sliku dobro je usporediti s 5.2.6.-9. Vidi se da ukupna renta zagašenja u svakom slučaju pada na nulu pri istoj vrijednosti parametra razmjene S pri kojoj društvena dobrobit ima maksimum, baš kao i u

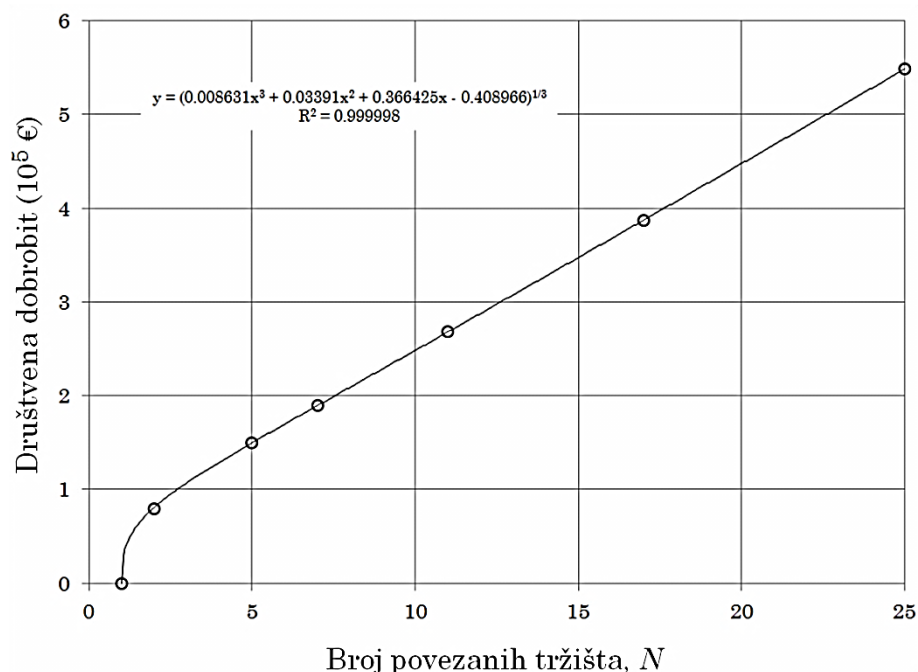
slučaju sa spajanjem samo dva tržišta. Međutim, isto tako se vidi da je točka optimizacije društvene dobrobiti sve bliža vrijednosti apscise $S = 0$, što je broj tržišta N veći. Stoga je i iznos društvene dobrobiti koja se postiže u točki Nashove ravnoteže operatora sustava sve bliži maksimalnom mogućem.

Da rezimiramo: **ukupna** društvena dobrobit je **uvijek**, dakle za svaki N , optimizirana tamo gdje **ukupna** renta zagušenja pada na nulu. Stoga **ukupna renta zagušenja nije dobar poticaj** za optimizaciju ukupne društvene dobrobiti u smislu načela razotkrivanja. Međutim, što je N veći, to je točka u kojoj su **individualne rente zagušenja** maksimalizirane **bliža točki optimizacije ukupne društvene dobrobiti**. Stoga su individualne rente zagušenja dobri signali za odlučivanje operatora sustava u cilju optimizacije društvene dobrobiti. Drugim riječima, što je veći N , to je bolje prepustiti operatorima sustava da slijede svoje vlastite financijske interese, jer će tako ujedno promovirati i opći društveni interes. To vrijedi s vrlo dobrim približenjem (odnosno, s vrlo malim postotnim gubitkom društvene dobrobiti) već za razmjerno male N .

Slika 5.2.6.-12 prikazuje ovisnost cjenovnih razlika normiranih na početni iznos (bez razmjene), u ovisnosti o broju povezanih tržišta. I na ovom primjeru je dobro uočiti da se devijacija cijena u modelu s N tržišta ponaša na identičan način kao cjenovna razlika u modelu s dva tržišta. Očekivana devijacija cijena pada na nulu tamo gdje i renta zagušenja pada na nulu, a društvena dobrobit poprima maksimalnu vrijednost. Ovaj graf ne treba čitati na primjer tako da je devijacija cijena to veća, što je N manji. Središnje mjesto na grafu je os $S = 0$. To je mjesto Nashove ravnoteže operatora sustava. Sve je potrebno interpretirati u odnosu na to stanje. Naime, devijacija cijena *uvijek* pada na nulu pri razini razmjene koja taman svodi rentu zagušenja na nulu. To je isto za svaki N . Međutim, ono što se na gra-



Slika 5.2.6.-12. Cjenovne razlike u modelima s N povezanih tržišta. Scenarij: B.



Slika 5.2.6.-13. Optimalan iznos društvene dobrobiti stvorene u jednom satu u ovisnosti o broju povezanih tržišta. Scenarij: B. Regresijska krivulja je kubna hiperbola, koja već za relativno male vrijednosti N prelazi u pravac.

fu vidi jest da je devijacija cijena koja preostane u stanju Nashove ravnoteže to veća, što je N manji. Također, udaljenost od Nashove ravnoteže do točke pada očekivane devijacije cijena na nulu je to veća, što je N manji.

Slika 5.2.6.-13 prikazuje ovisnost optimalnog (najvećeg mogućeg) iznosa društvene dobrobiti generirane razmjenom o broju povezanih tržišta, N , uz ranije navedene propozicije scenarija B. Kako se u modelu početna krajnja cjenovna razlika drži konstantnom, porast društvene dobrobiti duguje se samo porastu količine razmjenjivane energije, koja je očito razmjerna broju tržišta. Drugim riječima, relativni iznos dobrobiti stvorene razmjenom u odnosu na ukupnu potrošnju energije u promatranom sustavu je u principu konstantan, osim za najmanje vrijednosti N . To je logično, s obzirom da za $N = 1$ dobrobit mora biti jednaka nuli.

Na slici 5.2.6.-14 prikazane su ovisnosti konstanti regresijskih jednadžbi parabola za dodatnu društvenu dobrobit o broju N . Konstante a i c prikazane su direktno, a pored njih dan je i iznos diskriminante kvadratne funkcije, $d = b^2 - 4ac$. Prisjetimo li se da su regresijske jednadžbe za svaki N izvođene iz po osamnaest tisuća *stohastički* generiranih podatkovnih točaka (npr. slika 5.2.6.-5), bit će zanimljivo primijetiti da navedene konstante pokazuju praktički savršenu linearnu ovisnost o N . Kao što se na slici 5.2.6.-14 vidi, veličina d posebno se ističe tim svojstvom. U okviru korištene rezolucije računanja (do na 10^{-6}) nije moguće dokazati da ovisnosti $a(N)$, $b(N)$ i $d(N)$ nisu savršeno linearne. To je još jedan pokazatelj da odabrana metrička veličina S potpuno korektno opisuje opće odstupanje

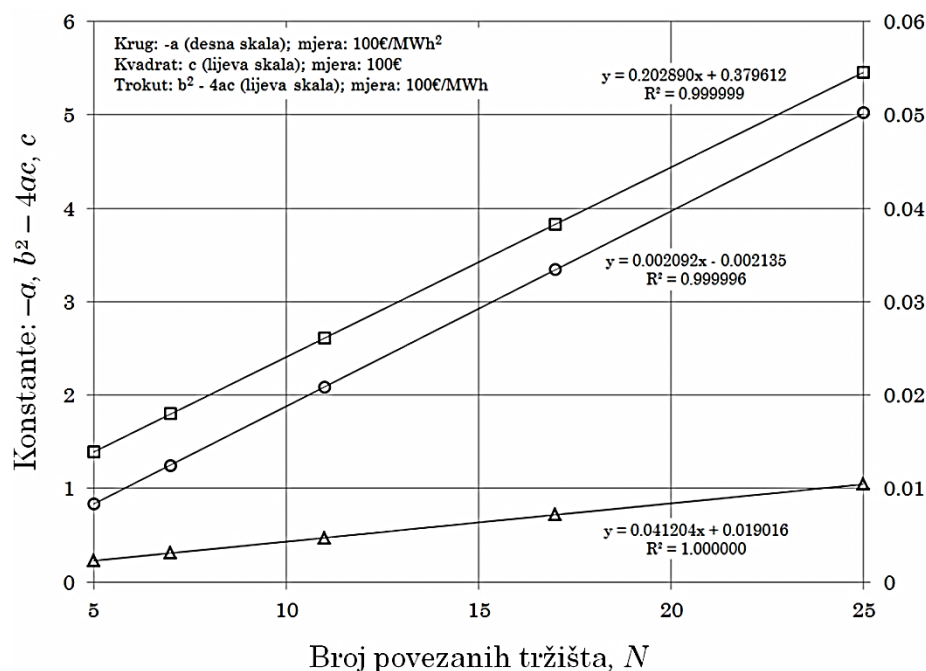
razmjena u složenom ekonomskom sustavu s N povezanih tržišta od razmjena koje bi se uspostavile u Nashovoj ravnoteži operatora sustava.

Još jedan broj parametara regresijskih funkcija u scenariju B i njihovih izvedenih veličina pokazuje zanimljive jednostavne odnose. Zbog kratkoće, njih nećemo prikazivati grafički, nego ćemo ih popisati i komentirati u tabeli 5.2.6-3.

Analiza modela po scenariju D s promjenjivim stupnjem zagušenja

Model D konstruiran je ekstenzijom modela B, u kojem, ponovimo, ima $N = 5, 7, 11, 17$, odnosno 25 povezanih tržišta. Broj parova tržišta između kojih se može vršiti razmjena jednak je $\frac{1}{2} N(N - 1)$. Zagušenje na svakom pojedinom od tih trgovačkih pravaca može se modelirati ili potpunom zabranom razmjene, ili ograničenjem maksimalno dopuštenog volumena razmjene, u svakom promatranom satu. U primijenjenom programskom okruženju to se izvodi optimizacijom metodom Lagrangeovih multiplikatora, odnosno korištenjem Karush-Kuhn-Tuckerovih uvjeta. O tome smo već diskutirali ranije u ovom poglavlju. Međutim, ovo istraživanje ne odnosi se na fenomene uzrokovane pojedinačnim trgovačkim ograničenjima na pojedinačnim trgovačkim pravcima, već pokušava sagledati cjelinu ekonomskih učinaka trgovanja (razmjene) između više povezanih tržišta. Stoga je za njegove potrebe bilo nužno dizajnirati metrički pokazatelj „općeg stanja zagušenja“ u promatranom sustavu, koji bi omogućio jednostavnu evaluaciju učinaka do kojih dolazi uslijed ograničenja u razmjeni, kada razmjena između nekih tržišta preko neke granice nije regulatorno dopuštena ili fizički moguća. Utoliko se odmah može primijetiti, a tako se ispostavilo i nakon probnih simulacija sustava sa zagušenjima, da primjena ograničenja tipa nejednakosti (na primjer da razmjena po nekom trgovačkom pravcu ne može biti veća od 2.000 MWh po satu) ne doprinosi bitno rezultatima. Naime, bilo kakav dopušteni tijek energije koji je razmjerno velik, poput danog primjera, zapravo na globalnoj razini ne predstavlja naročito veliko zagušenje, jer bi razmjena po tom pravcu bila vjerojatno tek nešto veća od te vrijednosti. S druge strane, postavljanje ograničenja tipa jednakosti, da razmjena po nekom pravcu mora biti točno jednaka nuli često će značiti da razmjerno veliki razmjenski tijek energije mora pronaći zaobilazne pravce, što znači da se između tržišta između kojih nema takvog ograničenja odvija veća razmjena od one koja bi se inače odvijala. To, naravno, ima utjecaja na ponudu i potražnju na tržištima, pa ukupno promatran sustav zauzima neko drugo ravnotežno stanje. Kako ograničenja tipa jednakosti ne traže primjenu Karush-Kuhn-Tuckerovih uvjeta (koji produljuju vrijeme potrebno za izvođenje proračuna), premda je razvijena računalna potpora koja može rješavati takve probleme, odabran je put modeliranja općeg stanja zagušenja u sustavu na način nametanja samo ograničenja tipa jednakosti, odnosno zahtijevanja da je razmjena po nekim pravcima jednaka nuli. Udio takvih pravaca u ukupnom broju mogućih trgovačkih ruta uzet je kao mjera općeg stanja zagušenja.

Na primjer, u modelu s 11 tržišta broj mogućih trgovačkih pravaca jednak je 55, a simulacije su vršene u sljedećim pod-scenarijima tipa D, s obzirom na udio trgovačkih pravaca s potpunim zagušenjem:



Slika 5.2.6.-14. Konstante regresijskih parabola za dodatnu društvenu dobrobit u jednom satu, u ovisnosti o broju povezanih tržišta. Scenarij: B.

R.b.	Regresijske funkcije parametara iz Tablica 5.2.6.-1 i 5.2.6.-2 i njihovih izvedenica, scenarij B.	Komentari (x_0 i y_0 odnose se na funkciju <i>Welf</i>).
1.	$x_0 = 18,957020/N$; $R^2 = 0,999990$	/
2.	$y_0 = 4,353535/x_0^{0,820646}$; $R^2 = 0,996385$	Usp. sa slikom 5.2.6.-9.
3.	$(w/x_0) = 0,489149N + 1,130005$; $R^2 = 0,999987$	w je oznaka za parametar „Širina“.
4.	$1/(wx_0) = 0,005125N - 0,005724$; $R^2 = 0,999969$	/
5.	$1/(x_0)^2 = 0,002490 (N - 1)^2 + 0,008241 (N - 1)$; $R^2 = 0,999990$	Usp. s R.b. 3. i 4. $N = 1 \Rightarrow 1/(x_0)^2 = 0$.
6.	$(y_0^2/w) = 0,004012 (N - 1)^2 + 0,023399 (N - 1)$; $R^2 = 0,999950$	$N = 1 \Rightarrow (y_0^2/w) = 0$.
7.	$(wy_0) = 1,861039N + 10,384051$; $R^2 = 0,998771$	/
8.	$y_0^3 = 0,008631 (N - 1)^3 + 0,059803 (N - 1)^2 + 0,460138 (N - 1)$; $R^2 = 0,999998$	Usp. s R.b. 6. i 7. Usp. sa sl. 5.2.6.-13. $N = 1 \Rightarrow y_0^3 = 0$.

Tabela 5.2.6.-3. Regresijske funkcije parametara iz Tablica 5.2.6.-1 i 5.2.6.-2. Scenarij: B. Izvor: autor.

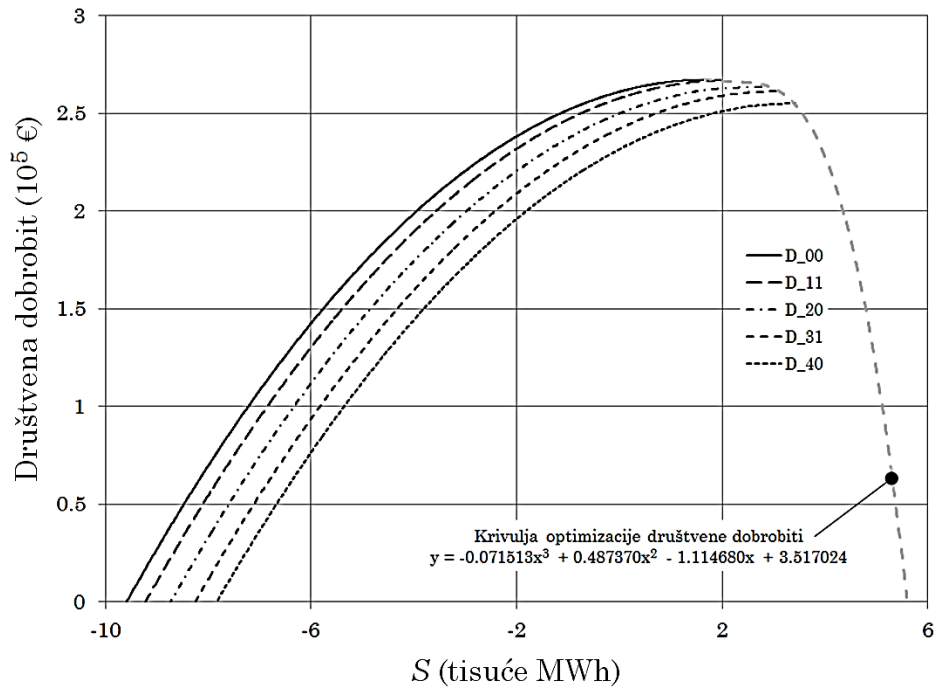
- zagušenja (ili potpunog izostanka/zabrane trgovanja) uopće nema (pokazatelj zagušenja Z iznosi 0%);
- zagušeno je 6 od 55 pravaca (Z = 11%);
- zagušeno je 11 od 55 pravaca (Z = 20%);
- zagušeno je 17 od 55 pravaca (Z = 31%);
- zagušeno je 22 od 55 pravaca (Z = 40%).

(U modelima s drugačijim brojem tržišta vršene su simulacije za, općenito, različite vrijednosti parametra Z u odnosu na ovdje navedene, što će se vidjeti u prikazu rezultata.) Prilikom odabira pravaca za koje će se postaviti uvjet da je razmjena jednaka nuli pazilo se da oni budu razmješteni koliko je moguće jednoliko u promatranom sustavu od 11 povezanih tržišta. Tako na primjer, osigurano je niti jedno od 11 tržišta ne ostane potpuno izolirano, a isto tako, da se pojedina tržišta ne ističu kao u relativnom smislu znatno izoliranija od drugih. Koliko god ovo evidentno nije posve determiniran postupak, kao što će se uskoro vidjeti, rezultati analize pokazuju razmjerno dobru konzistenciju. U ovdje prikazanim simulacijama po scenariju D metrički pokazatelj opće razine zagušenja zbog same nedovoljno određene prirode te pojave nema karakter jedinstvenosti. Da su uvjeti zagušenja postavljani za neke druge trgovačke pravce, rezultati bi čak i uz iste vrijednosti Z bili malo drugačiji. Međutim, opći trendovi ovisnosti ključnih parametara su sasvim prezentni, i temeljem uvida u njih moguće je donositi opće zaključke.

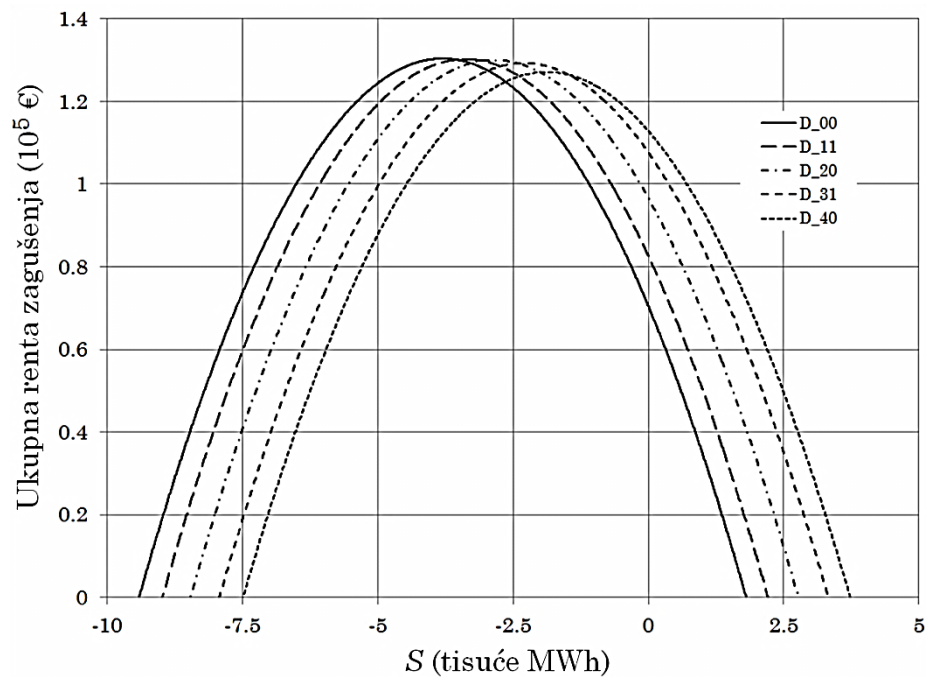
Slika 5.2.6.-15 prikazuje regresijske funkcije ukupne društvene dobrobiti, u ovisnosti o pokazatelju zagušenja, Z , u osnovnom scenariju ($N = 11$). Parabole, koje su prikazane samo do svojih maksimalnih vrijednosti, s porastom Z pomiču se nadesno, a maksimalne vrijednosti im se smanjuju, doduše dosta polako u prikazanom rasponu vrijednosti Z . Pritom, širina parabola od jedne do druge nultočke ostaje ista. To znači da je s porastom Z društvena dobrobit koja se ostvaruje zbog razmjene energije u Nashovoj ravnoteži operatora sustava sve manja u odnosu na maksimalnu moguću. No, i maksimalna moguća društvena dobrobit pada s porastom općeg zagušenja. Na grafikonu je nacrtana i izvedena krivulja optimizacije društvene dobrobiti. Na toj krivulji nalaze se maksimumi svih regresijskih funkcija društvene dobrobiti. Treba uočiti da je ovo ograničenje neovisno o načinu definiranja pokazatelja zagušenja. Kada bismo pokazatelj općeg stanja zagušenja definirali drugačije, krivulja bi ostala ista, ali bi točke na krivulji koje odgovaraju različitim iznosima pokazatelja zagušenja (tamo gdje parabola za odgovarajuću vrijednost Z siječe ovu krivulju) bile na drugim mjestima. Primijetimo da se daljnjim povećanjem parametra Z parabole sve više zgušnjavaju, kao i da potencijal za ostvarivanje društvene dobrobiti pada sve brže. Točki u kojoj ova krivulja poprima vrijednost nula odgovara iznos $Z = 100\%$.

Na slici 5.2.6.-16 prikazane su regresijske funkcije ukupne rente zagušenja prikupljene u modelu prema scenariju D, u ovisnosti o parametru zagušenja Z , za $N = 11$. Širina parabole je očuvana bez obzira na stupanj zagušenja, ali se sama parabola pomiče nadesno, i ima sve manji maksimum, kako stupanj zagušenja raste. Iznos ukupne rente zagušenja u Nashovoj ravnoteži to je bliži maksimalnom iznosu, što je zagušenje veće. To možemo interpretirati kao da veći stupanj zagušenja čini sustav sa N povezanih tržišta sličnijim sustavu sa samo dva tržišta (u kojemu se točka Nashove ravnoteže i točka maksimuma ukupne rente zagušenja točno poklapaju).

Slika 5.2.6.-17 prikazuje ovisnost postotnog gubitka društvene dobrobiti generirane razmjenom kada je ostvarena Nashova ravnoteža operatora sustava, u odnosu na maksimalno ostvarivu društvenu do-



Slika 5.2.6.-15. Društvena dobrobit nastala zbog razmjene energije u modelu prema scenariju D, uz $N = 11$, u ovisnosti o parametru zagašenja Z , u koracima od 0, 11, 20, 31 i 40 posto.

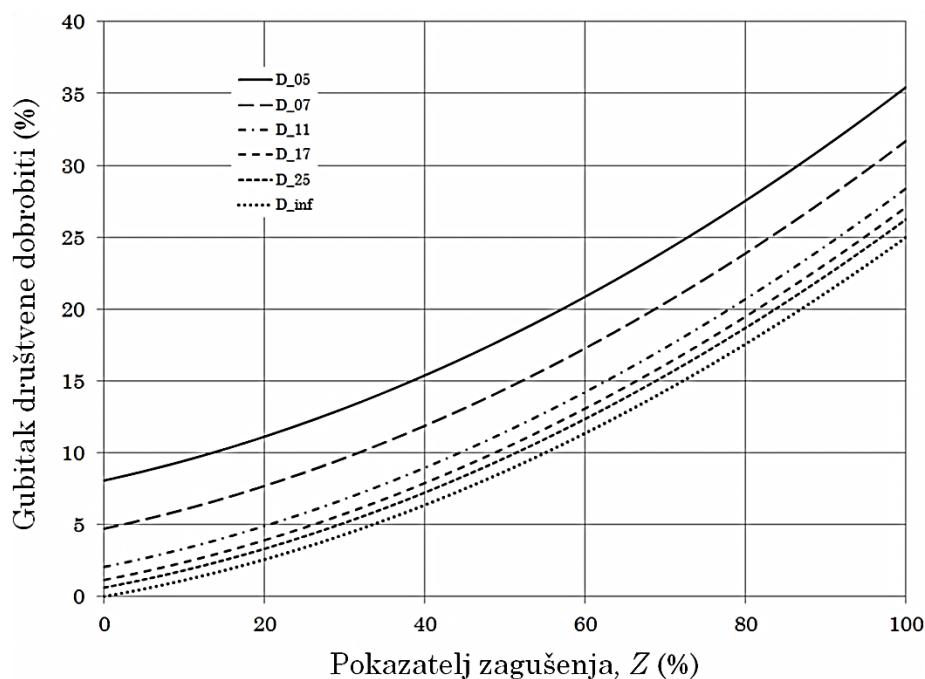


Slika 5.2.6.-16. Ukupna renta zagašenja u modelu prema scenariju D, uz $N = 11$, u ovisnosti o parametru zagašenja Z , u koracima od 0, 11, 20, 31 i 40 posto.

brobit pri danoj razini zagašenja, o pokazatelju zagašenja Z , kao i o broju tržišta koja se spajaju, N . Prikazane kvadratične regresijske krivulje izvedene su iz podataka dobivenih opisanim računalnim

simulacijama po pod-scenarijima tipa D, osim u slučaju krivulje za beskonačno velik broj povezanih tržišta (na slici: D_{∞}), koja je teoretska ekstenzija dobivena ekstrapolacijom tih podataka za $N \rightarrow \infty$. Pomoću ovih krivulja se vidi da je, uz istu opću razinu zagušenja, postotni gubitak društvene dobrobiti to manji, što je broj povezanih tržišta veći. Interesantno je primijetiti da uz potpuno zagušenje postotni gubitak dobrobiti, kako je ovdje definiran, nije jednak 100%, premda apsolutni, naravno, jest. To je zbog činjenice da s povećanjem zagušenja i dobrobit u Nashovoj ravnoteži i najveća ostvariva dobit padaju određenim, konačnim i ne-nultim stopama. Također, može se primijetiti da je u pogledu promatranog parametra sustav s beskonačnim brojem povezanih tržišta ekvivalentan sustavu koji se sastoji samo od dva tržišta, u kojem operator sustava maksimalizira rentu zagušenja. Taj hipotetski krajnji slučaj govori u prilog ispravnosti postavljenog modela. Naime, ako u sustavu s beskonačno mnogo spojenih tržišta pokazatelj Z teži ka 100% slijeva, najmanji mogući broj dopuštenih pravaca trgovanja bit će 1 od njih $\frac{1}{2}N(N-1)$, dakle 1 od beskonačno. Tada će se očito raditi o slučaju sa samo dva spojena tržišta. Bilo koja dva to bila, ako operator sustava maksimalizira rentu zagušenja, tj. ako dopusti pola od iznosa razmjene koji bi izjednačio cijene između tih dvaju tržišta, lako je pokazati da će društvena dobit spasti na 75% od najveće ostvarive vrijednosti.

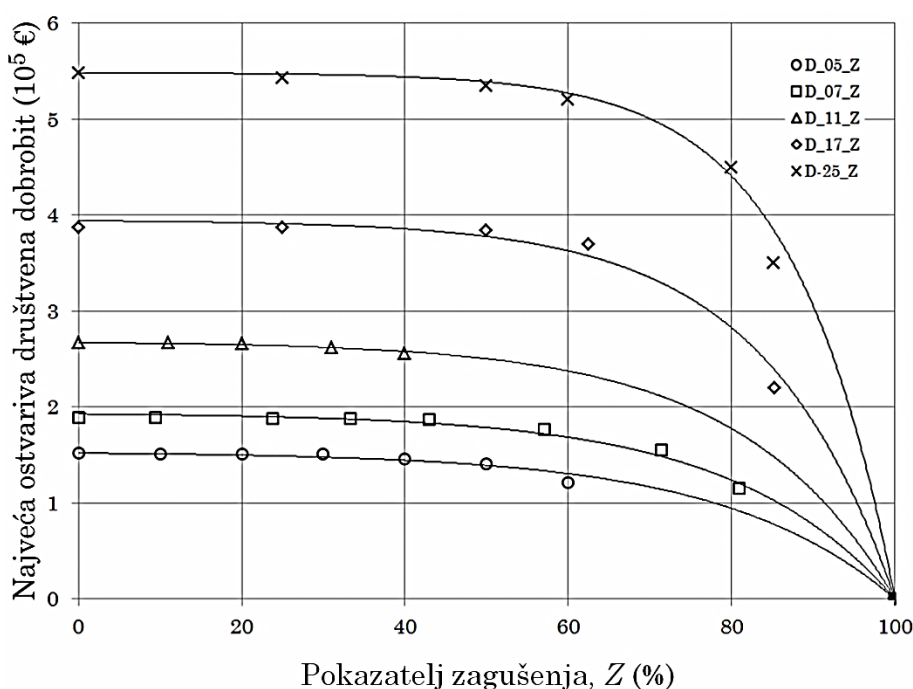
Potencijal za ostvarivanje društvene dobrobiti, odnosno maksimum svake od parabola sa slike 5.2.6.-15, pada s povećanjem Z . Prikaz te ovisnosti dan je na slici 5.2.6.-18, na kojoj su za različite vrijednosti broja N ucrtane eksponencijalne regresijske krivulje koje najbolje pristaju uz simulacijama dobivene podatke (označene diskretnim točkama na slici). Pretpostavljen je sljedeći opći oblik



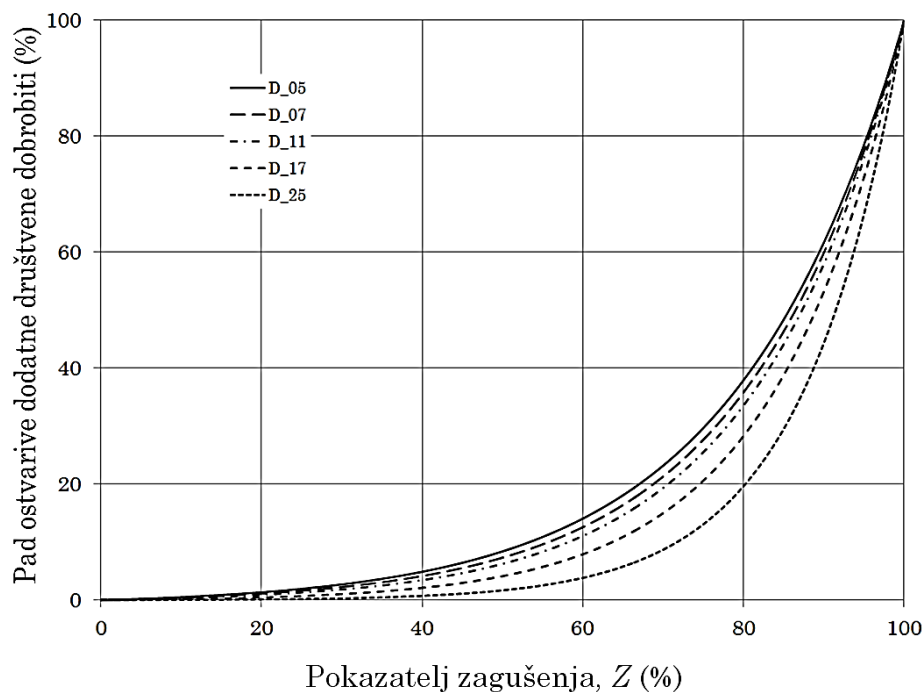
Slika 5.2.6.-17. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom u Nashovoj ravnoteži operatora sustava, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobit, u ovisnosti od pokazatelja zagušenja, te uz broj spojenih tržišta $N = 5, 7, 11, 17, 25$ i ∞ . Scenarij: D.

regresijskih funkcija: $y = A [1 - e^{(100-x)/B}]$, gdje x i y označuju apscisu i ordinatu s ovog grafa. Premda se čini da bi za veće vrijednosti pokazatelja Z krivulje trebale biti strmije (što bi se moglo simulirati, na primjer, funkcijom u kojoj je eksponent potenciran brojem većim od 1), s obzirom na djelomice neodređenu prirodu definicije parametra Z nismo inzistirali na točnijem modeliranju, tako da ovu sliku treba shvatiti prvenstveno kao ilustraciju što se događa s potencijalom za povećanje društvene dobrobiti, kad se mogućnost razmjene energije između povezanih tržišta smanjuje. Najprije, za vrijednosti pokazatelja Z do nekih 50%, učinak je razmjerno slab. Međutim, nakon toga događa se strm pad, što znači da povezivanje tržišta između kojih postoje znatna zagušenja (ili nemogućnost trgovine iz razloga druge prirode) nema mnogo smisla. Što je veći broj tržišta N , to je ovaj pad relativno oštrij u području većih vrijednosti Z . Kako se to ne vidi izravno sa zadnjeg grafa, na slici 5.2.6.-19 prikazano je postotno umanjenje potencijalne dodatne društvene dobrobiti u ovisnosti od Z , za različite N , koje je izvedeno iz regresijskih krivulja s društvenoj koristi, u odnosu na maksimalno ostvarivu. Drugim riječima, povezivanje koje se temelji samo na fizičkim pravima prijenosa ne omogućuje ostvarivanje ekonomski efikasnog rješenja.

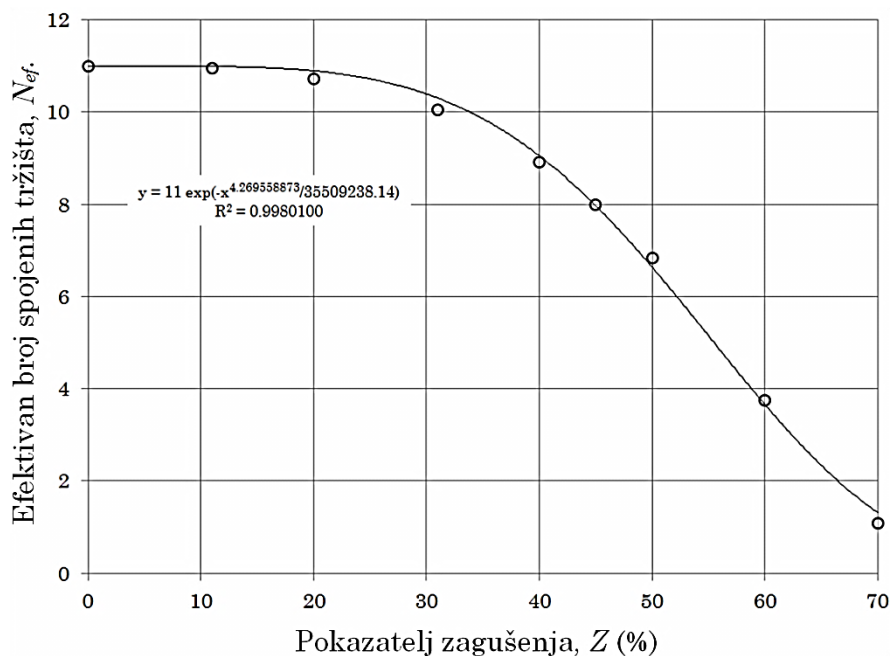
S obzirom da povećanje opće razine zagušenja u sustavu vodi ka smanjivanju potencijala za ostvarivanje dodatne društvene dobrobiti, možemo konstatirati da sustav od N povezanih tržišta u prisutnosti zagušenja „izgleda“ kao sustav od manjeg broja tržišta, nazovimo ga „efektivnim brojem tržišta“, N_{ef} . Ilustracija toga nalazi se na slici 5.2.6.-20, gdje je za $N = 11$ iz simulacijama dobivenih pokazatelja maksimalno ostvarive dodatne društvene dobrobiti dobivena krivulja koja prikazuje ovisnost N_{ef} od Z . Naravno, $N_{ef}(0) = 11$. Već za vrijednosti pokazatelja Z od 60% navise gubi se praktički sav potencijal za ostvarivanje dodatne društvene dobrobiti. To opet znači da trgovanje mo-



Slika 5.2.6.-18. Ovisnost najveće ostvarive satne društvene dobrobiti u ovisnosti o pokazatelju zagušenja Z , za $N = 5, 7, 11, 17$, odnosno 25 spojenih tržišta. Scenarij: D.



Slika 5.2.6.-19. Postotno umanjnje najveće ostvarive dodatne satne društvene dobrobiti u ovisnosti o pokazatelju zagašenja Z, za N = 5, 7, 11, 17, odnosno 25 spojenih tržišta, izvedeno iz regresijskih krivulja sa slike 5.2.6.-18. Scenarij: D.



Slika 5.2.6.-20. Efektivan broj spojenih tržišta u ovisnosti o pokazatelju zagašenja, za N = 11. Na primjer, uz Z = 45% moguće je ostvariti dodatnu društvenu dobrobit kao da je spojeno osam tržišta u uvjetima bez zagašenja. Scenarij: D.

ra biti omogućeno bez obzira na eventualno nepostojanje fizičkih spojnih kapaciteta, odnosno, da prava prijenosa koja trgovci zakupljuju moraju biti u načelu financijske, a ne fizičke, naravi.

Naime, u realnim sustavima, zbog planarnog geografskog razmještaja tržišnih zona jasno je da u strukturi s većim brojem povezanih tržišta nije moguće da svaka zona sa svakom drugom ima fizički prijenosni kapacitet. To, međutim, ne znači da je trgovina između tih zona zabranjena. Naime, ne postoji principijelan razlog zašto, na primjer, proizvodno poduzeće s elektranama smještenim u Austriji ne bi prodalo energiju opskrbnom poduzeću koje opslužuje potrošače u Hrvatskoj, iako među tim državama i njihovim tržištima nema državne granice, pa stoga ne može biti ni prijenosnog kapaciteta. Preko nepostojeće granice nije moguće izgraditi dalekovod. Kako se danas odvija takva trgovina, u načelu (tj. bez inzistiranja na implementacijskim detaljima)? Trgovac koji kupuje energiju u Austriji i prodaje je u Hrvatskoj treba svoju transakciju prijaviti na svakoj granici koja se energiji nađe „na putu“. Naravno, postoji više mogućih putova. Trgovac će tako zakupiti (kroz bilo kakav tržišni mehanizam koji je na snazi) prekogranične kapacitete npr. na granicama Austrija → Slovenija i Slovenija → Hrvatska. Platit će dvije rente zagušenja, pa će mu rezervacijska cijena u Hrvatskoj biti jednaka nabavnoj cijeni energije u Austriji uvećanoj za sumu te dvije rente. Takvom bilateralnom transakcijom energije, koja nije preprodana na slovenskom tržištu, on neće utjecati to tržište. Na ovaj način, slovenski operator sustava ubrat će određen iznos rente zagušenja i po ovoj tranzitnoj transakciji, i to zato što mu je prijavljena. (Stvaran fizikalni tok energije ne mora prolaziti kroz dvije zakupljene granice, tako da se zbog ugovora Austrija → Hrvatska može javiti fizikalni tranzit nekom drugom, na primjer Mađarskoj, u kojoj ova transakcija nije i ne mora nužno biti prijavljena.)

U čemu je u navedenom primjeru razlika u odnosu na regulatorni model kojeg razvijamo u ovoj disertaciji? U našem modelu, trgovac koji energiju kupuje u Austriji, da bi je prodao u Hrvatskoj, trebao bi pravo prijenosa energije tražiti na „granici“ Austrija – Hrvatska, koja u fizikalnoj domeni ne postoji. Drugim riječima, on bi trebao zakupiti **pravo prijenosa** od Austrije do Hrvatske, a (također u našem modelu) operator te „granice“ (tj. entitet koji dodjeljuje pravo prijenosa – u ovom primjeru to bi mogao biti agent koji prikuplja rentu zagušenja u ime i za račun austrijskog i hrvatskog operatora sustava) trebao bi **maksimalizirati** iznos koji prikuplja s naslova transakcija između Hrvatske i Austrije, imajući u vidu da i svi drugi operatori granica nastoje također maksimalizirati svoje rente zagušenja, što onda sve operatora čini međusobnim konkurentima. Utoliko, nailazimo na ideju dodjele **financijskih prava prijenosa** (engl. FTR, *Financial Transmission Rights*), koja nemaju (neposredne) veze s fizikalnim tijekovima energije u sustavu, iako njihova emisija počiva, među ostalim, na tehničkoj analizi mreže. Drugim riječima, operatori sustava slijedom složene tehničke analize odlučuju koliko uopće mogu emitirati FTR financijskih derivata, što *de facto* znači da emisija FTR derivata oslikava stanje zagušenja po pravcima za koje se oni emitiraju. Financijska prava prijenosa obrađena su u knjizi Rosellón and Kristiansen (2013), a varijanta financijskih prava za prijenos točka – točka detaljnije je obrađena u Oren (2013). Financijska prava prijenosa u varijantama koje nisu zasnovane na stvarnim fizikalnim tijekovima u mreži nesumnjivo, po samoj svojoj prirodi, generiraju fizikalne tranzite koji se ne poklapaju s ugovornima. Međutim, ukoliko operatori sustava ne emitiraju financijskih prava više nego što „mreža može podnijeti“ (što, doduše, nikad ne može biti sasvim točno

procijenjeno), jasno je da ti tranziti neće predstavljati problem. Utoliko, premda bi se na prvi pogled moglo činiti da je zbog nepostojanja fizičkih granica između svih tržišta „suđeno“ da iznosi parametra Z uvijek budu razmjerno veliki, to zapravo nije tako. Trgovačke transakcije ne zahtijevaju izravnu fizičku povezanost. Nužno je jedino da energija može proći **bilo kojim putem**, makar i neizravnim, a implementirani tržišni mehanizmi trebaju osigurati naplatu oportunitetnih troškova vezanih za korištenje prijenosne mreže.

Modeliranje utjecaja gubitaka u transportu

Jedno od ključnih zapažanja u istraživanju prezentiranom u ovoj disertaciji uopće jest to, da uzimanje u obzir društvene štetnosti energije izgubljene u transportu između trgovačkih zona, koje smo već razložili za slučaj povezivanja dvaju tržišta, u modelima koji uključuju spajanje većeg broja tržišta dovodi do toga da se društvena dobrobit maksimalizira pri vrijednostima razmjene energije vrlo bliskim Nashovom ekvilibriju operatora sustava, u kojem oni maksimaliziraju svoje rente zagušenja ostvarene na pojedinačnim prekograničnim kapacitetima kojima upravljaju, pri čemu je ukupno ubrana renta zagušenja u čitavom povezanom sustavu znatno manja od maksimalno moguće. To ćemo u nastavku obrazložiti pomoću simulacija u do sad već korištenim varijantama scenarija B i D.

Pogledamo li ponovno sliku 5.2.6.-17, vidjet ćemo da je u uvjetima bez zagušenja gubitak dodatne društvene dobrobiti u Nashovoj ravnoteži operatora sustava u odnosu na najveću ostvarivu vrijednost relativno mali, tako da već za 7 spojenih tržišta on iznosi ispod 5%, dok u slučaju spajanja 11 ili više tržišta on biva manji od 2%. Stoga smo već i ranije zaključili da porast broja povezanih tržišta čak i sam po sebi vodi ka tome da je maksimalizacija individualnih renta zagušenja sve bolji i bolji signal za maksimalizaciju dodatne društvene dobrobiti. Međutim, na istoj slici vidimo da se to svojstvo kviri s porastom opće razine zagušenja u sustavu. Tako, za iznos pokazatelja Z od 55% i veći, čak i uz beskrajno velik broj povezanih tržišta, u Nashovoj bi ravnoteži gubitak dodatne društvene dobrobiti u odnosu na maksimalno ostvarivu vrijednost bio 10% ili veći. Opet, s druge strane, za $N > 8$ taj gubitak ni pod kojim uvjetima ne bi bio veći od (ipak neprihvatljivih) 30%. Naravno, ovdje govorimo samo o kvaliteti Nashove ravnoteže operatora sustava kao signala za društveni optimum. Nije štetno ponoviti da sama optimalna vrijednost dodatne društvene dobrobiti kao takva pri većim iznosima Z pada rapidno (slike 5.2.6.-18 i 19).

Sada ćemo pokazati da uzimanje u obzir društvene štete nastale zbog gubitaka energije u transportu između tržišnih zona **popravlja** kvalitetu Nashove ravnoteže operatora sustava kao cjenovnog signala za maksimalizaciju opće društvene dobrobiti. To se moglo i očekivati. Veći transporti vode k većim gubicima energije. Proizvodnja veće količine energije bliže potrošačima smanjuje potrebu za transportom, te tako smanjuje štetne gubitke.

Samo računanje učinka gubitaka malo ćemo pojednostaviti u odnosu na postupak korišten u analizi spajanja dvaju tržišta. Naime, kako nabava energije za pokriće gubitaka utječe na tržišnu ravnotežu, u

modelu s više tržišta pojavio bi se problem da rješenja varijabli razmjene energije ovise o količini gubitaka, a količina gubitaka ovisi, naravno, o tim rješenjima. U modelu sa samo dva tržišta ovaj problem je lako analitički riješiti. No, u multivarijantnom okruženju problemi kreiranja modela postali bi neopravdano veliki, a bitan dio ekonomike te pojave ostao bi maskiran računskim poteškoćama. S obzirom da se između tržišnih zona odvijaju razmjene energije u relativno malim postocima u odnosu na ukupnu potrošnju, i s obzirom da se u transportu razmjenske energije izgube također relativno vrlo mali postoci energije, možemo zaključiti da dobava energije za pokriće gubitaka nastalih u razmjeni (dakle: ne svih gubitaka, nego samo tih) nema bitan utjecaj na tržišne odnose dokle god su stope gubitaka u normalno očekivanim okvirima od najviše nekoliko postotaka. Stoga smo pribjegli sasvim pragmatičnom rješenju, koje daje rezultate koji su, kao što će se vidjeti, evidentno u skladu s onima (matematički točnima) iz analize spajanja dvaju tržišta: od iznosa ukupne dodatne društvene dobrobiti pri nekoj općoj razini razmjene u sustavu oduzeli smo iznos jednak tržišnoj vrijednosti energije za pokriće gubitaka koju je potrebno nabaviti pri toj razini razmjene. To su podaci koje imamo izračunate u simulacijama.

Dakle, ako je bilo koji (pod)scenarij za kojeg je izvršena simulacija karakteriziran regresijskim parametrima iz tabela 5.2.6.-1 i 5.2.6.-2, te ako funkciju društvene dobrobiti u tom (pod)scenariju označimo jednostavno sa W , ona iznosi jednostavno:

$$W = aS^2 + bS + c. \quad (5.2.6.-2)$$

Ta funkcija ima maksimum pri iznosu $S = x_0$, i on iznosi y_0 , prema notaciji iz preglednih tabela 5.2.6.-1 i 5.2.6.-2. Naravno, vrijedi: $x_0 = -b/(2a)$, te $y_0 = c - b^2/(4a)$. Lijeva nultočka parabole W nalazi se na koordinati $S = x_1 = x_0 - (x_0^2 - c/a)^{1/2}$. Kad uračunamo društvenu štetu zbog gubitaka u transportu, ukoliko je evaluiramo po tržišnoj cijeni energije, dobivamo umanjeni iznos dodatne društvene dobrobiti:

$$W_l = aS^2 + bS + c - \lambda l (S - x_1) = aS^2 + (b - \lambda l)S + (c - \lambda |x_1|l). \quad (5.2.6.-3)$$

Kako je sigurno $x_1 \leq 0$, da bi izraz bio pregledniji, koristili smo $|x_1|$. Ovdje je l stopa gubitaka u transportu (npr. 0,03 ako se radi o 3%), a konstanta λ iznosi:

$$\lambda = \frac{100 \cdot Tro(0)}{|x_1|} \cdot \frac{\sum Q_{ij}(0)}{\sum Q_0}. \quad (5.2.6.-4)$$

$Tro(0)$ označuje ukupan trošak dobave energije u točki Nashove ravnoteže operatora sustava, tj. za $S = 0$. $\sum Q_{ij}(0)$ označuje zbroj svih razmjena Q_{ij} u Nashovoj ravnoteži, dok je $\sum Q_0$ po definiciji ukupna potrošnja na svih N povezanih tržišta. U brojniku ovog izraza nalazi se konstanta 100, koja prilagođuje odnose mjernih jedinica u kojima su izražene varijable, odnosno regresijski parametri. Jednadžbe (5.2.6.-3) i (5.2.6.-4) implementiraju načelo iz (5.2.6-1).

Uvedemo li oznake: $b^* = b - \lambda l$ i $c^* = c - \lambda|x_1|l$, točka maksimuma društvene dobrobiti ima koordinate: $x_{0,l} = -b^*/(2a)$, te $y_{0,l} = c^* - b^{*2}/(4a)$. Lijeva nultočka te funkcije se ne mijenja: $x_{1,l} = x_1 = x_{0,l} - (x_{0,l}^2 - c^*/a)^{1/2} = x_0 - (x_0^2 - c/a)^{1/2}$.

U analizi utjecaja gubitaka najviše nas zanima kakav upliv ima stopa gubitaka, l , na odnos dodatne društvene dobrobiti ostvarene u Nashovoj ravnoteži, označimo je sa $y_l(0)$, i one koja je uz danu stopu gubitaka maksimalno moguća, $y_{0,l}$. Izračunat ćemo postotni gubitak te dobrobiti:

$$L\% = 100[1 - y_l(0)/y_{0,l}] = 100 \cdot b^{*2}/(b^{*2} - 4ac^*). \quad (5.2.6.-5)$$

Primijetimo da je $L\%$ racionalna funkcija od l , ili preciznije, kvocijent dvaju polinoma drugog stupnja. Kasnije ćemo vidjeti da je za normalne, pa čak i nešto više, vrijednosti l ona vrlo dobro aproksimirana polinomom četvrtog stupnja. $L\%$ poprima vrijednost jednaku nuli pri stopi gubitaka od:

$$l_0 = b/\lambda. \quad (5.2.6.-6)$$

Pri toj stopi maksimalizacija pojedinačnih renta zagušenja vodi točno ka optimizaciji društvene dobrobiti, odnosno, visina pojedinačnih renta zagušenja predstavlja **savršen signal** za optimizaciju dobrobiti.

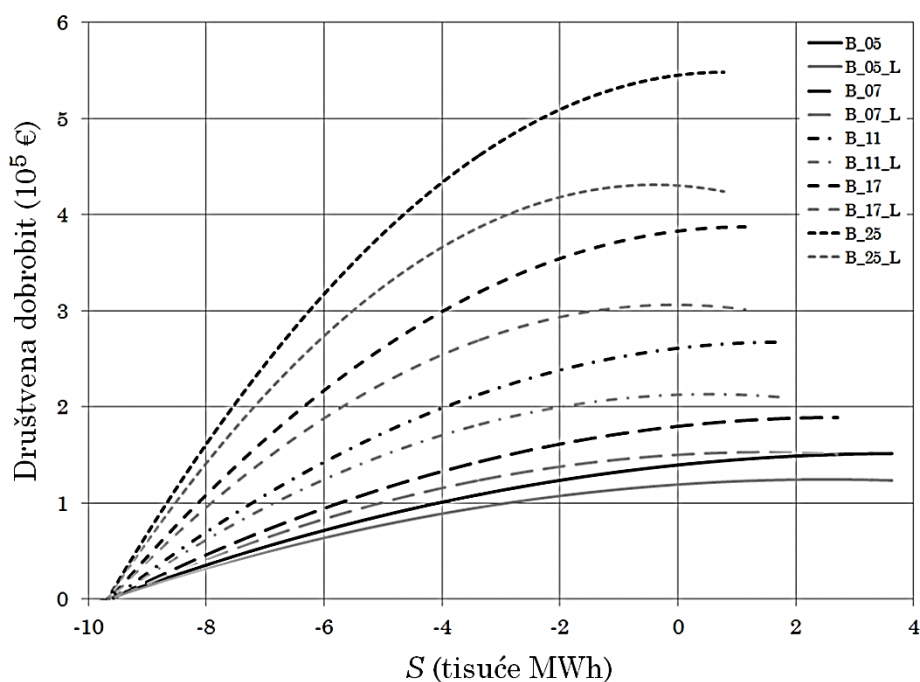
Na ovom mjestu treba primijetiti jedan važan detalj. Naime, ne postoji „prirodna“ stopa gubitaka, l_0 , kod koje maksimalizacija pojedinačnih renta zagušenja vodi optimalnom društvenom ishodu. Time u stvari upravlja čitavo društvo. U današnjem regulatornom okruženju, gubicima energije u razmjeni između povezanih tržišta nije dan gotovo nikakav značaj, i u takvim okolnostima društveni optimum nastaje kad se izjednače cijene na svim tržištima, tj. kad sve rente zagušenja postanu jednake nuli. Međutim, iz naše analize proizlazi da, ukoliko društvo odabere da **neće ignorirati eksterni trošak** gubitaka u razmjeni (koji se prvenstveno očituje kroz **zagađenje okoliša**, a to je problem koji je neraskidivo vezan za industriju proizvodnje i dobave energije), društveni optimum pomiče se ka nešto nižim vrijednostima razmjene, i pri nešto višim vrijednostima rente zagušenja. Ako eksterni trošak energije izgubljene u transferu između tržišta vrednujemo po prosječnoj tržišnoj cijeni, uz stopu gubitaka l_0 operatori sustava će maksimalizirati društvenu dobrobit ako maksimaliziraju svoje pojedinačne rente zagušenja. Međutim, dopušteno je da taj trošak vrednujemo i drugačije, više ili manje od tržišne vrijednosti. Problem društvenog vrednovanja energije sa ekološkog stanovišta kompleksan je, i po dosadašnjim istraživanjima (npr. Stern, 2006, te Scarpa and Willis, 2010), razina svjesnosti današnje generacije ljudi o potrebi očuvanja okoliša za buduće naraštaje nije naročito visoka. No, tim je veća odgovornost državnog aparata da formulira politike koje vode ka očuvanju okoliša.

Prikaz rezultata istraživanja utjecaja gubitaka u transportu na društvenu dobrobit ostvarenu razmjenom energije započet ćemo slikom 5.2.6.-21, na kojoj je dan primjer utjecaja stope gubitaka u transportu od

3% na funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti za različite vrijednosti N . Sve funkcije nacrtane su do točke u kojoj prestaje razmjena zbog izjednačavanja cijena. Kao što se vidi, gubici dovode do toga da se društvena dobrobit počinje smanjivati prije prestanka trgovanja, odnosno, da se maksimum društvene dobrobiti postiže pri volumenima razmjene nešto manjim od onih pri kojima dolazi do izjednačavanja cijena na svim tržištima.

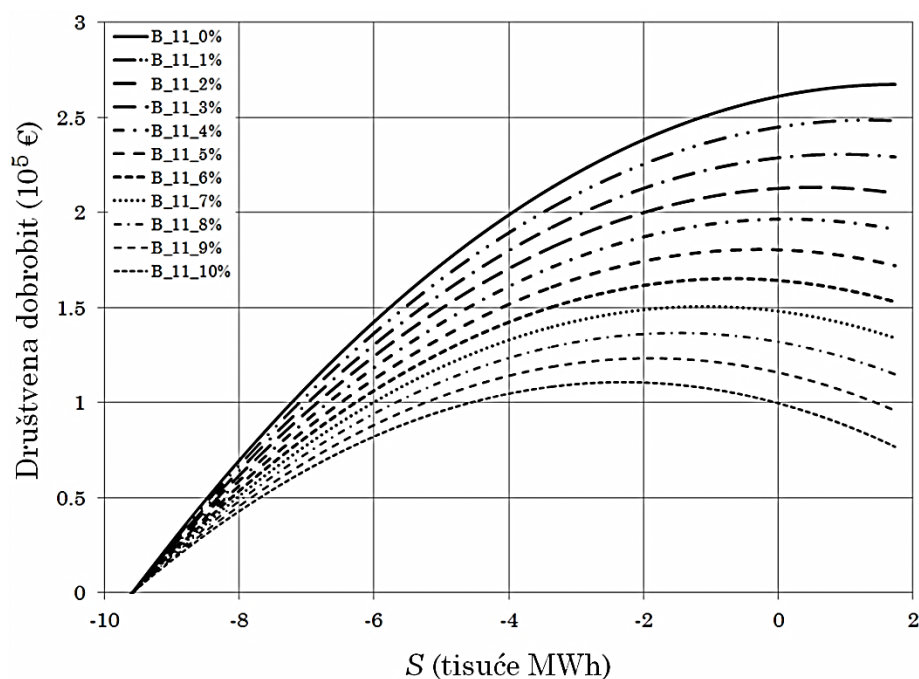
Slika 5.2.6.-22 prikazuje detaljnije kako porast stope gubitaka utječe na promjenu funkcije društvene dobrobiti, u koracima od po jedan postotni poen. Zanimljivo je opaziti da realistične stope gubitaka u transportu (u iznosu od nekoliko postotaka, osim u rijetkim slučajevima ekstremno velikih fizičkih udaljenosti između razmjenskih zona) dovode do toga da se optimum društvene dobrobiti smješta vrlo blizu točke kratkoročne Nashove ravnoteže operatora sustava. Razlika društvene dobrobiti koja se ostvaruje u toj točki i maksimalno moguće društvene dobrobiti uz dani broj N i stopu gubitaka l postaje izuzetno mala, štoviše, pri nekom iznosu stope gubitaka točno jednaka nuli (jedn. 5.2.6.-6). Na taj način, Nashova ravnoteža operatora sustava, koja se prepoznaje po tome da se, u osnovi, operatori sustava ponašaju kao svako „normalno“ poduzeće, nastojeći u tržišnoj utakmici zaraditi što više na resursu kojeg kontroliraju, a to su (odnosno, trebala bi biti) financijska prava prijenosa, postaje dobar signal za postizavanje optimuma društvene dobrobiti.

Slike 5.2.6.-23 i 24 prikazuju isto što i prethodne dvije, samo ovaj puta za $N = 11$ i različite vrijednosti pokazatelja općeg zagušenja, Z . Pogledamo li ponovno sliku 5.8.2.-17, zamijetit ćemo da su postotni

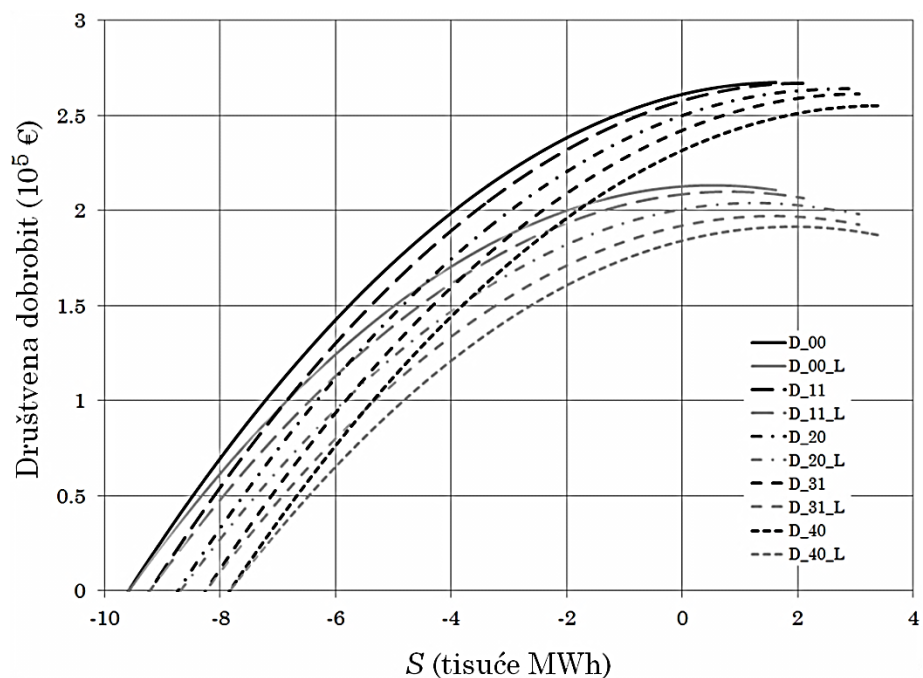


Slika 5.2.6.-21. Promjena funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti (crne linije) uz stopu gubitaka u transportu od 3% (sive linije), za različite vrijednosti N . Scenarij: B.

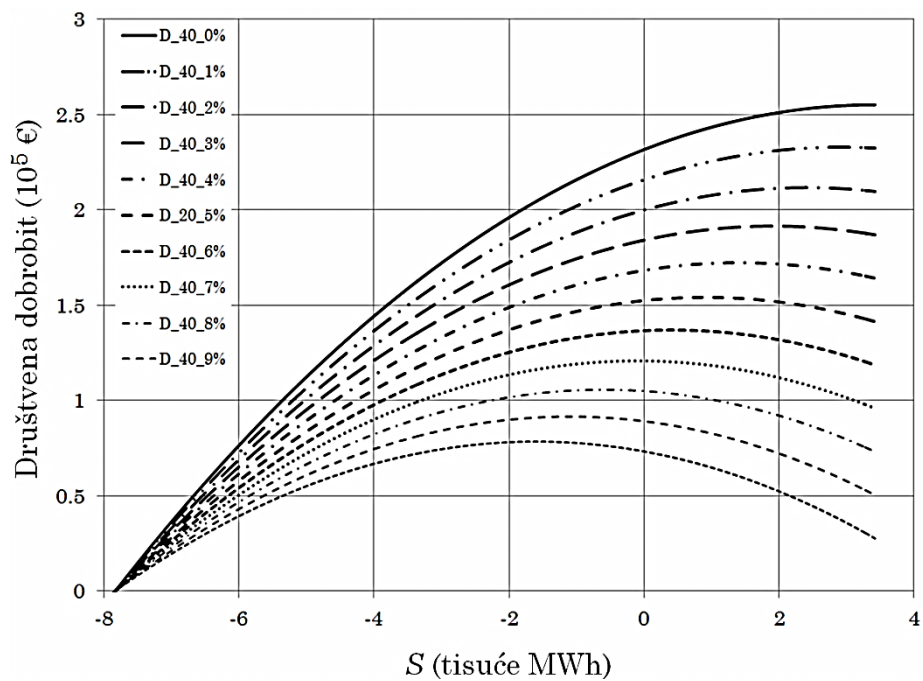
gubici dodatne društvene dobrobiti koja nastaje prilikom Nashove ravnoteže operatora sustava u odnosu na maksimalno ostvarivu razmjerno veliki, osim za vrlo obuhvatnu integraciju tržišta i istodobno vrlo mali iznos pokazatelja zagušenja, Z . Nije naodmet reći da, u slučaju organizacije tržišta temeljene na fizikalnim pravima prijenosa, parametar Z nužno poprma to veće iznose, što je broj N veći. Razlog tomu je planaran geografski razmještaj tržišnih zona. Sada ćemo, na slikama 5.2.6.-25 i 26 demonstrirati kako se to svojstvo, uz uračunavanje gubitaka u transportu, značajno mijenja. Na prvoj od njih, koja prikazuje stanje u slučaju kad u sustavu uopće nema zagušenja, treba primijetiti da je u rasponu najčešće očekivanih stopa gubitaka u transportu pri imalo većem stupnju integracije tržišta ovo odstupanje relativno vrlo malo, u području od najviše par postotaka. To znači da je maksimalizacija individualnih renta zagušenja vrlo dobar signal za maksimalizaciju ukupne neto društvene dobrobiti. No, porast (efektivnog) broja N vodi k tome da se točka optimalnog cjenovnog signaliziranja pomiče bliže ka kooperativnoj ravnoteži operatora sustava. Na slici 5.2.6.-26 prikazan je utjecaj pokazatelja Z na ovo odstupanje, uz $N = 11$. Zagušenje doprinosi povećanju stope gubitaka pri kojoj bi Nashova ravnoteža operatora sustava bila savršen signal za optimalizaciju društvene dobrobiti. S druge strane, povećanje broja povezanih tržišta smanjuje stopu gubitaka koja anulira gubitak društvene dobrobiti u Nashovoj ravnoteži. No, kako smo maločas objasnili, čak i bez obzira na fizikalna zagušenja, normalno je za očekivati da pokazatelj Z , ovakav kakvim smo ga definirali, ima tendenciju porasta s N . U tom slučaju, učinak povećanja broja tržišta i povećanja pokazatelja zagušenja, u smislu utjecaja na kvalitetu cjenovnih signala za maksimalizaciju društvene dobrobiti prema operatorima sustava, međusobno se djelomično kompenziraju. Uzevši u obzir sve političke faktore, kao i različitu veličinu te kompleksan geografski raspored, teško bi bilo očekivati da bi efektivni broj spojenih tržišta na europskom prostoru mogao ikada postati većim od 15 ili 20.



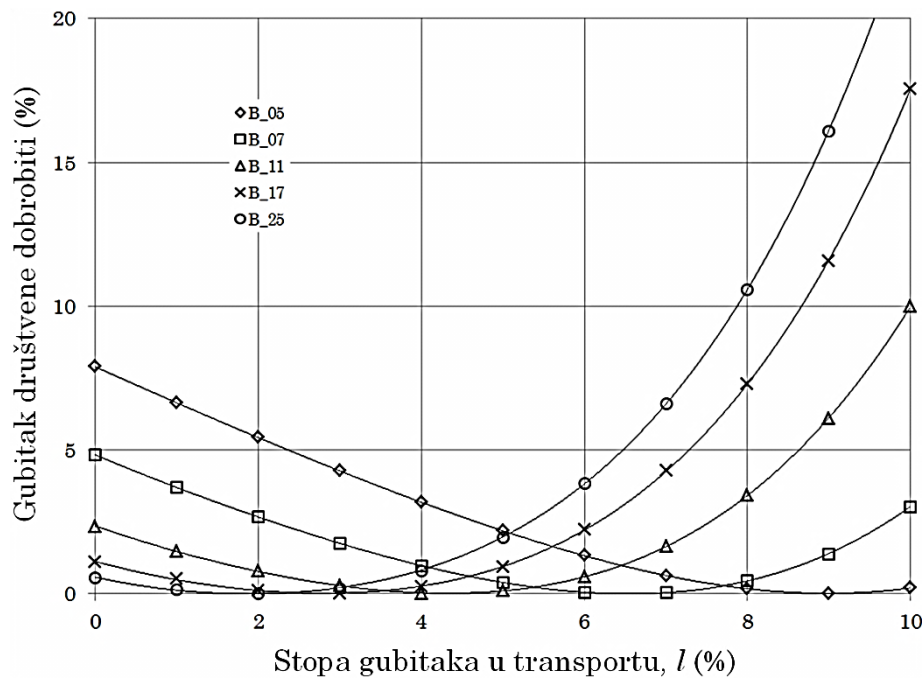
Slika 5.2.6.-22. Detaljniji prikaz promjene funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti s porastom stope gubitaka energije u transportu, za $N = 11$. Scenarij: B.



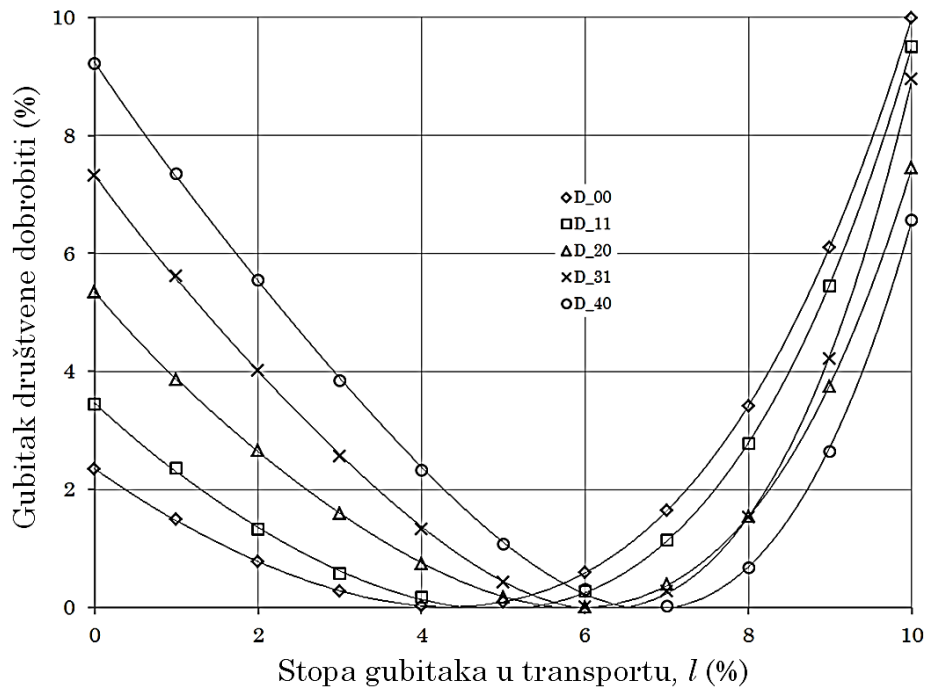
Slika 5.2.6.-23. Promjena funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti (crne linije) uz stopu gubitaka u transportu od 3% (sive linije), za $N = 11$ i vrijednosti Z od 0, 11, 20, 31 i 40%. Scenarij: D.



Slika 5.2.6.-24. Detaljniji prikaz promjene funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti s porastom stope gubitaka energije u transportu, za $N = 11$ i $Z = 40\%$. Scenarij: D.



Slika 5.2.6.-25. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom u Nashovoj ravnoteži operatora sustava, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobrobit, u ovisnosti od stope gubitaka u transportu, l , te uz broj spojenih tržišta $N = 5, 7, 11, 17, i 25$. Scenarij: B.

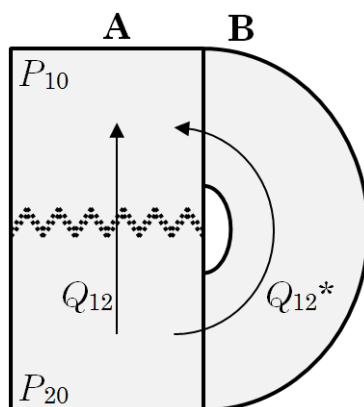


Slika 5.2.6.-26. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom u Nashovoj ravnoteži operatora sustava, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobrobit, u ovisnosti od stope gubitaka u transportu, l , te za vrijednosti pokazatelja zagušenja Z od 0, 11, 20, 31 i 40%. Scenarij: D, broj spojenih tržišta $N = 11$.

5.2.7. Tretman tranzita u predloženom modelu

U ovom poglavlju ćemo pokazati da sustav u kojem operatori sustava maksimaliziraju individualne rente zagušenja automatski vrši vrednovanje **tranzita i kružnih tokova energije**, te stoga nadomješta funkciju koja je zamišljena za aktualni ITC sustav, odnosno sve njegove dosadašnje inačice. Drugim riječima, uz konzistentnu primjenu predloženog modela, ITC sustav nije potreban. Pogledajmo najprije sliku 5.2.7.-1. Na njoj su simbolički nacrtana dva elektroenergetska sustava, A i B. Svakime od njih upravlja odgovarajući operator prijenosnog sustava. Pretpostavimo da u **unutarnjoj mreži** sustava A postoji **fizikalno zagušenje**, dakle ono kod kojeg operator sustava mora brinuti da relativni raspored angažirane proizvodnje i potrošnje ne bude takav da preko zagušenog dijela mreže poteku preveliki tokovi energije. S druge strane, pretpostavimo da u mreži B nema nikakvih zagušenja, što u ovakvom slogu znači da će energija koja se proizvodi u sustavu A za potrošače iz istog tog sustava moći „linijom manjeg otpora“ proći kroz sustav B. Što se događa kad benevolentni operator sustava B ni na koji način ne kontrolira kružne tokove iz sustava A? U takvim okolnostima, operator A oslonit će se na sustav B i jednostavno „pustiti“ da energija proizvedena u, recimo, „donjem dijelu“ sustava A, u kojem prevladava angažirana proizvodnja, doputuje kroz tuđu mrežu do „gornjeg dijela“, u kojem prevladava potrošnja. Pritom se podrazumijeva da je unutar čitavog područja A cijena električne energije ista. Sama svrha danas aktualnog ITC sustava je da izvrši poravnanje ovako međusobno uzrokovanih troškova, koji su, naposljetku, posljedica fizikalne realnosti u mrežama. No, kao što smo ranije već dokazali, ITC sustav je krivo postavljen, i on ne proizvodi ekonomski utemeljene rezultate, tako da prema svim tržišnim akterima odašilje krive cjenovne signale. Takav sustav bez **neprestane prisilne regulacije** ne može funkcionirati, a kad prisilno funkcionira, ne upravlja ekonomiju ove industrije ka optimalnom ishodu. Operator A može se služiti različitim organizacijskim i tehničkim metodama da zaštiti svoju interno zagušenu mrežu od prevelikih tokova. Tu se radi o složenim tehničkim analizama, kojima je svaki operator vičan, kako zato što postoje fizikalni modeli za analizu sustava, tako i zato što je u godinama aktivnog rada nakupljeno znatno praktično iskustvo.

Pogledajmo sad na slici 5.2.7.-1 što se događa kad se uvedu dva nova jednostavna regulatorna pravila:



Slika 5.2.7.-1. Razdvajanjem zona unutar jednog kontrolnog područja (A) tranzitni kružni tok Q_{12}^* biva vrednovan svojom ekonomskom vrijednošću. Crtkana nazubljena linija predstavlja stvarno (fizikalno) zagušenje.

- da se na **svim internim fizikalnim zagušenjima** mora uvesti ekonomsko vrednovanje zagušenja, odnosno, da se ograničeni kapacitet mora prodavati onim zainteresiranim tržišnim sudionicima koji ga najviše ekonomski vrednuju. Ovo pravilo značilo bi, primjerice, da sve današnje granice sustava mogu ostati kakve jesu, ali da se nove granice **moraju** uvesti tamo gdje postoje interna zagušenja (osim možda ako se ona javljaju sporadično i rijetko). Stoga bi se barem neka kontrolna područja morala podijeliti na više njih, odnosno, granice tržišnih zona morale bi se poklapati sa **stvarnim zagušenjima**, a ne nužno s, recimo, državnim granicama (iako ni to nije zabranjeno).
- da i na nezagušenim granicama (u ovom primjeru, granica A-B) operator sustava mora prodavati pravo na transakciju (drugim riječima, financijsko pravo prijenosa) po načelu maksimaliziranja rente zagušenja, uz konkurentski pritisak svih drugih operatora na svim drugim granicama. (Kao što smo u prethodnom poglavlju već rekli, to načelo vrijedi i za granice koje fizički ne postoje, na primjer za prijenos energije iz Švedske u Hrvatsku.)

Ovdje moramo precizirati pojam zagušenja neke (interne ili eksterne) granice, u kontekstu našeg istraživanja. Smatrat ćemo da je granica zagušena ako je operator sustava prisiljen **ograničiti transfer energije preko nje na razinu koja je manja od one pri kojoj bi inače on maksimalizirao individualnu rentu zagušenja** na toj granici. (U računskoj domeni, ovakva situacija dovodi do primjene Karush-Kuhn-Tuckerovih uvjeta optimizacije.)

Razdvajanjem kontrolnog područja A na dvije tržišne pod-zone dolazi do pojave cjenovne razlike između „gornjeg“ i „donjeg“ dijela. Neka je $P_{10} > P_{20}$. Razlika u cijenama dovodi do toga da bi trgovci iz područja s višom cijenom htjeli kupiti još energije iz područja s nižom. Kako im operator A više ne može prodati dodatnu količinu internog kapaciteta, koji je već maksimalno angažiran, oni se mogu obratiti operatoru B. Radi jednostavnosti u ovom prvom pokušaju pristupa problemu pretpostavit ćemo da transakcije energije između dviju polovica sustava A preko mreže sustava B neće imati nikakve posljedice na tržište u sustavu B. Promatramo samo što se događa ako operator B, maksimalizirajući vlastitu rentu, dopusti dodatne transakcije preko svojih granica, bez ikakve prodaje ili kupovine energije u sustavu B. Uz takvo pojednostavnjenje, premda će transakcija ući u sustav B i ista takva izaći iz njega, radi se faktički o jednoj renti koju će naplatiti operator B, a ne o dvije, koliko bi ih bilo u slučaju trgovačke interakcije s proizvođačima i potrošačima u sustavu B.

Ako su funkcije ponude energije u 1. i 2. polovici sustava A jednake $P_1 = aQ_1 + b$, te $P_2 = cQ_2 + d$, i ako su tražene količine u tim zonama Q_{10} i Q_{20} , prema slici 5.2.7.-1 možemo, u skladu s do sada korištenim analitičkim aparatom, formulirati izraze za cijene u pod-zonama područja A:

$$P_1 = a(Q_{10} - Q_{12} - Q_{12}^*) + b = P_{10} - a(Q_{12} + Q_{12}^*). \quad (5.2.7.-1)$$

$$P_2 = c(Q_{20} + Q_{12} + Q_{12}^*) + d = P_{20} + c(Q_{12} + Q_{12}^*). \quad (5.2.7.-2)$$

Stoga se rente zagušenja koje prikupljaju operatori A i B mogu zapisati kao:

$$R_A = (P_1 - P_2)Q_{12} = [\Delta P_0 - (a + c)(Q_{12} + Q_{12}^*)] Q_{12}; \quad (5.2.7.-3)$$

$$R_B = (P_1 - P_2)Q_{12}^* = [\Delta P_0 - (a + c)(Q_{12} + Q_{12}^*)] Q_{12}^*. \quad (5.2.7.-4)$$

Ovdje smo sa ΔP_0 označili početnu cjenovnu razliku, $P_{10} - P_{20}$. Jednadžbe reakcijskih krivulja dobit ćemo parcijalnim deriviranjem svakog od ovih izraza po onoj varijabli koju dani operator kontrolira:

$$\Delta P_0 - 2(a + c)Q_{12} - (a + c)Q_{12}^* = 0; \quad (5.2.7.-5)$$

$$\Delta P_0 - (a + c)Q_{12} - 2(a + c)Q_{12}^* = 0. \quad (5.2.7.-6)$$

Sjetimo li se od ranije da je maksimalna razmjena energije za koju postoji trgovački interes, označimo je ovdje sa Q_{max} , jednaka $\Delta P_0 / (a + c)$, dobivamo rješenje sustava:

$$Q_{12} = Q_{12}^* = Q_{max}/3. \quad (5.2.7.-7)$$

To znači da je ukupna razmjena energije u Nashovoj ravnoteži operatora A i B jednaka $(2/3)Q_{max}$, uz uvjet da je prijenosno ograničenje u internoj mreži sustava A veće od $Q_{max}/3$. Malo kasnije ćemo vidjeti što se događa ako je ta pretpostavka narušena.

Od ranije znamo da dodatna društvena dobrobit koja se može ostvariti razmjenom između pod-zona unutar zone A uz cjenovnu razliku ΔP_0 iznosi $\frac{1}{2}(\Delta P_0)^2 / (a + c) = \frac{1}{2} Q_{max} \Delta P_0$. Kako razmjenu čini suma $Q_{12} + Q_{12}^*$, lako je izračunati da bilo kojoj vrijednosti razmjene u intervalu $[0, Q_{max}]$ odgovara novostvorena društvena dobrobit od:

$$w = -\frac{1}{2}(a + c)(Q_{12} + Q_{12}^*)^2 + \Delta P_0(Q_{12} + Q_{12}^*). \quad (5.2.7.-8)$$

U ravnoteži dvaju operatora koja nije ograničena zagušenjem, uz razmjenu od $(2/3)Q_{max}$, ostvaruje se dobrobit od $(8/9)W_{max}$. Kad ne bi bilo operatora B, operator A bi, maksimalizirajući rentu zagušenja, ograničio razmjenu na $\frac{1}{2}Q_{max}$, što odgovara društvenoj dobrobiti od $\frac{3}{4}W_{max}$. Prema tome, „korist“ koju dodatna razmjena kroz sustav B donosi je $(8/9 - 3/4)W_{max} = 0,139W_{max}$. Istodobno, maksimalizirana renta zagušenja (odnosno, trošak prava prolaska mrežom operatora B naplaćen trgovcima) iznosi $(2/9)W_{max}$, odnosno $0,222W_{max}$. (Jednak iznos prikupi se i s naslova prava prolaza preko internog zagušenja u sustavu A.) Ako usvojimo uobičajeno pravilo da se renta zagušenja dijeli ravnomjerno između dvaju operatora koji graniče na predmetnoj granici, operator A uprihodit će ukupan iznos sa svoje interne granice, plus pola od iznosa s granica sa sustavom B, dakle $0,333W_{max}$, dok će operatoru B ostati $0,111W_{max}$. To je za 20% manje od koristi koju je svojim pristankom na transfer energije priskrbio zoni A (ukupno gledajući), i točno jednako koristi koju bi sustav A mogao ostvariti još nešto većim transferom energije, do ukupno Q_{max} . No, kada bi operator B dopustio još i taj dodatni transfer energije, cjenovna razlika bi postala jednaka nuli, i on bi izgubio cjelokupnu rentu zagušenja od

$(1/9)W_{max}$ – upravo **točno** onoliko, za koliko bi tim njegovim potezom porasla društvena dobrobit u zoni A. Drugim riječima, renta koju s naslova kružnog tranzita energije iz sustava A prikuplja operator B evaluirana je točnom ekonomskom vrijednošću dodatnog prava prolaza kroz mrežu sustava B.

Sveukupan rezultat ove igre jest sljedeći:

- čak i unatoč maksimalizaciji renta zagušenja, ostvario se skoro puni potencijal društvene dobrobiti (precizno, osam devetina njega), a to je za 18,5% bolje od rezultata koji bi se ostvario maksimalizacijom rente na internom zagušenju, kad ne bi bilo operatora B, i bez stvarnog fizikalnog zagušenja u sustavu A;
- u sustavu B pojavila se društvena dobrobit od jedne devetine W_{max} , koje ranije nije bilo, iako je taj sustav pružao uslugu možda čak i potpunog transfera energije za sustav A;
- operator A sada prikuplja jednu trećinu od W_{max} kao naknadu za prolaz kroz svoju zagušenu mrežu (što je dugoročno društveno korisno, jer mu to omogućuje akumulaciju sredstava za dogradnju zagušene mreže), a ranije također nije prikupljao ništa.

Sada, međutim, moramo u razmatranje uključiti efekte stvarnog zagušenja unutar sustava A. Kao što smo vidjeli, dokle god unutarnja granica pod-zona u kontrolnom području operatora A može propustiti barem $(1/3)Q_{max}$, interno zagušenje zapravo nije važno, a operatori A i B igraju stratešku igru maksimalizacije renta po individualnim granicama, bez ograničenja. Međutim, ako iz fizikalnih razloga razmjena preko zagušene interne granice unutar sustava A, Q_{12} , mora biti ograničena na neku maksimalnu dopustivu vrijednost, Ω_{12} , operator A će maksimalizirati vlastitu rentu zagušenja održavajući Q_{12} točno na iznosu Ω_{12} . Stoga on više ne može prilagođavati iznos Q_{12} svojim strateškim ciljevima, tako da njegova reakcijska funkcija nestaje, i ostaje samo funkcija operatora B, (5.2.7.-6), u koju ćemo umjesto varijable Q_{12} uvrstiti konstantu Ω_{12} . Tako modificirana jednadžba glasi: $\Omega_{12} + 2Q_{12}^* = Q_{max}$, i izravno daje rješenje za Nashovu ravnotežu:

$$Q_{12}^* = \frac{1}{2}(Q_{max} - \Omega_{12}). \quad (5.2.7.-9)$$

Stoga je ukupna razmjena između pod-zona zone A jednaka:

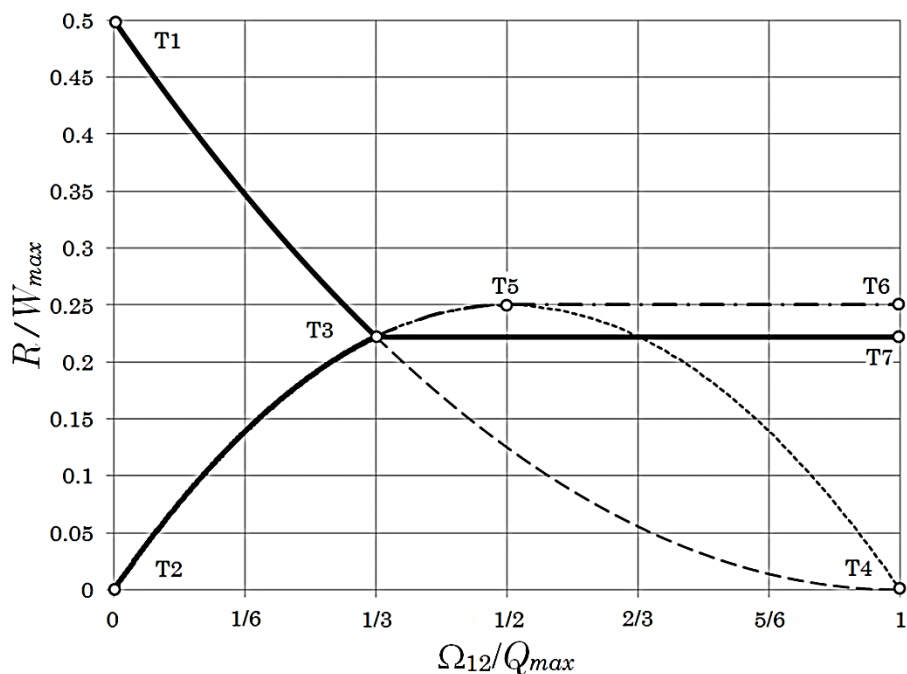
$$\Omega_{12} + Q_{12}^* = \frac{1}{2}(\Omega_{12} + Q_{max}). \quad (5.2.7.-10)$$

Uvrštavanjem u (5.2.7.-3) i (5.2.7.-4) dobivamo izraze za rente po granicama:

$$R_A = \frac{1}{2}[\Delta P_0 - (a + c) \Omega_{12}] \Omega_{12}. \quad (5.2.7.-11)$$

$$R_B = \frac{1}{4}[\Delta P_0 - (a + c) \Omega_{12}][Q_{max} - \Omega_{12}]. \quad (5.2.7.-12)$$

Primijetimo da je izraz za rentu R_A kvadratna funkcija ograničenja Ω_{12} , s nul-točkama pri iznosima 0 i Q_{max} , te s maksimumom na $\frac{1}{2}Q_{max}$. Renta R_B je kvadratna funkcija samo s jednom nul-točkom, pri



Slika 5.2.7.-2. Rente zagušenja R_A i R_B , izražene relativno u odnosu na maksimalnu moguću dodatnu društvenu dobrobit u zoni A, W_{max} , u ovisnosti o ograničenju razmjene kroz zagušeni dio mreže operatora A, izraženom relativno u odnosu na maksimalnu fizibilnu razmjenu, Q_{max} .

vrijednosti $\Omega_{12} = Q_{max}$, u kojoj se ujedno nalazi i minimum funkcije. Iznosi renta R_A i R_B nacrtani su u ovisnosti o ograničenju Ω_{12} na slici 5.2.7.-2. Dokle god je ograničenje Ω_{12} manje od $(1/3)Q_{max}$, renta R_B je veća od R_A . Nakon toga su iste, u skladu s rješenjem bez ograničenja, (5.2.7.-7). Kad ne bi bilo operatora B, operator A bi određivao rentu za korištenje interne zagušene mreže po krivulji T2-T3-T5-T6. Naime, dokle god je ograničenje Ω_{12} manje od $1/2 Q_{max}$, operator A maksimalizira svoju rentu dopuštajući najveću fizikalno moguću razmjenu. No, kad kapacitet Ω_{12} postane dovoljno velik, operator će svejedno prodavati prava njegovog korištenja koja mu maksimaliziraju financijski rezultat, u iznosu od $1/2 Q_{max}$, koji je tada manji od raspoloživog, Ω_{12} . Dolaskom operatora B, operator A više ni u kojim uvjetima glede ograničenja Ω_{12} ne može postići taj maksimum, nego nešto niži. No, prisutnost operatora B također relaksira fizikalno ograničenje. Sada se optimalan iznos rente R_A , premda za 11,1% niži nego ranije, postiže kod ograničenja $\Omega_{12} = (1/3)Q_{max}$. Kad je ograničenje veće od tog iznosa (dakle, kad je interna mreža propusnija), ono više nije važno, jer operatori A i B u međusobnom konkurentskom nadmetanju optimiziraju svoje rezultate pri razmjenama Q_{12} nižim od ograničenja Ω_{12} .

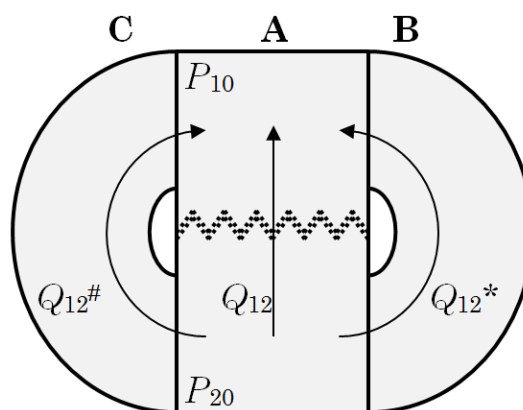
Slika 5.2.7.-3 prikazuje situaciju u kojoj se energija između pod-zona područja A može prenositi kroz zagušenu mrežu unutar A, te preko još dviju nezagušenih mreža kojima upravljaju operatori B i C. Pod istim kondicijama koje smo koristili do sada, jednadžbe reakcijskih funkcija za maksimalizaciju individualnih renta zagušenja operatora A, B i C, kad ograničenje Ω_{12} nije važno, glase redom:

$$2Q_{12} + Q_{12}^* + Q_{12}^\# = Q_{max}; \quad (5.2.7.-13)$$

$$Q_{12} + 2Q_{12}^* + Q_{12}^\# = Q_{max}; \quad (5.2.7.-14)$$

$$Q_{12} + Q_{12}^* + 2Q_{12}^\# = Q_{max}. \quad (5.2.7.-15)$$

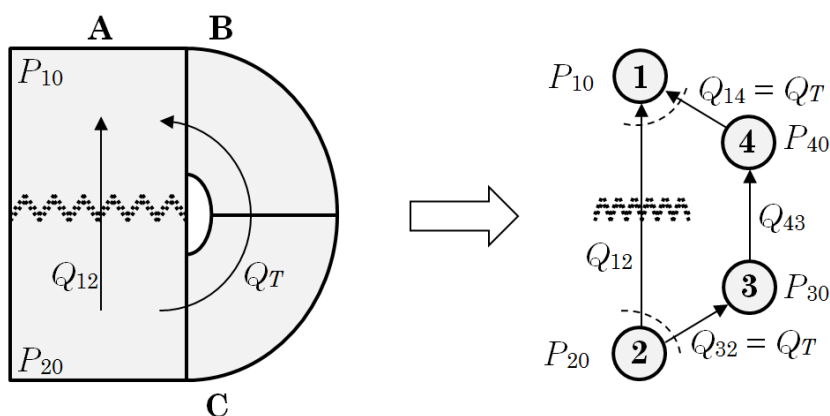
Nashova ravnoteža postiže se kad je $Q_{12} = Q_{12}^* = Q_{12}^\# = \frac{1}{4}Q_{max}$. Stoga je ukupna razmjena između pod-zona područja A sada jednaka $\frac{3}{4}Q_{max}$, a ograničenje Ω_{12} koje je veće od $\frac{1}{4} Q_{max}$ nema utjecaja na postignutu ravnotežu operatora sustava. Prema tome, uvođenje dodatne konkurencije u djelatnosti prijenosa energije dodatno relaksira zagušenje Ω_{12} , odnosno, umanjuje njegov značaj. Također, ukupna društvena dobrobit nastala ovakvom razmjenom penje se s $(8/9)W_{max}$ na $(15/16)W_{max}$. Općenito, ako je K broj alternativnih nezagušenih paralelnih prijenosnih putova, i ako operatori sustava nekoordinirano maksimaliziraju svaku pojedinačnu rentu, ukupan transfer energije između pod-zona područja A bit će jednak $[(K + 1)/(K + 2)]Q_{max}$, dok će ukupna dodatna društvena dobrobit biti jednaka $\{[(K + 2)^2 - 1]/(K + 2)^2\}W_{max}$. Neiskorišteni dio potencijala za povećanje društvene dobrobiti bit će stoga jednak $W_{max}/(K + 2)^2$. Renta koja će se prikupiti na granicama sustava A i *svakog* od paralelnih sustava (B, C, itd.) iznositi će $2 W_{max}/(K + 2)^2$, što znači da će *svakom* od operatora B, C, itd. pripasti iznos od $W_{max}/(K + 2)^2$, koji je točno jednak neiskorištenom potencijalu za dodatnu društvenu dobrobit. Stoga, i u slučaju prisutnosti više alternativnih prijenosnih putova, kružni tranzit iz sustava A bit će evaluiran svojom *točnom* ekonomskom vrijednošću. Ovdje treba napomenuti da, za slučaj pojave bitne razlike između ugovorenih tokova Q_{12}^* i $Q_{12}^\#$ i njima odgovarajućih stvarnih tokova, operatorima sustava treba biti prepuštena briga o vlastitim interesima. Naime, ako tranzitni tok kroz sustav B znatno nadmašuje onaj kroz sustav C, i dovede ograničenje mrežnog kapaciteta na granicama (ili čak unutar) sustava B do kritične razine, operator B može, na primjer, relaksirati vlastite granice upotrebom faznih zakretača u internoj mreži. To će staviti operatora A u poziciju da možda čak mora dodatno pooštriti ograničenje Ω_{12} , što će dovesti do pada njegove rente zagušenja, i istodobnog porasta renta koje ubiru operatori B i C (slika 5.2.7.-2). Istodobno, operator C će u svoju mrežu „dobiti“ veći iznos tranzita nego do sada. Na ovom primjeru se vidi da korištenje tehničkih me-



Slika 5.2.7.-3. Model s dva moguća alternativna puta (B i C) za razmjenu energije između pod-zona unutar kontrolnog područja A.

toda za upravljanje tokovima energije kroz mrežu, koje su inače „suspektne“ u kontekstu aktualnog ITC sustava, sasvim dobro odgovara unutar ovdje predloženog modela funkcioniranja međuoperatorskih poravnanja. U najkraćem, možemo zaključiti da je najbolji način poravnanja među operatorima **prepusti njima da svoj proizvod** (a to je usluga transporta energije) **naplaćuju kao slobodni tržišni sudionici, rukovodeći se svojim interesima**. U tu „agendu“ prirodno pripada i ulaganje, primjerice, u fazne zakretače, i druga tehnička sredstva, čija je temeljna svrha optimizacija korištenja mrežnih resursa, a ne „nadmudrivanje“ s ostalim operatorima sustava, na koje su prisiljeni neadekvatnim, ekonomski neutemeljenim, ITC sustavom poravnanja, kakav je danas u uporabi na čitavom prostoru Europe.

Iz upravo izloženog primjera korisno je izvesti još jedan vrlo važan zaključak, koji ne mora biti intuitivno, na prvi pogled, razvidan: U ovdje predloženom modelu, koji se osniva na ravnoteži operatora sustava koji maksimaliziraju individualne rente zagušenja, fizikalno ograničenje prekograničnog kapaciteta predstavlja **operatorovu stratešku slabost** u odnosu na ostale operatore, zbog toga što je on primoran održavati fizičku razmjenu preko fizički zagušene granice na „sigurnoj“ vrijednosti, pri čemu maksimalizacija rente na njoj ujedno može značiti čak i „poigravanje“ sigurnošću pogona elektroenergetskog sustava. U takvim okolnostima „više sile“ on nema nikakvu mogućnost povlačenja strateških poteza kao odgovora na poteze konkurentskih operatora, pa stoga ima svaki strateški interes čim prije uložiti u povećanje prekograničnog kapaciteta, do razine koja će mu omogućiti **aktivnu** maksimalizaciju rente zagušenja, u Nashovoj ravnoteži s ostalim operatorima. Prema tome, ovdje predloženi model osigurava, i s financijske i s tehničke strane, da operator ima interes u otklanjanju kritičnih zagušenja. Takav interes postoji i u aktualnom sustavu, barem sa stanovišta pogonske sigurnosti. Stoga, možemo zaključiti da predloženi model ne narušava taj interes, a osim toga, daje mu određenu poticajnu dimenziju s obzirom na strateške dugoročne interese samog operatora sustava.

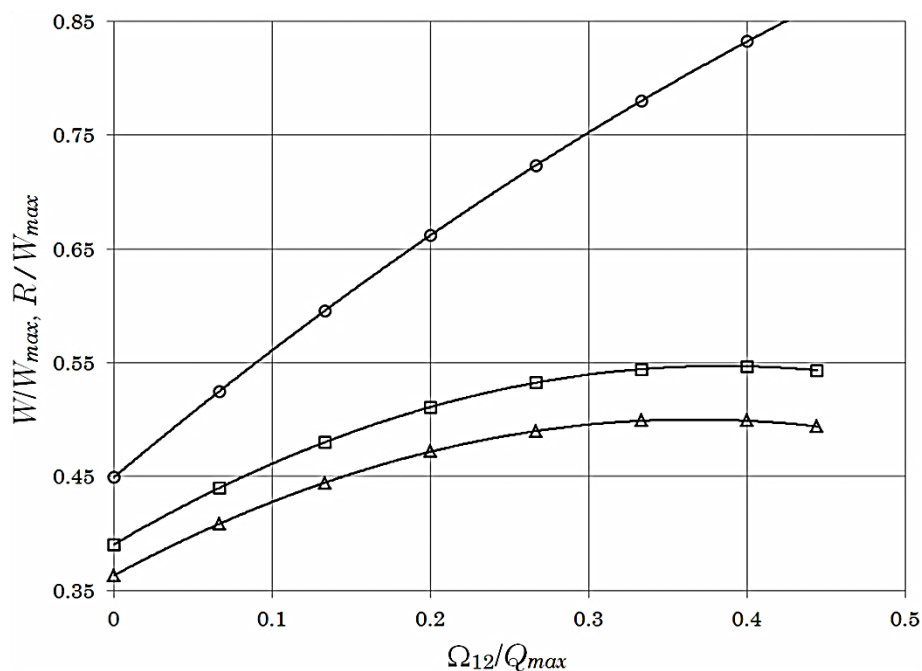


Slika 5.2.7.-4. Model s alternativnim putem s dva kontrolna područja u seriji (B i C), kojim se ostvaruje dio razmjene energije između pod-zona unutar interno zagušenog kontrolnog područja A.

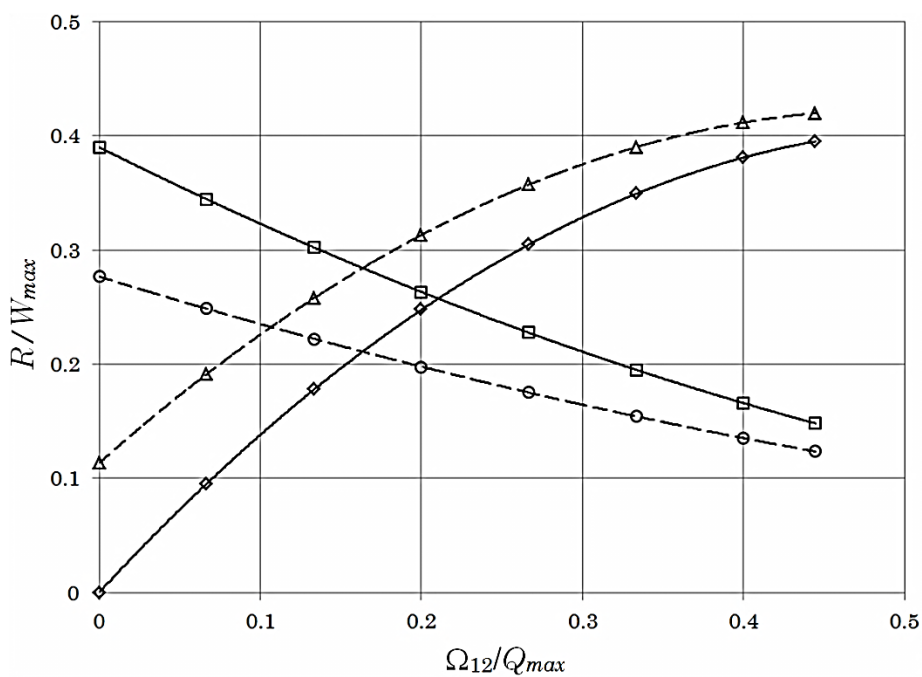
Sada ćemo razmotriti malo složeniji model, u kojem se tranzit zbog zagušenja u zoni A odvija preko dva „serijski“ postavljena sustava (umjesto paralelno, kao do sada). Cilj je utvrditi da i u tom praktički mogućem slučaju predloženi model funkcionira ekonomski korektno. Time ćemo ujedno zaključiti analizu predloženog modela u ovoj disertaciji.

Slika 5.2.7.-4 prikazuje model kojeg ćemo analizirati. Model u kojem tranzitni kružni tok sustava A prelazi preko dva susjedna sustava une može se ostvariti uz pretpostavku izoliranosti od tržišta organiziranih u zonama B i C zbog toga što ne postoji parametar na kojeg bi operatori B i C mogli nekoordinirano utjecati s ciljem maksimalizacije individualnih renta zagušenja. Zbog toga a tržišta B i C (odnosno, 4 i 3 na desnoj slici) moraju biti uključena u cjelovitu analizu. Pod-zonama zone A s lijeve slike odgovaraju zone 1 i 2 s desne, u istom redosljedu označavanja. Ovu specifičnu situaciju, u kojoj određeni tranzitni tok Q_T kreće iz zone 2 i završava u zoni jedan, uz prolazak kroz zone 3 i 4, modelirat ćemo nametanjem dvaju ograničenja: $Q_{13} = Q_{42} = 0$. To osigurava da tokovi Q_{14} i Q_{32} budu u svakom slučaju jednaki, ali Q_{43} ne mora biti jednak njima. Pretpostavit ćemo, jednostavnosti radi, da su polazne cjenovne razlike jednake: $P_{10} - P_{40} = P_{40} - P_{30} = P_{30} - P_{20} = 1$, što znači da je $P_{10} - P_{20} = 3$. Pretpostavit ćemo, također jednostavnosti radi, da su granični troškovi proizvodnje u svim zonama jednaki 1 (tj. da su svi koeficijenti a iz funkcija ponude, $aQ_i + b$, jednaki 1). Time je model definiran. Kad ne bi bilo zona 4 i 3 (odnosno, B i C), maksimalan fizibilan transport energije između zona 1 i 2 bio bi $Q_{max} = (P_{10} - P_{20})/(a + a) = 3/2$. Maksimalna ostvariva društvena dobrobit u tim bi uvjetima bila: $W_{max} = 1/2(P_{10} - P_{20})Q_{max} = 9/4$. Stoga ćemo rezultate ovog primjera normirati upravo na te vrijednosti. U ovom modelu promatrali smo i utjecaj fizikalnog zagušenja na ishod tržišne igre, slično kao u prethodnima. Ovdje smo to modelirali nametanjem Karush-Kuhn-Tuckerovih uvjeta na tok Q_{12} . To ima smisla samo za one vrijednosti ograničenja Ω_{12} , koje su niže od vrijednosti Q_{12} koja je dio rješenja za Nashovu ravnotežu bez ograničenja. Cilj ove demonstracije jest provjeriti jesu li tržišni signali korektno usmjereni i u slučaju kada tranzitni kružni tok zahvaća dva (ili u općem slučaju, više, što je ipak u stvarnosti vrlo rijetko) sustava u seriji.

Slika 5.2.7.-5 daje najprije funkciju ukupne društvene dobrobiti (kružić), normirane na W_{max} , u ovisnosti o ograničenju Ω_{12} , normiranom na Q_{max} . Radi se o kvadratnoj funkciji. Čak i pri $\Omega_{12} = 0$, ona ima vrijednost veću od nule. Naime, ako operator A potpuno zabrani ugovaranje transakcija Q_{12} , dio energije između pod-zona 1 i 2 moći će se razmjenjivati obilazno, preko sustava 3 i 4. Iz istog razloga ni rente zagušenja ne kreću s razine nula. Naime, sljedeće dvije krivulje daju funkcije ukupnih renta: one koja se prikupi ukupno na svim granicama (kvadrat), i one koja bi se prikupila kad bi čitav tok energije $\Omega_{12} + Q_T$ prikupljao jedan operator sustava. Potonja iznosi jednostavno $(P_1 - P_2)(\Omega_{12} + Q_T)$. Primjetno je da prisutnost više operatora dovodi do toga da oni za istu „uslugu“ uberu nešto veći ukupan iznos rente, od onog kojeg bi ubrao jedan sam operator, s obzirom da svatko od njih slijedi svoj vlastiti interes i maksimalizira vlastitu rentu. Radi se o djelovanju operatora sustava 3 i 4, koji propuštaju tok Q_T u seriji, pa se njihove rente zbrajaju duž ugovorenog puta energije. U modelu s para-

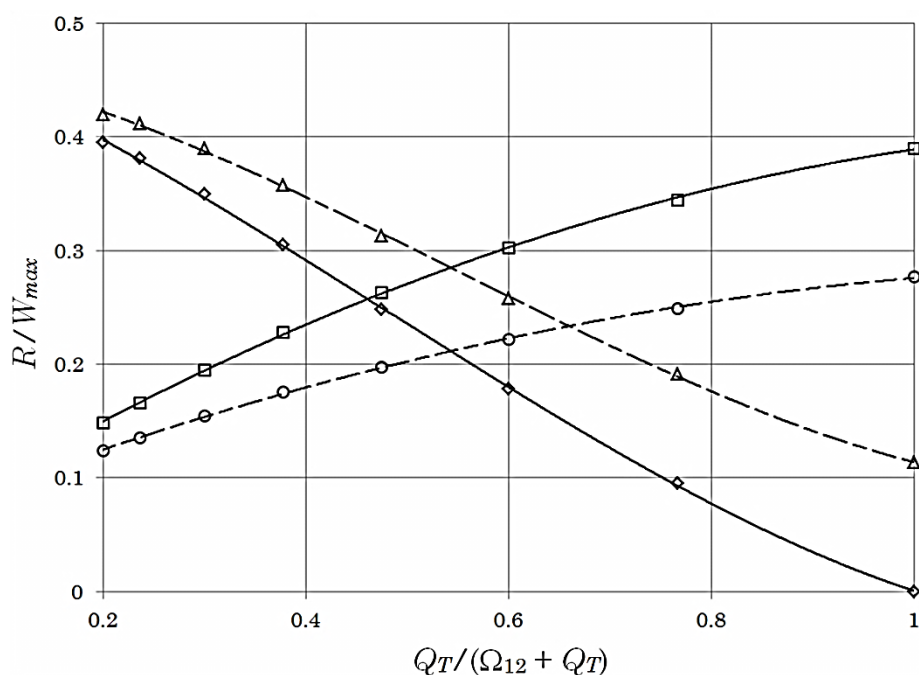


Slika 5.2.7.-5. Normirane vrijednosti ukupne dodatne društvene dobrobiti, W/W_{max} , te renta zagušenja, R/W_{max} , u modelu prema slici 5.2.7.-4, uz parametre definirane kao u tekstu. Kružić: društvena dobrobit, W/W_{max} . Kvadrat: ukupna renta zagušenja. Trokut: renta koju bi ubrao jedan operator sustava.



Slika 5.2.7.-6. Normirane rente zagušenja u ovisnosti o normiranom ograničenju prijenosa u mreži operatora A. Pune linije: rente koje se prikupljaju na samom zagušenju (romb), te izvan njega (kvadrat). Crtkane linije: rente koje prikuplja operator sustava A (trokut), odnosno ostali operatori (kružić).

lelnim tranzitnim sustavima to, naravno, nije bilo tako. Ovo je ujedno i glavni razlog što ukupna društvena dobrobit poprima za 9,4% veću maksimalnu vrijednost od pretpostavljenih 9/4. Mi svejedno sve funkcije normiramo na 9/4, jer to je vrijednost koja bi bila ostvarena u prisutnosti samo jednog operatora. Slika 5.2.7.-6 prikazuje ovisnosti renta koje prikupljaju unutar prikazanog modela, u ovisnosti od ograničenja Ω_{12} . Punom linijama prikazane su rente koje se prikupljaju na samom zagušenju (R_{12} – romb), te izvan njega ($R_{14} + R_{43} + R_{32}$ – kvadrat). Crtkanim linijama prikazane su rente koje prikuplja operator sustava A ($R_{12} + \frac{1}{2}R_{14} + \frac{1}{2}R_{32}$ – trokut), odnosno ostali operatori ($R_{43} + \frac{1}{2}R_{14} + \frac{1}{2}R_{32}$ – kružić). Vidimo da „unutarnja“ renta zagušenja raste s relaksacijom mrežnog ograničenja, dakle s povećanjem Ω_{12} . Nasuprot tome, „vanjska“ renta pada s relaksacijom ograničenja. Pitanje koliki dio rente ubrane na nekoj granici će pripasti operatoru jednog, a koliki operatoru drugog sustava, pitanje je regulatorne konvencije. Najčešće se u praksi rente raspodjeljuju u jednakim dijelovima, pa je tako pretpostavljeno i ovdje. Na prvi pogled, bilo bi logično da operator A uprihodi samo rentu R_{12} , s obzirom da se ostatak energije prenosi kroz „tuđe“ sustave, pa bi onda po tom gledištu oni trebali uprihoditi sav „vanjski“ iznos rente. No, činjenica je da u nezagušenim granicama 1-4 i 3-2 sudjeluje i infrastruktura koju je na svojoj strani izgradio operator A. Crtkane linije prikazuju stanje u kojem operator A uprihoduje i polovice renti s granica 1-4 i 3-2. To je druga krajnost. Stvarno regulatorno pravilo može propisati bilo što između to dvoje, i to će proizvesti „križ“ krivulja koji se nalazi negdje između na slici prikazanih „križeva“ – punog i crtkanog. No, u svakom slučaju je potrebno konstatirati da su tržišni signali usmjereni korektno. Operator A (koji ubire rente pridijeljene sustavu pod-zonama 1 i 2) ima jasan financijski poticaj da uklanja fizikalno zagušenje, jer time poboljšava svoj strateški položaj naspram ostalih operatora.



Slika 5.2.7.-7. Normirane rente zagušenja u ovisnosti o udjelu tranzita u ukupnom toku energije između pod-zona zone A.

Pune linije: rente koje se prikupljaju na samom zagušenju (romb), te izvan njega (kvadrat). Crtkane linije: rente koje prikuplja operator sustava A (trokut), odnosno ostali operatori (kružić).

Slika 5.2.7.-7 prikazuje iste podatke na nešto drugačiji način. Naime, sada je na apscisnoj osi udio tranzita u ukupnom toku energije između pod-zona 1 i 2, dakle $Q_T / (\Omega_{12} + Q_T)$. Rente zagušenja su grafički kodirane na isti način kako je maloprije objašnjeno za sliku 5.2.7.-6. Zanimljivo je uočiti da vrijedi eksponencijalna ovisnost ovako definiranog parametra o ograničenju Ω_{12} . U ovom računskom primjeru, ta ovisnost glasi:

$$Q_T / (\Omega_{12} + Q_T) = \exp(-3,634504 \Omega_{12} / Q_{max}), \quad 0 \leq \Omega_{12} \leq (4/9)Q_{max}. \quad (5.2.7.-16)$$

Naime, $(4/9)Q_{max} = 2/3$ iznosi tok Q_{12} kod kojeg operatori 1, 2, 3 i 4 postižu Nashovu ravnotežu bez ograničenja. Ako definiramo $q_T = Q_T / Q_{max}$, odnosno $\omega_{12} = \Omega_{12} / Q_{max}$, iz potonje jednadžbe možemo izvesti odnos između tranzitnog toka kojeg je potrebno ugovoriti s „vanjskim“ operatorima, Q_T , i mrežnog ograničenja sustava A, Ω_{12} , kao:

$$q_T = \omega_{12} \frac{\exp(-k\omega_{12})}{1 - \exp(-k\omega_{12})}, \quad (5.2.7.-17)$$

U našem primjeru, konstanta k iznosi 3,634504, i vrijedi: $0 \leq \omega_{12} \leq 4/9$. Uz vrijednosti izračunate prema (5.2.7.-16) na apscisi, na slici vidimo da je „vanjske“ rente zagušenja rastu s relativnim udjelom tranzita u ukupnom toku između pod-zona zone A, dok istodobno unutarnje padaju. Stoga, što je veći relativni udio tranzita koji zaobilazi unutarnje zagušenje unutar područja A, to je veća naknada koju primaju „vanjski“ operatori B i C (tj. 3 i 4) u odnosu na operatora A (tj. 1 i 2). Vidimo također da, ovisno o načinu raspodjele ubranih renta, iznos „vanjskih“ renta počinje nadmašivati iznos „unutarnjih“ otprilike kada relativni udio kružnog tranzita u odnosu na ukupan tok između pod-zona zone A nadmaši 0,5. Stoga iz prikazanih razmatranja zaključujemo da model predložen u ovoj disertaciji i u ovom aspektu tranzitiranja daje ekonomski utemeljene cjenovne signale.

5.3. Dokazivanje pretpostavljenih odnosa između varijabli predloženog modela

U istraživanju o kojem izvješćuje ova disertacija kreiran je model istodobnog funkcioniranja tržišta električne energije i novog sustava međuoperatorskog poravnanja, koji počiva na zamisli da se operatori sustava u alokacijama prekograničnih kapaciteta ponašaju svaki u skladu sa svojim ekonomskim interesom, potpuno slobodno raspoložujući resursom kojeg imaju, postižući za njega najbolju tržišnu vrijednost, u uvjetima u kojima im konkuriraju svi ostali operatori povezanih sustava, koji nastoje postići isto. Pod resursom kojim operatori raspoložuju smatramo ne samo dodjelu fizičkih kapaciteta na granicama sa susjednim sustavima, nego i općenito prava prijenosa energije između svojeg i bilo kojeg drugog tržišta, bez obzira na element fizičke povezanosti (tj. posjedovanja zajedničke geografske granice, odnosno stvarnog prekograničnog kapaciteta prijenosne mreže), što onda prirodno upućuje na organizaciju upravljanja zagušenjima dodjelom financijskih, a ne fizičkih, prava prijenosa. Ovdje se operatori prijenosnih sustava pojavljuju kao organizatori prekogranične razmjene, a njihova prava prijenosa (koja se mogu dodjeljivati na bilo kojem vremenskom horizontu, od prodaje na trenutnim tržištima, do emitiranja financijskih derivata prava prijenosa).

Cilj svakog operatora sustava treba biti maksimalizacija vlastitih renta zagušenja po svakom trgovačkom pravcu na kojeg imaju utjecaja. Ako se ustanovi takva jednostavna regulatorna politika, ona će biti kompatibilna s dugoročnim interesima društva u cjelini, jer će u prvom redu osigurati cjenovne signale za ulaganja u proizvodni sustav adekvatne strukture, a osim toga, osigurat će i naknadu troškova prouzročenih tranzitima, napose i kružnim tranzitima, utemeljenu na ekonomskoj vrijednosti davanja usluge tranzitiranja energije, omogućivši pritom operatorima sustava da koriste, među ostalim, i mjere kontrole zagušenja u vlastitim mrežama tako da postupaju u svojem vlastitom (ponekad i „sebičnom“) interesu, doprinoseći tako općim ciljevima regulatorne politike usmjerene ka dugoročnom održivom razvoju elektroenergetskog sektora, umjesto ka kratkoročnim ciljevima.

Načelo maksimalizacije renta prikupljenih od prodaje prava na prijenos energije (koje se u današnjem stručnom i znanstvenom žargonu gotovo bez iznimke nazivaju rentama zagušenja) odstupa od u Europi danas opće-prihvaćene politike sektora, da svi prekogranični kapaciteti moraju biti takvi da mogu omogućiti bilo kakav transfer energije za kojeg postoji trgovački interes. To ne samo da dovodi do prekomjernog investiranja u prekogranične kapacitete, što samo po sebi nije prevelik problem, nego i do nestanka cjenovnih razlika između tržišnih zona, koje dugoročno usmjeravaju politiku razvoja proizvodnog sektora u smislu samoodrživog razvoja. Pokazali smo da pod takvim uvjetima, ono što je danas zamišljeno i provedeno kao ITC sustav nije ekonomski utemeljeno, i kao takvo sasvim sigurno nije društveno optimalno. Pokazali smo također da, ako se osnovna pravila povezivanja tržišta prilagode na ovdje predloženi način, da se i operatori sustava, a ne samo proizvođači i potrošači, ponašaju kao slobodni tržišni igrači, koji nastoje izvući najveću vrijednost iz resursa kojim upravljaju, nikakav poseban ITC sustav više nije potreban, jer je poravnanje prirodno ugrađeno u dizajn tržišta.

Utoliko, nakon provedenog istraživanja dobili smo rezultat koji je jednostavniji od pretpostavljenog oblika tržišnog mehanizma, koji je bio opisan prilikom pripreme i obrazloženja teme ove disertacije.

Nesumnjiva prednost sustava koji se ovdje predlaže jest da on počiva na dragovoljnim interakcijama svih uključenih agenata (proizvođači, potrošači, trgovci i operatori prijenosnih sustava), što otklanja potrebu za neprestanom regulatornom kontrolom i korekcijom, odnosno, eliminira problem asimetrije informacija. Naime, u skladu s teoremom o otkrivanju preferencija, ako je ekonomski mehanizam konstruiran tako da odražava stvarne dominantne strategije svih igrača, tada će oni (dragovoljno) signalizirati svoje prave tipove (odnosno, preferencije). Činjenica je da, u smislu elementarne teorije razmjene, društveni optimum nastaje u trenutku kad je omogućena potpuna razmjena za koju postoji komercijalni interes. U ovoj smo disertaciji pokazali da, suprotno onome što bi se intuitivno moglo zaključiti promatranjem jednostavnog modela sa samo dva povezana tržišta (a upravo se on u stručnoj i znanstvenoj literaturi, te u političkim debatama, koristi kao glavni argument za potpuno povezivanje tržišnih zona i posljedičnu potpunu ekvilizaciju cijena), povezivanje većeg broja tržišta dovodi do toga da između društvene dobrobiti generirane potpuno otvorenom razmjenom, i one generirane uz razmjenu određenu strateškom Nashovom ravnotežom operatora koji maksimaliziraju individualne rente zagušenja, postoji vrlo mala razlika, koja je to manja, što je stupanj integracije tržišta veći. Kad se u obzir uzme i društvena šteta od gubitaka energije u transportu između tržišnih zona, koja je, kao tipična okolišna eksternalija, u svim dosadašnjim sektorskim politikama europskog prostora bila sustavno zanemarivana, ispada da model kojeg ovdje predlažemo u smislu društvene dobrobiti osigurava bolji rezultat od onog s potpunom razmjenom. To mu ujedno daje i komponentu dugoročnosti, jer on kreira rezidualne cjenovne razlike, koje na tržištima perzistiraju trajno i ne ovise previše o stvarnim fizičkim zagušenjima u mreži (koja bitno variraju na kratkoročnim vremenskim horizontima, čak i unutar dana), a akumulacija tih cjenovnih razlika, relativno stabilna u odnosu na dnevne i druge varijacije fizikalnih zagušenja, osigurava poticaje kojima se usmjerava izgradnja novih proizvodnih objekata diljem prostora povezanih tržišta.

Zaključno, najjednostavnija formulacija ovdje predloženog modela međuoperatorskog poravnanja glasi: razmjena između povezanih tržišta treba se odvijati slobodno, s tim da u njoj operatori sustava trebaju sudjelovati također kao slobodni dobavljači svojih usluga – dodjela prava prijenosa energije – rukovodeći se interesom maksimalizacije svojih individualnih renta zagušenja u strateškom nadmetanju sa svim ostalim operatorima sustava. Evidentna razlika tog modela u odnosu na današnju politiku jest ta da su danas operatori sustava prisiljeni minimalizirati svoje rente zagušenja, kako kratkoročno, tako i dugoročno, što je suprotno njihovim financijskim interesima, i što kreira velike probleme s asimetrijom informacija i regulatornom kontrolom provedbe regulatornih načela. Prema tome, umjesto da u poslovima organizacije razmjene energije operatori sustava budu pod stalnom regulatornom paskom, prisiljeni postupati suprotno vlastitim poslovnim interesima, potrebno je ostvariti to da oni sudjeluju u tržišnom procesu sa svim ostalim sudionicima na ravnopravnoj osnovi, strateški se nadmećući za svoje poslovne interese. Što je obuhvat integracije tržišta veći, to je

individualna tržišna snaga svakog od operatora manja, a njihova Nashova ravnoteža sve je bliža točki ekvilibrija cijena.

Ovdje navedeni odnosi varijabli sustava, kao i osobine predloženog modela organizacije međuoperatorskog poravnanja, koji je ujedno i predloženi model organizacije *decentraliziranog* tržišta (u uvjetima kada zbog političkih ograničenja, karakterističnih za Europu, nije moguća jedinstvena kontrola transportnih resursa, kao što je moguća na primjer u SAD-u), ekstenzivno su dokazivani u poglavljima u kojima je razrađivan model. Elementarne teorija dvaju povezanih tržišta, stavljena u kontekst razmjene električne energije, obrađena je u poglavljima 5.2.1. – 5.2.4. kao teorijska osnova za daljnja razmatranja. Poglavlje 5.2.5. daje također teoretsku osnovu za konstrukciju programskog alata za analizu Nashove ravnoteže operatora sustava u slučaju povezivanja proizvoljno velikog broja tržišta. Poglavlje 5.2.6. detaljno opisuje predloženi model, dok poglavlje 5.2.7. opisuje računalni algoritam koji je korišten u simulacijama tržišnih odnosa u tom modelu. Pritom se daje i definicija metričkih pokazatelja koji omogućuju sagledavanje multidimenzionalnog problema u okviru teoretske osnove postavljene u poglavljima 5.2.1. – 5.2.4. U poglavlju 5.2.8. daje se pregled rezultata više scenarija analize ekonomike spajanja tržišta, što uključuje analizu učinaka opsega integracije, općeg stanja zagušenja među povezanim tržištima, te gubitaka u transportu. U poglavlju 5.2.9. dokazuje se ekonomska utemeljenost predloženog modela u odnosu na troškove tranzitnih i napose kružnih tranzitnih tokova.

5.4. Simulacija djelovanja predloženog modela

Kao što navode i obrazlažu Newbery, Štrbac i Viehoff (2015), procjena društvene dobrobiti proistekle iz određenog dizajna tržišnih odnosa nije jednostavna, ponajprije stoga što u tako složenim tržišnim strukturama, kao što je tržište električnom energijom na prostoru veličine i političke diverzificiranosti Europe, nije lako doći do konzistentnih podataka, a isto tako, nije jednostavno modelirati učinke sektorskih politika koje još nisu provedene, naročito kad mjere koje su provedene nisu harmonizirane. Naime, svaki ekonomski model nužno je pojednostavnjen, i ne može uzimati u obzir sve interakcije mnogobrojnih agenata koji egzistiraju na ovakvim tržištima. Osim toga, prema istim autorima, literatura na temu društvene dobrobiti tržišne integracije u Europi vrlo je oskudna, i raspoložive procjene stoga su relativno grube. Međutim, u svakom slučaju je jasno da se ukupni (teoretski) iznosi potencijala za povećanje društvene dobrobiti u modelima koji se u europskom prostoru razmatraju i djelomice te postupno implementiraju kreću u redu veličine od nekoliko postotaka (tipično, oko 3%) od ukupne tržišne vrijednosti proizvedene i potrošene energije, što je konzistentno i sa zaključcima proisteklim iz izračuna i simulacija koje su detaljno razložene u poglavlju 5.2. ove disertacije, i njegovim pod-poglavljima. Primjerice, Newbery, Štrbac i Viehoff (2015) navode da je ukupna potrošnja električne energije na području Europske unije u 2011. godini bila oko tri milijarde megavatsati, što, uz pretpostavku prosječne cijene energije od oko 40 €/MWh, čini vrijednost od približno 120 milijardi eura. Razmjena energije u istoj godini iznosila je oko 315 milijuna megavatsati,

dakle oko 10% od ukupne potrošnje. Uz pretpostavku da današnje neučinkovitosti u korištenju spojnih kapaciteta za trgovanje energijom između tržišnih zona Europe iznose 10-20%, autori zaključuju da je bez daljnjih investicija, dakle organizacijsko-regulatornim mjerama, moguće „izvući“ dodatnu društvenu dobrobit od nekih 1-2% od ukupne potrošnje, što u terminima novca iznosi približno 1,2-2,4 milijarde eura godišnje. Uzevši u obzir da europski prostor ima oko 500 milijuna stanovnika, radi se o dodatnoj društvenoj dobrobiti od približno 2,4-4,8 € po glavi stanovnika i po godini, što već i na prvi pogled predstavlja skromnu vrijednost, imajući u vidu pogotovo razmjerno visok životni standard prosječnog stanovnika EU-a. To je također konzistentno s rezultatima izračuna na modelu korištenom u ovoj disertaciji. No, oslobađanje materijalnih resursa društva u iznosu od jedne ili dvije milijarde eura godišnje bilo bi neodgovorno propustiti, a taj iznos, zapravo, u velikoj mjeri predstavlja cijenu nejedinstvene politike elektroenergetskog sektora EU-a, koju plaćaju građani.

S druge strane, ovako relativno mali neto utjecaj na društvenu dobrobit podupire stanovište kojeg zastupamo u ovoj disertaciji, da ciljevi politike ne trebaju biti ograničeni (samo) kratkoročnim društvenim probitcima, nego se više trebaju fokusirati na održivi razvoj promatranog industrijskog sektora. Utoliko je promjena politike dizajna tržišta možda i važnija kao prilika za kreiranje odgovarajućih dugoročnih poticaja, odnosno cjenovnih signala, koji trebaju pravilno usmjeriti dugoročni razvoj. Cilj politike treba, u konačnici, sagledavati sve vremenske horizonte njenih učinaka, a formuliranje jasnog bazičnog modela (kao komplement detaljiziranju konkretnih implementacijskih rješenja) ima značajnu ulogu u općem shvaćanju temeljnih tržišnih mehanizama od strane utjecajnih institucija i, naposljetku, pojedinaca, koji formuliraju politike.

Drugi važan izvor za procjene učinaka na društvenu dobrobit, temeljem službeno prikupljenih podataka od nacionalnih regulatora, koji pak prikupljaju te podatke od operatora prijenosnih sustava i proizvodnih te trgovačkih poduzeća, je Agencija za koordinaciju energetske regulatora (ACER, engl. *Agency for Cooperation of Energy Regulators*, www.acer.europa.eu). U izvješću ACER/CEER (2014) dane su procjene utjecaja neprijavljenih tokova (tranzita i posebno kružnih tranzita) na društvenu dobrobit na razini EU-a. ACER kao glavni razlog pojave tranzita ističe nesavršenosti u koordinaciji između balkaniziranih operatora prijenosnih sustava Europe, kao i želje svakog od njih (ili bolje rečeno, svake države članice) da po svaku cijenu izbjegne organizaciju tržišta s nodalnim cijenama, koja predstavlja standardni dizajn tržišta u SAD-u, tretirajući istodobno vlastitu internu mrežu kao apsolutno nezagušenu, odnosno, nastojeći interna zagušenja preseliti na svoje granice prema susjednim kontrolnim područjima. ACER/CEER (2014) procjenjuje da su društveni troškovi tih organizacijskih nesavršenosti, sagledani na dvadeset granica unutar EU-a porasli s 324 milijuna eura u 2011. godini na 469 milijuna eura u 2013., dok su troškovi uskrate (smanjivanja) već prodanih prekograničnih kapaciteta procijenjeni na 117-147 milijuna eura u 2013. godini, što ukupno daje oko 600 milijuna eura promakle društvene dobrobiti. Newbery, Štrbac i Viehoff (2015) smatraju da su procjene ACER/CEER-a donekle prevelike zbog pretjerano pojednostavnjenih računskih metoda. Evidentno je da danas ne postoje jasno definirane metode za preciznije proračunavanje društvenih troškova i

probitaka zbog primjene politika u elektroenergetskom sektoru, pa ni mi u ovoj disertaciji ne možemo dati kvalitetnije procjene od onih kojima raspolažu institucije s najboljim dostupom do stvarnih naturalnih i financijskih podataka, kao što je ACER. U pogledu **ITC ili nekog zamjenskog mehanizma**, kojim smo se bavili u ovom radu, možemo, međutim, identificirati da je **potencijal za povećanje društvene dobrobiti** na razini EU-a i na razini jedne godine, uzevši u obzir argumente i procjene ACER/CEER-a (2014) i Newberya, Štrbca i Viehoffa (2015) u kratkom roku, oko **350-400 milijuna eura**, što doduše može varirati od godine do godine s obzirom na ostvarene tranzite. To iznosi manje od jednog eura godišnje po glavi stanovnika EU-a, ali, s druge strane, ispravno kreiranje kompenzacijskog sustava, u kombinaciji s ispravnim kreiranjem sustava upravljanja zagušenjima, može stvoriti veću i važniju vrijednost – odgovarajuće cjenovne signale prema tržišnim sudionicima.

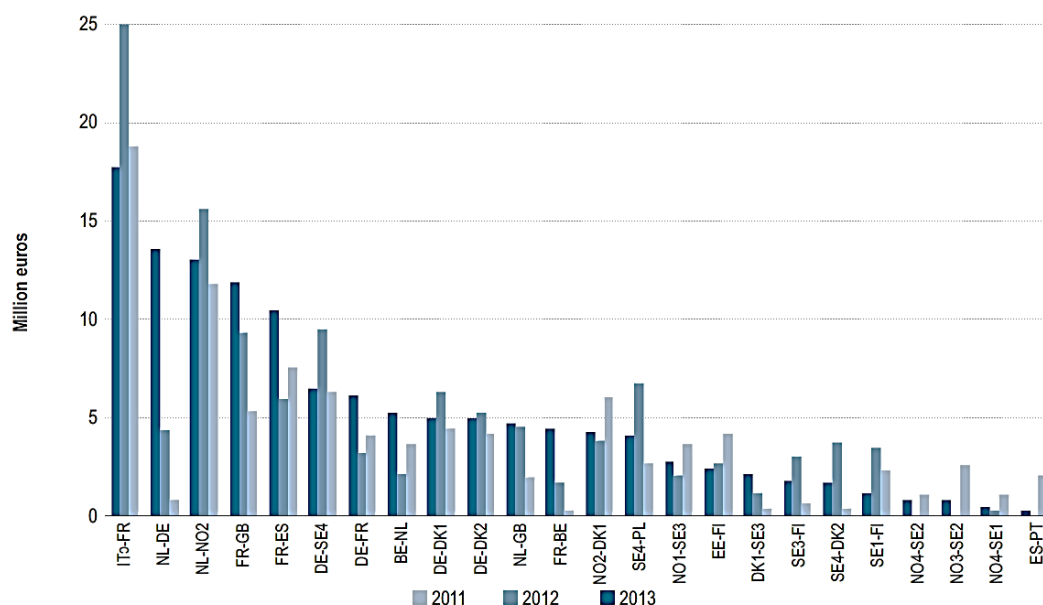
Društvena neučinkovitost određene tržišne strukture u elektroenergetskom sektoru proizlazi ne samo iz njenog temeljnog dizajna (a jednim od mogućih temeljnih dizajna bavi se ova disertacija), nego i iz implementacijskih poteškoća i nekoordiniranosti. U zadnje vrijeme, u okviru nastojanja Europske komisije oko postizanja „Ciljnog modela za tržište električne energije“ (Newbery, Štrbac i Viehoff, 2015), odnosno planiranog redizajna tržišta električne energije u EU-u (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers>), odvijaju se znatne koordinacijske aktivnosti oko povezivanja tržišta i optimizacije iskorištenja prijenosnih resursa, čiji je jedan od glavnih ciljeva uklanjanje organizacijskih barijera, primjerice kroz osnivanje zajedničkih alokacijskih ureda za prekogranične kapacitete u širim regijama Europe, zajedničke mjere za upravljanje kratkoročnim zagušenjima, povezivanje tržišta (engl. *market coupling*), i u konačnici, određivanje prioriteta u investicijama u ključnu infrastrukturu za povezivanje tržišta. Sve te mjere imaju za cilj iskoristiti do sad neiskorišten potencijal za kreiranje dodatne društvene dobrobiti. U tabeli 5.4.-1 dan je pregled procjene neiskorištene društvene dobrobiti zbog nepotpunog povezivanja tržišta, iz ACER/CEER (2014), pri čemu je potrebno dati metodološki osvrt. Naime, autori analize vrednuju potencijalnu društvenu dobrobit kao umnožak početne (zatečene) cjenovne razlike i volumena razmjene koji bi nastao dodatnim spajanjem tržišta. Kao što smo i u ovoj disertaciji vidjeli, to nije ispravno, zbog toga što porast volume na razmjene znači ujedno i alikvotan pad cjenovne razlike. Stoga su ove procjene ACER/CEER-a pretjerane možda čak i za faktor blizu dva, uz pretpostavku da su podaci i druge pretpostavke korištene u analizi (koje nisu razvidne iz objavljenog dokumenta) ispravni. Prihvatimo li ipak te podatke kao najbolje raspoložive, njihov iznos možemo smatrati implementacijskom neefikasnošću, koja je, u krajnjoj liniji, zapravo posljedica neharmoniziranih javnih politika europskih država. Međutim, s obzirom na našu argumentaciju u vezi uračunavanja eksternalija gubitaka energije u transportu, možemo iznijeti snažan argument u prilog tezi da bi, sagledano na općoj razini (bez ulaženja u odnose na pojedinačnim granicama) daljnja eliminacija cjenovnih razlika, koja bi težila ka anuliranju gubitaka dobrobiti mjerene u odnosu na vrijednost razmjene (zadnji stupac u tabeli 5.4.-1), dovela do pada društvene dobrobiti za približno sličan red veličine (15-ak posto) uslijed gubitaka energije u transportu između povezanih tržišta. Naravno, za

svako potanju procjenu od ove načelne bilo bi potrebno provesti posebne proračune, imajući na umu sva njihova ograničenja.

Slika 5.4.-1 prikazuje simulaciju ukupne dodatne društvene dobrobiti uz inkrementalno povećanje prekograničnog kapaciteta za dodatnih 100 MW (što predstavlja vrlo malo povećanje), iz ACER/CEER (2014). Time se procjenjuje granična društvena korist od ulaganja u nove kapacitete, ili, što je povoljnije, povećanje kapaciteta uz zadržavanje postojeće fizičke infrastrukture organizacijskom optimizacijom. Glavna poanta ove simulacije jest identificiranje granica na kojima je granično ulaganje u dodatni kapacitet najviše isplati. To su granice na kojima fizikalna zagušenja faktički ograničavaju mogućnost potpunog povezivanja tržišta i ekvilizacije cijena.

Granica	mil. € (2012.)	mil. € (2013.)	Postotak od vrijednosti razmjene
CH-FR	66,36	68,81	37%
IE-GB (EWIC)	0,32	33,58	54%
CH-DE	39,25	41,81	13%
CZ-DE_TENNET	32,98	35,13	8%
NI-GB (MOYLE)	21,82	21,07	27%
AT-SI	18,37	18,73	31%
FR-IT	18,85	18,13	9%
CH-IT	33,45	17,64	26%
AT-CZ	23,28	16,21	25%
FR-GB	14,03	15,85	9%
AT-HU	17,69	14,56	19%
AT-CH	13,24	14,54	14%
NL-GB	12,53	10,06	10%
ES-FR	8,34	7,25	42%
Ukupno	320,51	333,37	18%

Tabela 5.4.-1. Procjena propuštene društvene dobrobiti zbog nepotpunog spajanja tržišta po odabranim energetski najznačajnijim granicama unutar EU-a, za 2012. i 2013. godinu. Izvor: ACER/CEER (2014) i Newbury, Štrbac i Viehoff (2015).



Slika 5.4.-1. Simulacija granične društvene koristi od povećanja prekograničnih kapaciteta na odabranim granicama unutar EU-a, za 2011., 2012. i 2013. Ukupni iznosi po godinama: 2011.: 95,9 M€/100MW; 2012.: 118,6 M€/100MW; 2013.: 126,4 M€/100MW. Izvor: ACER/CEER (2014).

6. REZULTATI ISTRAŽIVANJA I DISKUSIJA

6.1. Rezultati istraživanja

U ovom poglavlju eksplicitno ćemo navesti rezultate istraživanja u kratkoj formi, s naznakom u kojem dijelu disertacije je dano izvješće o provedenim istraživačkim postupcima.

1. U poglavlju 3.1. dano je izvješće o teoretskom modelu donošenja regulatornih odluka uz pretpostavku ograničene racionalnosti regulatora. Samo istraživanje provedeno je paralelno s izradom ove disertacije, a prikazano je u članku istog autora, Sabolić (2015c). Model je koncipiran po uzoru na teoriju portfelja, jer je zbog pretpostavljene ograničene racionalnosti svaka pojedinačna regulatorna politika koju regulator može implementirati modelirana očekivanjem svoje dodane društvene dobrobiti i rasipanjem (varijancom) tog očekivanja. Kad ne bi bilo ograničene racionalnosti, očekivanja društvene dobrobiti od svih politika bila bi izvjesna (ili s vrlo malom varijancom), pa bi regulator slagao miks politika počevši od one s najvećim očekivanjem dobrobiti, u najvećoj raspoloživoj količini, pa nastavivši sa sljedećom, i tako dalje, sve do potpunog iskorištavanja resursa raspoloživih za ulaganje u regulatorne politike. U uvjetima ograničene racionalnosti regulator odabire onaj miks regulatornih politika, koji se nalazi na učinkovitoj granici portfelja s obzirom na odnos ukupno očekivane dobrobiti i ukupne varijance, te u kojoj tu granicu tangira krivulja indiferencije regulatora, a familija kojih krivulja opisuje sklonost regulatora riziku. Dalje, u uvjetima ograničene racionalnosti, te u ovako definiranom modelu, dokazano je da unificirano (centralizirano) formiranje regulatorne politike od strane jednog regulatora, nikako ne može biti manje učinkovito od decentraliziranog, u kojem politiku formira skup od više regulatora s disjunktним područjima odgovornosti. Ako se pak regulatorne politike formuliraju od strane skupa „lokalnih“ regulatora, a njih na zajedničkoj razini koordinira jedan zajednički regulator, takav zaključak ne može se bezuvjetno izvesti, ali se može zaključiti da se u takvom regulatornom postavu može postići učinkovitija regulatorna politika. U prethodnim opisima učinkovitija je ona regulatorna politika koja ima bolji odnos očekivane dodatne društvene dobrobiti i njene varijance.
2. U poglavlju 3.5.2. izvršene su statističke regresijske analize s analizama varijance između tranzita električne energije kroz odabrani skup europskih zemalja i ulaza i izlaza energije u te mreže tijekom petogodišnjeg razdoblja, te između tranzita kroz iste zemlje i proizvodnje odnosno potrošnje u istom odabranom skupu zemalja. Tranziti su definirani točno na način kako ih definira aktualni ITC mehanizam. Odabrani skup od 20 zemalja, ukupno gledajući, dobro je energetski balansiran u promatranom petogodišnjem razdoblju (tj. ukupno proizvedena energija u njemu vrlo približno je jednaka ukupno potrošenoj u promatranih pet godina, ali i na razini kraćih intervala - mjeseca). Za svaki od dva navedena tipa regresija

prikazano je i pomnije analizirano po šest slučajeva. Ove statističke analize naturalnih pokazatelja tranzita, ulaza, izlaza te proizvodnje i potrošnje važne su zbog testiranja utemeljenosti tranzita, definiranog na način kao u važećem ITC mehanizmu, za izvođenje smislenih proračuna kompenzacija eksternalija između operatora sustava koji vode povezane mreže. Analize su nedvojbeno pokazale da temeljenje kompenzacijskog sustava na danas korištenoj definiciji tranzita neminovno proizvodi neučinkovit i nestabilan mehanizam poravnanja. Uočene su brojne veze između varijabli koje se ne mogu objasniti fizikalnom realnošću u mreži. Kako su u regresijama korištene svi raspoloživi regresori iz seta podataka (po 38 regresora za analizu tranzit vs. ulaz/izlaz, odnosno po 40 regresora za analizu tranzit vs. proizvodnja/potrošnja), zanimljivo je zamijetiti da unatoč općenito (najčešće) visokom iznosu prilagođenog Pearsonovog koeficijenta statističku signifikantnost bolju od 10% pokazuje tek po nekoliko regresora, često bez ikakvog razumnog utemeljenja u fizičkoj realnosti tokova energije i povezanosti mreža. Test izostavljanja regresorskih varijabli sa stupnjem signifikantnosti lošijim od 20% dovodi ponekad do potpune promjene slike regresije: nekad signifikantne i snažno povezane varijable sada postaju slabo povezane i/ili nesignifikantne. U najkraćem, ova analiza pokazuje da tranzit definiran kao u aktualnom ITC sustavu ne može činiti osnovu za razumno točan obračun poravnanja, čak i kad bi sam kompenzacijski algoritam tog sustava bio ekonomski (tržišno) utemeljen (što nije).

3. U poglavlju 3.5.3. najprije je analiziran hipotetski primjer dvije susjedne prijenosne mreže koje imaju zajedničku granicu, i na koje je primijenjen algoritam danas aktualnog ITC mehanizma u svojem točnom obliku. Jedna od dvije promatrane mreže ima unutarnje zagušenje zbog kojeg dio njezinih unutarnjih transfera energije ide zaobilaznim putem kroz drugu mrežu. Druga mreža nema internih zagušenje, kao ni zagušenja na granicama s prvom. Rezultat poravnanja u ovom iznimno jednostavnom slučaju je očito pogrešan, čak i sa stanovišta današnjeg važećeg ITC mehanizma, a također i s ekonomski utemeljenog stanovišta u pogledu kompenzacije eksternih troškova koje drugom sustavu uzrokuje prvi. Nakon toga se pozivamo na još jedan vrlo sličan primjer iz literature, dan od strane vodećih znanstvenika koji se bave ITC i sličnim sustavima, a koji je stavljen u kontekst povezanih mreža Njemačke, Francuske, Belgije i Nizozemske, te daje faktički iste rezultate – ITC algoritam i u tom slučaju daje financijske rezultate koji su promašeni čak i s obzirom na cilj poravnanja aktualnim ITC mehanizmom, a kamo li na cilj ekonomski utemeljene kompenzacije eksternalija. Potom analiziramo u literaturi opisane primjere u kojima neki operatori prijenosnih sustava koji sudjeluju u aktualnom ITC mehanizmu poduzimaju značajna investicijska ulaganja u specifičnu mrežnu opremu koja im omogućuje da otklone dio tranzita iz svojeg sustava i tako si *smanje* neto prihode iz ITC mehanizma. Iz svega opisanog proizlazi rezultat da aktualni ITC mehanizam prema nekim operatorima koji sudjeluju u njemu proizvodi financijske učinke koji su suprotni poželjnom cilju međusobne kompenzacije eksternih troškova (koje, u principu,

svaka mreža povezana u sustav uzrokuje svakoj drugoj, samo je pitanje u kolikoj mjeri, i kakav je neto rezultat tih eksternih troškova za svakog od uključenih mrežnih operatora). To sigurno znači da sustav nije dobro postavljen, i da snažno destimulira pojedine sudionike da sudjeluju u njemu. Kako oni zbog političkih razloga ne mogu izaći iz ITC mehanizma u kratkom ili srednjem roku, odlučuju se za opisana ulaganja kao protumjeru s ciljem smanjivanja, tipično, troškova gubitaka i ekscenčnih prekograničnih ili internih zagušenja koji im nisu nadoknađeni iz ITC mehanizma po stvarnoj ekonomskoj vrijednosti.

4. U poglavlju 3.5.4. analiziran je uzrok ranije opisane neučinkovitosti aktualnog ITC mehanizma. On ne leži samo u neadekvatnom dizajnu ITC mehanizma, nego i u regulatornom usmjeravanju javne politike europskog prostora (Europske unije, ali i čitavog niza drugih zemalja pod utjecajem legislativnih i političkih procesa u energetske sektoru EU-a), prema kojem je ultimativni cilj otklanjanje svih prekograničnih zagušenja i konzekventno svodenje renta zagušenja faktički na nulu, dok pitanje unutarnjih mrežnih zagušenja pod nacionalnim jurisdikcijama nije uređeno tako čvrstim i jasnim zakonskim pravilima, već je više prepušteno nacionalnim vlastima i operatorima sustava na formiranje politike i postupanje po njoj. I to se može smatrati jednom od posljedica političke rascjepkanosti europskog prostora, odnosno nevoljkosti da se upravljanje prijenosnim sustavima za električnu energiju organizira na nadnacionalnoj razini. Zaključak je da u uvjetima današnje europske politike kakva je aplicirana u mikro-sektoru prijenosa električne energije ITC sustav kakav danas postoji nije adekvatan (tj. ne daje korektne rezultate s obzirom na proklamirani cilj regulatorne politike koju on opredmećuje), zbog toga što je takva politika dovela do toga da ni interna (fizikalna, realna) mrežna zagušenja, niti prava na prekogranični transport energije, nisu evaluirani svojim ekonomskim vrijednostima i ugrađeni u ukupne troškove sustava proizvodnje i opskrbe električnom energijom. Štoviše, i jedno i drugo evaluirano je vrijednošću nula. Iz toga rezultata istraživanja uslijedila je, kao nus-produkt, hipoteza da možda u dizajnu tržišta koji uzima u obzir ekonomske vrijednosti zagušenja i prekograničnog transporta sustav poput današnjeg ITC-a nije ni potreban. To je u istraživanjima čije rezultate navodimo u nastavku i potvrđeno.
5. Rezultatima izloženima u poglavljima 3.5.2.-3.5.4. i sažeto navedenima u prethodna tri ulomka dokazana je hipoteza H.1 (poglavlje 4.5.).
6. U poglavlju 5.2.1. i 5.2.2. produbljujemo do potrebne razine detalja inače poznatu analizu spajanja dvaju tržišta električne energije, s obzirom da je to potrebno za kasniju analizu spajanja proizvoljnog broja tržišta. Najvažniji rezultati te analize su sljedeći: Spajanjem tržišta ostvaruje se povećanje ukupne društvene dobrobiti, pri čemu postoje dobitnici i gubitnici takve politike. Zbog gubitaka u prijenosu energije između spojenih tržišta, ukupna dodatna društvena dobrobit nije maksimalizirana prilikom potpunog izjednačavanja cijena u spojenim

tržištima, već kod nižih volumena razmjene. Pritom utjecaj gubitaka na pomicanje točke optimuma nije zanemariv, nego je, naprotiv, vrlo primjetan. Najjasniji, i ujedno lako opservabilni, cjenovni signal kojim se može rukovoditi društveni planer jest minimalizacija ukupnog troška dobave energije za sve potrošače. Politika spajanja dvaju tržišta istodobno je i Kaldor-Hicks i Pareto-efikasna. Fiksni troškovi izgrađenih prijenosnih kapaciteta, dokle god se investicije vode racionalno, imaju vrlo mali umanjujući utjecaj na ukupnu društvenu dobrobit. Potpuno uklanjanje zagušenja nije efikasno, i nije potrebno. Rezidualne cjenovne razlike predstavljaju tržišne signale koji djeluju povoljno na dugoročni razvoj strukture proizvodnog dijela elektroenergetskog sustava.

7. Iz analize u poglavlju 5.2.1. slijedi jedan posebno važan zaključak, pa ga ovdje izdvajamo: opće-prihvaćen stav da optimum društvene dobrobiti od razmjene između tržišta nastaje s izjednačavanjem cijena je točan samo pod pretpostavkom da ne postoje eksterni troškovi koje uzrokuje transport dobara koja se razmjenjuju. U općem slučaju, međutim, društvena dobrobit je maksimalizirana kod volumena razmjene koji još uvijek ne svodi razliku cijena na nulu.
8. U poglavlju 5.2.4. matematički je formuliran i detaljno objašnjen optimizacijski model s traženjem Nashove ravnoteže operatora prijenosnih sustava koji maksimaliziraju individualne „rente zagušenja“ ubirane po osnovi razmjena energije između proizvoljnog broja spojenih tržišnih zona. Pritom je također pokazano da su kriterij izjednačavanja cijena u svim zonama i kriterij maksimalizacije ukupne društvene dobrobiti međusobno ekvivalentni, te da ne daju jedinstveno rješenje sustava jednadžbi, što znači da je tako organizirano tržište nekompletno. S druge strane, tržište u kojem su maksimalizirane pojedinačne rente zagušenja je kompletno, i ono za svaki broj spojenih tržišta daje jedinstveno rješenje u terminima količina razmjene po parovima zona. Individualna tržišta su zbog jednostavnosti modelirana linearnim funkcijama ponude i potražnje.
9. Točka Nashove ravnoteže operatora sustava koristi se u daljnjim analizama Monte Carlo tipa kao referentna točka u multidimenzionalnom prostoru vektora razmjena energije kao referentna točka, a ovisnosti parametara tržišta složenog od proizvoljnog broja povezanih tržišta, poput ukupne društvene dobrobiti, ukupne kolektirane rente zagušenja, ukupnih troškova dobave energije, devijacije cijena, itd., promatraju se kao funkcije metričkog pokazatelja odstupanja vektora razmjena od rečene Nashove ravnoteže. Detaljni metodološki opis konstrukcije modela i računalne podrške za izvođenje analize tržišta nastalog spajanjem proizvoljnog broja tržišnih zona simulacijama tipa Monte Carlo dan je u poglavlju 5.2.5. Pronađen je algoritam za automatsko punjenje jezgrene matrice sustava, a zatim su opisani algoritmi za dopunu sustava dodatnim jednadžbama za ograničenja tipa jednakosti, odnosno tipa nejednakosti, kojima se modelira, redom, potpuno zagušenje ili zabrana razmjene između nekog para povezanih tržišta, odnosno ograničenje prijenosnog kapaciteta ili dopuštenog

volumena razmjene. Potom je dan opis simulacije odstupanja razmjenskih varijabli od iznosa koje one imaju u Nashovoj ravnoteži. Pronađen je i način da se multivarijantni problem, u kojem se stohastički generiraju odstupanja svih (mnogobrojnih) razmjenskih varijabli od ravnotežnih količina, preslika u dvodimenzionalni prostor, kako bi se rezultati istraživanja mogli predočiti i matematički formalizirati u obliku dvodimenzionalnih regresijskih funkcija. To je načinjeno tako što je definiran i ispitan odgovarajući metrički pokazatelj općeg odstupanja razmjenskih varijabli od ravnotežnih vrijednosti, koji se temelji na izračunavanju jednog oblika prosječne devijacije stohastički perturbiranih vrijednosti od deterministički izračunatih ravnotežnih. Mapiranjem rezultata simulacija, pri čemu je u svakoj od njih načinjeno najmanje po 18 tisuća proračuna uz stohastički generirana odstupanja svih (mnogobrojnih) zamjenskih varijabli, postalo je jasno da složene ovisnosti u multivarijantnom okruženju jednoznačno kolabiraju u dvodimenzionalni prostor, pri čemu ključne varijable stanja tržišta, poput maločas navedenih (ukupna dodatna društvena dobrobit, ukupna renta zagušenja, ukupan trošak dobave energije, itd...) pokazuju tip ovisnosti o metričkom pokazatelju odstupanja od Nashove ravnoteže na identičan način na koji te varijable ovise o razmjeni energije u modelu sa spajanjem dvaju tržišta.

10. Korištenjem opisanog koncepta analize složenog spojenog tržišta i razvijene računalne podrške izvršene su simulacije u kojima su, u nizu standardiziranih i u poglavlju 5.2.6. opisanih scenarija, varirani broj tržišta koja se spajaju, stupanj zagušenja (ili udio nedopuštenih trgovačkih pravaca), odnosno oba navedena parametra, te su analizirane promjene ključnih pokazatelja takvog složenog tržišta, kako je potanko opisano u navedenom poglavlju. Osim toga, analizirani su i utjecaji eksternih troškova gubitaka energije u transportu, pri čemu je vrijednost te energije evaluirana po tržišnoj vrijednosti. Najvažniji opći zaključci ovog obimnog istraživanja, u najkraćemu, jesu:
 - a. Veći obuhvat integracije tržišta (tj. spajanje većeg broja tržišta) vodi ka većoj ukupnoj novostvorenoj društvenoj dobrobiti. Međutim, najveći dodatni učinak po jedinici ukupne potrošnje nastaje kod početnih integracija (npr. kad se spoje dva tržišta, pa im se pripoji još jedno, itd.). Dakle, integracija tržišta pokazuje jasnu zakonitost padajuće granične društvene korisnosti.
 - b. Sama neto dodana društvena korisnost (razlika između dobitka dobitnika i gubitka gubitnika integracijske politike) iznosi tek nekoliko postotaka od ukupne vrijednosti energije.
 - c. Nashova ravnoteža (maksimalizacija pojedinačnih renta zagušenja na svim trgovačkim pravcima) je to bolji signal za optimum društvene korisnosti, što je stupanj integracije tržišta veći. Drugim riječima, kad se operatori sustava ponašaju kao slobodni trgovci, i maksimaliziraju svatko svoj individualan financijski rezultat od renta zagušenja, što je stupanj integracije veći, to je ta točka Nashove ravnoteže

operatora sustava bliža točki ekvilizacije cijena, a ukupno prikupljena renta zagušenja sve je manja u odnosu na maksimalno ostvarivu (koja bi se prikupila u kooperativnoj igri operatora sustava, ili kad bi postojao samo jedan operator sustava s ciljem maksimalizacije ukupne rente zagušenja), te prilikom rasta broja povezanih tržišta počinje težiti ka nuli.

- d. Kada bi integracija tržišta bila sveobuhvatna, tj. kada bi broj povezanih tržišta bio jako velik (težio prema beskonačnosti), suma maksimaliziranih individualnih renta zagušenja postala bi jednaka nuli. Dakle, ako je namjera politike sveobuhvatna integracija, onda ne treba imati strah od dopuštanja operatorima sustava da maksimaliziraju svoje individualne rente zagušenja. Množenjem broja mogućih alternativa za kupovanje energije preko različitih pravaca, konkurencija između operatora sustava za kolektiranje rente postaje tako velika, da oni postaju sudionici savršeno konkurentnog tržišta, i optimizirani financijski rezultati im počinju težiti ka nuli.
- e. Fizikalna zagušenja, administrativne zabrane, ili dobrovoljno neorganiziranje razmjene na nekim pravcima, bitno reduciraju učinkovitost integracije, i zapravo smanjuju „efektivan broj“ spojenih tržišta. Zbog toga je bitno da se operatori sustava brinu da dostatnu (ali ne preveliku) razinu ulaganja u prekogranične kapacitete, kako bi razmjena bila ograničena njihovom maksimalizacijom svoje rente zagušenja, a ne fizikalnim zagušenjem. Osim toga, također je bitno da se omogući izravno ugovaranje razmjene između tržišnih zona koje nisu povezane realnim (fizičkim) prijenosnim kapacitetima, tj. emisija i prodaja financijskih prava na prienos od strane operatora prijenosnih sustava, umjesto ograničavanja na fizikalna prava prijenosa.
- f. Uzimanje u obzir eksternalija gubitaka energije u transportu pomiče točku društvenog optimuma ka manjim vrijednostima razmjene energije od onih koje vode ka iščezavanju cjenovnih razlika. U uvjetima umjerene integracije tržišta (koji su najbliže realnim, životnim, uvjetima), to ima učinak da Nashova ravnoteža postaje sasvim bliska točki optimuma ukupne društvene dobrobiti, tako da društvena dobrobit generirana u određenom realnom rasponu postotnih udjela gubitaka poprima vrijednosti vrlo bliske maksimalnoj mogućoj upravo u točki Nashove ravnoteže, dakle stanju maksimaliziranih pojedinačnih renta zagušenja.

11. U poglavlju 5.2.7 analizirano je što se u modelu tržišta koje postiže ravnotežu tako što trgovci slobodno razmjenjuju energiju između tržišnih zona, a operatori sustava slobodno prodaju prava na prienos, tako da svaki od njih nastoji maksimalizirati vlastitu rentu zagušenja u nekooperativnoj igri s ostalima, događa s vrednovanjem internih fizičkih zagušenja u mreži, odnosno tranzita. Rezultat tog dijela istraživanja je da ovako ustrojeno tržište automatski vrednuje interna zagušenja i eksternalije kružnih tranzita njihovom ekonomskom vrijednošću,

te tako ispravno usmjerava cjenovne signale prema operatorima sustava, koji dobivaju korektne tržišne poticaje upravo onda kad im je regulatornim pravilima omogućeno da se pri ponudi prava na prijenos energije preko granice ne ponašaju kao regulirani subjekt, nego kao slobodni poduzetnici koji nastoje maksimalizirati svoj financijski rezultat poslovanja. Prema tome, u ovakvom sustavu poseban kompenzacijski model, koji bi bio pandan današnjem ITC mehanizmu, uopće nije potreban.

12. Nastavno na istraživanja čiji su rezultati ukratko prikazani gore u točkama 8. do 11., izvodi se najvažniji rezultat ovog istraživanja, kojim je ujedno potvrđena hipoteza H.2 (poglavlje 4.5.), naime da je moguće načiniti poticajni ekonomski mehanizam koji će zamijeniti postojeći ITC mehanizam i osigurati ispravne dugoročne signale prema operatorima sustava i ostalim sudionicima na tržištu u pogledu donošenja dugoročnih strateških odluka usmjerenih ka ostvarivanju, u konačnici, povećane društvene dobrobiti. Zaključak cjelokupnog istraživanja može se iskazati pomoću dvije ključne teze:

- a. U uvjetima današnjeg regulatornog okruženja EU-a s obzirom na prekograničnu razmjenu i prekogranične mrežne kapacitete, današnji ITC mehanizam nije i ne može davati korektne tržišno utemeljene signale prema subjektima koji su njegovi sudionici (operatorima prijenosnih sustava);
- b. U uvjetima u kojima bi se implementirao bazični dizajn tržišta analiziran u ovoj disertaciji, kompenzacijski mehanizam koji bi nadomjestio namjeravanu funkciju ITC mehanizma uopće nije potreban.

13. Ovdje ćemo eksplicitno navesti što točno jest regulatorni model (bazični dizajn tržišta), koji je proistekao iz analiza kratko opisanih gore u točkama 8. do 11., te koji ukida potrebu za ITC kompenzacijskim mehanizmom, jer nadomješta njegovu funkciju na tržišno utemeljen način. Predmetni model, koji funkcionira u uvjetima nekoordiniranog vođenja infrastrukturnog dijela tržišta (prijenosnog sustava), u svojoj bazičnoj varijanti (tj. bez implementacijskih detalja) definiran je sljedećim skupom regulatornih pravila:

- a. Nije potrebno eliminirati sva fizička prekogranična zagušenja do nule. Nije potrebno ustupati sav prekogranični kapacitet potrebama trgovaca koji ugovaraju razmjenske transakcije. Nije potrebno minimalizirati rente zagušenja niti ih svesti na nulu. Operator koji ima dostatne prekogranične kapacitete treba ograničiti razmjenu na vrijednosti manje od tog kapaciteta, rukovodeći se samo svojim interesom maksimalizacije rente zagušenja na predmetnoj granici, u konkurentnom nadmetanju s ostalim operatorima, koji mogu ponuditi prijenos alternativnim pravcima. Prekogranične fizičke kapacitete treba izgraditi do mjere koja omogućuje slobodnu maksimalizaciju rente zagušenja na predmetnoj granici u konkurentnim uvjetima,

kako operator sustava ne bi bio strateški ograničen nužnošću šticeńja fizikalnog integriteta mreže.

- b. Prava na razmjenu energije između bilo koje dvije tržišne zone u složenom sustavu povezanih tržišta trebaju biti, načelno i u što većoj mjeri, financijska prava na prijenos, a operatori koji ih izdaju i naplaćuju trebaju se ponašati kao poduzeća koja maksimaliziraju vlastiti financijski rezultat iz prodaje prava na prijenos energije (tj. iz renta zagušenja) nad kojima imaju kontrolne mehanizme, u nekooperativnoj strateškoj igri u kojima su im svi ostali operatori sustava u tom pogledu konkurenti. Razmjenu u složenom sustavu ne treba ograničavati fizičkim pravima na prijenos (tj., u krajnjoj liniji, postojanjem fizičke granice između tržišnih zona).
- c. Ako unutar bilo kojeg od povezanih tržišta postoje interna zagušenja u mreži, operator sustava mora naplaćivati i prijelaz preko takve granice, također tržišnom dodjelom, rukovodeći se načelom maksimalizacije rente zagušenja koju ubire na njoj, i također uz prisutnost konkurencije svih ostalih operatora sustava. (Dakle, nema prisilne interne ekvilizacije cijena.) Sve organizacijske granice, kao i sve interne fizičke granice (zagušeni dijelovi mreže) moraju biti evaluirani stvarnom tržišnom vrijednošću, a ne smiju biti evaluirani administrativno propisanom vrijednošću (kao što su po današnjim regulatornim pravilima i implementacijskoj praksi faktički evaluirani vrijednošću nula).

6.2. Znanstveni doprinosi disertacije

Istražen je utjecaj ograničene racionalnosti u regulatornom sustavu na ishod regulatornog procesa (pri čemu se u svim dijelovima ove disertacije pod pojmovima „regulatornog sustava“ i „regulatora“ podrazumijeva ukupnost institucionalnog i političkog okruženja koje formulira i provodi ili bitno utječe na provedbu regulatorne politike elektroenergetskog sektora):

- Formiran je pojednostavnjeni teoretski model regulacije u uvjetima ograničene racionalnosti, u kojima je odlučivanje regulatora o regulatornim politikama modelirano kao optimizacija portfelja rizičnih regulatornih odluka, uz pretpostavku regulatorove nesklonosti riziku. Zaključeno je da je centralizirana regulacija efikasnija od decentralizirane (odnosno, da pod uvjetom istih raspoloživih informacija nikako ne može biti manje efikasna), te da koordinirana regulacija (kada se regulatorni proces odvija decentralizirano, ali sa zajedničkim regulatorom koji djeluje koordinacijski) može, ali ne mora, biti efikasnija od decentralizirane. Pritom, efikasnijom se smatra politika čiji je odnos očekivane dodatne društvene dobrobiti i njene varijance veći.

Istražene su temeljne osobine postojećeg ITC mehanizma:

- Mehanizam je nekonzistentan i nestabilan, te odašilje pogrešno usmjerene tržišne signale prema (barem nekim) operatorima sustava koji u njemu sudjeluju, a u uvjetima postojeće opće regulatorne politike europskog prostora (prisilna minimalizacija renta zagušenja i otklanjanje svih prekograničnih zagušenja, uz znatno manje čvrsta pravila prema internim zagušenjima) ITC mehanizam uopće ni ne može biti adekvatan potrebama.

Istražena je mogućnost za kreiranje samoodrživog ekonomskog mehanizma, koji bi svojim realnim ekonomskim poticajima usmjeravao agente da donose strateške odluke koje su istodobno i u njihovom vlastitom interesu, i u interesu postizanja ciljeva regulatorne politike:

- Na razini bazičnog ekonomskog modela dokazano je da kompletiranje tržišta na način da se u razmjenu između tržišnih zona uključe operatori sustava kao slobodni agenti koji nastoje maksimalizirati vlastiti financijski rezultat od prodaje prava na prijenos energije između tržišnih zona (tj. od renta zagušenja) u nekooperativnoj igri s konkurentskim operatorima sustava, umjesto da budu podvrgnuti (kao sada), krutim regulatornim pravilima po kojima zapravo moraju minimalizirati svoje rente zagušenja, u načelu vodi, među ostalim, ka automatskom rješavanju problema neadekvatne kompenzacije troškova tranzita.
- Osim toga, dokazano je da s porastom obuhvata integracije tržišta, kao i s uzimanjem u obzir eksternih troškova koji su varijabilni u odnosu na razmjenu između tržišnih zona, maksimalizacija individualnih renta zagušenja, kako je opisana u ovoj disertaciji, vodi ka društveno učinkovitim ishodu.

Istraženi su aspekti načelne regulatorne neusklađenosti unutar europskog prostora, odnosno političke rascjepkanosti u energetske sektoru, koja se manifestira nevoljkošću povjeravanja upravljanja nacionalnom materijalnom infrastrukturom tržišta nad-nacionalnim agentima.

- Države članice Europske unije samo naizgled nastoje harmonizirati regulatorna pravila igre u elektroenergetskom sektoru. Iako su temeljna načela formalno ista u svim državama, regulatorna politika ignorira realne organizacijske aspekte potrebne za provedbu proklamiranih načela. Zbog toga će, oстане li političko usmjerenje ovakvim kakvo jest, troškovi koordinacijskih i kompenzacijskih mehanizama i dalje rasti, ali se uspješna tržišna integracija, po uzoru na veći dio SAD-a (u kojemu ne postoji problem političke rascjepkanosti) neće ostvariti. Regulatorna politika najviše razine Europske unije donosi se u uvjetima snažno ograničene racionalnosti zbog nemogućnosti izlaska iz političke zamke „nacionalnih interesa“, i zapravo je glavni uzročnik suboptimalnih rezultata tržišne reforme, koji će takvima i ostati sve dok se ne steknu uvjeti za promoviranje rješenja centralno vođenih tržišta u političkom prostoru država članica Europske unije.

Istraživanja opisna u ovoj disertaciji urodila su i sljedećim znanstvenim doprinosima, koji se mogu aplicirati i izvan uskog konteksta istraživačke teme:

- Zabluda je da razmjena dobara koja izjednačuje cijene na povezanim tržištima ujedno donosi maksimalnu moguću neto društvenu dobrobit. To je istina samo ako ne postoje eksterni troškovi vezani na razmjenu. Ako takvi eksterni troškovi postoje, razmjena koja donosi maksimum društvene dobrobiti je manja od prethodno navedene, s tim da je i društvena dobrobit u točki optimuma tada također manja.
- Osmišljen je, razrađen i opisan inovativni metodološki okvir za analizu nekompletnih tržišta, koji se osniva na kompletiranju tržišta dodatnim pravilima, i promatranju učinaka odstupanja od tako detektirane ravnotežne točke simulacijama vrste Monte Carlo, odnosno, u konačnici, korištenjem „brutalne računalne sile“ tamo gdje nije moguće ili ekonomično razviti analitički matematički aparat. U tom okviru, razrađena je i metoda mapiranja složenog multivarijantnog sustava tržišne razmjene na dvodimenzionalni model pomoću odgovarajućih standardnih metričkih pokazatelja odstupanja od ravnotežnog stanja, što omogućava mnogo razvidniju analizu fenomena na takvim složenim tržištima i, konzekventno tome, donošenje kvalitetnijih zaključaka.
- Uočen je problem skrivene ograničene racionalnosti u regulatornim politikama Europske unije, koji se može pojaviti i u drugim sličnim asocijacijama država, ili pak ekonomskih entiteta neke druge vrste. Naime, činjenica je da se zajedničke politike formuliraju s ciljem povećanja društvene dobrobiti, i s eksplicitno izraženom nakanom harmonizacije diljem prostora EU-a. Činjenica je i da se ulažu značajni i vrlo skupi organizacijski naponi da se proklamirani ciljevi (koji su vrlo često korektno, ili barem relativno korektno, formulirani) ostvare. Međutim, metode za ostvarivanje ciljeva, koje čine važan dio regulatorno-pravno-gospodarskog okruženja, pod snažnim su utjecajem ograničene racionalnosti. Na primjer, Europska unija pokušava stvoriti zajedničko tržište tako da „visoka politika“ EU-a donosi propise i politike koji promoviraju povezivanje tržišta. No, proces se odvija na taj način da se kreće od stvaranja pojedinačnih (često malih, i često nacionalnih) tržišta, koja bi se trebala u velikoj mjeri „dobrovoljno“ povezati. Problem je u tome što ta tržišta postaju organizacijama koje imaju međusobno konkurentne financijske i druge interese, tako da čine mnoge praktične napore da u cijelosti ili djelomice opstruiraju procese zamišljene od strane regulatornog sustava, koje je vrlo teško detektirati. Taj problem, koji je inače vrlo čest obrazac ponašanja ljudskih individua unutar organizacija, uopće nije prepoznat na razini individualnih institucija unutar makro političkih cjelina. Ostanemo li u sferi organizacije elektroenergetskog tržišta, činjenica je da su današnji vrlo uspješni tržišni sustavi u SAD-u organizirani od početka centralno, čime je potpuno izbjegnuta problem „nacionalnih“ interesa, kao i partikularnih interesa nebrojenih pojedinačnih agenata na tako velikom tržištu, kao što je europsko. Dakle, u najkraćemu, europski prostor ima relativno kvalitetne procese donošenja zajedničkih harmonizacijskih regulatornih politika, relativno dobre izvršne institucije koje ulažu znatne napore i sredstva u provedbu zajedničkih politika, i relativno lošu provedbu na razini na kojoj regulatorna paska više nije i ne može biti tako direktna i jaka.

Zbog toga je i jedna od osnovnih motivacijskih ideja vodilja za poduzimanje ovog istraživanja upravo i bila istraživanje mogućnosti kreiranja jednog partikularnog regulatornog mehanizma, koji će u dugom roku voditi ka povećanju ukupne društvene dobrobiti, u kojem će svi sudionici sudjelovati nekoordinirano, ali dragovoljno, a to je moguće samo ako u tome vide svoj vlastiti financijski interes. Drugim riječima, gdje god je regulatorni sustav moguće zamijeniti tržišno utemeljenim, treba ga zamijeniti. Naravno, kao što je opće poznato, takve uvjete u proizvodnji i distribuciji znatnog broja dobara potrebnih ljudskoj zajednici nije moguće ostvariti, pa ni u kom slučaju ovo ne treba shvatiti kao opći zaključak.

6.3. Diskusija o glavnim zaključcima

Prvi važan zaključak ove disertacije je da aktualni ITC mehanizam nije adekvatan svojoj namjeravanoj svrsi, ali i da u uvjetima sadašnje opće sektorske regulatorne politike on ni drugačije (bolje) formuliran ne bi mogao postići svrhu realokacije međusobnih eksternih mrežnih troškova. Više autora, i značajan dio profesionalne javnosti u industriji, osporavalo je različite aspekte ITC mehanizma. Doprinos kojeg smo ovdje pokušali dati toj debati odnosi se na dokazivanje spomenuta dva, bitno različita, aspekta:

1. ITC mehanizam je krivo postavljen čak i na razini odnosa fundamentalnih naturalnih veličina, što je posljedica nesvrhovito loše definicije tranzita kao takvog, te pojmova ulaza i izlaza energije u i iz mreže. Već samo zbog toga on ne može postići svoju bitnu svrhu.
2. Nikakav ITC mehanizam s ciljem redistribucije mrežnih eksternalija u regulatornom okruženju koje faktički komandira minimalizaciju naplate prava prekograničnog prijenosa (umjesto naplate njegove ekonomske vrijednosti), a pitanja internih zagušenja ostavlja dobrim dijelom izvan neposrednog pogleda kontrolno-regulatornog sustava, ne bi mogao funkcionirati.

Da se izrazimo neslužbenim jezikom, ITC mehanizam doduše nije dobar, ali i da je bolji, opet ne bi mogao dobro funkcionirati.

Kao što smo vidjeli u ovoj disertaciji, uvođenje regulatornog pravila o tržišnom vrednovanju internih mrežnih (fizičkih) zagušenja, odnosno prekograničnog transporta bez obzira na fizičke prijenosne kapacitete (dakle, s obzirom na oportunitetne troškove smanjene mogućnosti transporta preko neke granice, koje nemaju nužno veze s megavatima snage koje neki dalekovod može prenositi, sve dok taj iznos megavata kapaciteta ne postane premali) u principu rješava problem, i poseban kompenzacijski mehanizam više nije potreban.

To je zbog toga što je rješavan uzrok problema, a ne fenomeni koji su posljedica tog uroka.

Uvođenje načela maksimalizacije pojedinačnih renta zagušenja na svim razmjenskim pravcima intuitivno može izgledati suprotnim opće raširenoj ideologiji, da bi operatori javnih usluga, kao što su

operatori prijenosnih sustava u elektroenergetici, trebali raditi negdje na granici dugoročnih prosječnih troškova, a ne maksimalizirati profit.

Međutim, pažljiv čitatelj će primijetiti da već imalo znatnija integracija tržišta potpuno eliminira tu opasnost, jer operatori sustava u nekooperativnoj igri bivaju izloženi žestokoj konkurenciji svih ostalih operatora, koji također žele zaraditi što više od renta zagušenja. U disertaciji je jasno pokazano da je ukupno prikupljena renta, u odnosu na onu koju bi se moglo ekstrahirati uz centraliziranu maksimalizaciju, postaje to manja što je integracija tržišta obuhvatnija, a točka ravnoteže operatora sustava postaje to bliža točki izjednačavanja cijena, odnosno maksimalno ostvarive dodatne društvene dobrobiti. (Ovaj primjer s maksimalizacijom ukupno prikupljene rente zagušenja uz decentraliziranu ili centraliziranu maksimalizaciju pojmovno podsjeća, i to sasvim utemeljeno, na zaključak u vezi efikasnosti decentralizirane u odnosu na centraliziranu regulaciju.) Na kraju igre, cjenovne razlike koje se, doduše uz oscilacije, ponavljaju iz sata u sat trgovanja, čuvaju ekonomske poticaje koji se mogu koristiti za dugoročno upravljanje smjernicama za razvoj elektroenergetskog sustava.

6.4. Daljnja istraživanja

S obzirom na rezultate istraživanja izložene u ovoj disertaciji, ali i na širi kontekst industrijske organizacije u elektroenergetskom sektoru, posebno kad je riječ o europskom prostoru, najzanimljivija područja za daljnja istraživanja su:

- produblivanje istraživanja ovdje predloženog osnovnog modela organizacije tržišta do određene razine implementacijskih aspekata, naročito s obzirom na svojstva detaljiziranih modela s obzirom na distribuciju troškova mrežnih eksternalija u uvjetima decentraliziranog vođenja sustava;
- istraživanje koje će dokazati (ili opovrgnuti) ono što se iz graničnih osobina ovdje izloženog modela može naslutiti, da predloženi model, u slučaju organizacije tržišta utemeljene na spajanju velikog broja tržišnih zona uz maksimalizaciju individualnih renta zagušenja postaje ekvivalentan modelu tržišta s lokacijskim graničnim cijenama;
- istraživanje koje će u analizama društvene dobrobiti od spajanja tržišta uzeti u obzir eksterne društvene troškove, poput npr. troškova gubitaka u transportu (i eventualno nekih drugih), odnosno u kojima će se evaluirati razuman jedinični trošak kojim se u izračunu ukupne društvene dobrobiti evaluira energija izgubljena u transportu;
- istraživanje kojim će se procijeniti društveni trošak zbog suboptimalnog načina integracije tržišta električne energije na europskom prostoru (nasuprot npr. načinu koji je odabran u SAD-u i nekim drugim zemljama), odnosno kojim će se u odnos staviti društvena dobrobit od (za sada još neostvarene) potpune integracije europskih tržišta s društvenim troškovima organizacije koordinacijskih i kompenzacijskih mehanizama kojima se nastoje riješiti problemi ne-pragmatičnog dizajna tržišta uzrokovanih političkim razlozima.

7. ZAKLJUČAK

U ovoj disertaciji prezentirani su rezultati istraživanja učinkovitosti danas implementiranog mehanizma međuoperatorskog poravnjenja (ITC, engl. *Inter-TSO Compensation*) na prostoru Europske unije i šire Europe, u svim zemljama čijem prijenosne mreže čine jedinstveni interkonektirani sustav, kao i rezultati istraživanja koje je dovelo do prijedloga općih regulatornih pravila za organizaciju povezivanja tržišta u uvjetima decentraliziranog upravljanja prijenosnim mrežama, kao i procesom povezivanja kao takvim. U sklopu pripremnih istraživanja, analizirana su i pitanja ograničene racionalnosti regulatornog aparata, i njenog utjecaja na ishod regulatornog procesa s obzirom na stupanj centraliziranosti odlučivanja o regulatornim politikama. Potvrđene su obje polazne radne hipoteze ovog istraživanja.

Glavni zaključci istraživanja su:

- Današnji ITC mehanizam je tržišno neučinkovit, i proizvodi pogrešne tržišne signale barem prema nekim operatorima prijenosnih sustava koji sudjeluju u njemu, potičući ih na strateška ulaganja suprotna općim ciljevima javne politike elektroenergetskog sektora.
- Postojeći ITC mehanizam, primijenjen u uvjetima danas postojećih regulatornih pravila primjenjivih na unutarnje i prekogranične prijenosne mreže, ne može biti učinkovit zbog toga što sustavom tih pravila nije dopušteno da se troškovi internih zagušenja, a zatim i oportunitetni troškovi njihovog zaobilazanja kroz susjedne mreže, uz neminovan prekogranični prijenos, evaluiraju po svojim ekonomskim (tržišnim) vrijednostima.
- Nakon analize spajanja tržišta s primjenom strategije maksimalizacije individualnih renta zagušenja uključenih operatora sustava u nekooperativnoj igri, predložena su kratka opća regulatorna pravila organizacije tržišta, koja se u bitnome svode na to da operatorima sustava mora biti prepušteno da se u upravljanju prekograničnom razmjenom, izdajući financijska prava na prijenos, ravnaju vlastitim financijskim interesima (maksimalizacijom zarade iz izdavanja tih prava u nekoordiniranoj međusobnoj igri), ali i da sva interna zagušenja moraju evaluirati također po tržišnim vrijednostima, što u praksi znači da se, primjerice, nacionalna tržišta s jednakim cijenama na cijelom teritoriju moraju po pravcima fizikalnih zagušenja razdvojiti na posebne tržišne zone, a prijelaz preko takve granice se mora naplaćivati na isti način kao na svim drugim granicama.
- Pravilo maksimalizacije individualnih renta zagušenja intuitivno se čini suprotnim uvriježenim pravilima o slobodnoj razmjeni. Međutim, povećanje stupnja integracije tržišta vodi k tome da i takve rente, maksimalizirane u nekooperativnoj strateškoj igri operatora sustava, postaju sve manje u odnosu na ukupan iznos koji bi se prikupio koordiniranom (centralnom)

maksimalizacijom rente, i ultimativno teže ka nuli, zbog toga što strateška snaga svakog pojedinačnog operatora sustava pada s povećanjem obuhvata integracije tržišta.

- Optimalna razina ulaganja u prekogranične kapacitete nije ona koja omogućuje potpuno uklanjanje svih zagušenja u sto posto vremena, nego ona koja omogućuje dostizanje prijenosnog kapaciteta koji u najvećem dijelu vremena neće strateški ograničavati sposobnost operatora da na predmetnoj granici maksimalizira rentu zagušenja (u nekooperativnoj igri s ostalim operatorima).
- Ovakav opći dizajn osigurava ekonomski utemeljenu distribuciju mrežnih eksternalija u sustavu složenom od više interkonektiranih mreža s decentraliziranim upravljanjem, tako da u njemu poseban kompenzacijski mehanizam, koji bi bio pandanom današnjem ITC mehanizmu, nije potreban.
- Cjenovne razlike preostale nakon opisanog načina spajanja tržišta zadržavaju korektne tržišne signale prema ulagačima u proizvodna postrojenja, i u dugom roku vode ka popravljaju strukture proizvodnog portfelja.
- Uračunavanje eksternih troškova energije izgubljene u transportu između tržišnih zona u račun ukupne društvene dobrobiti vodi ka zaključku da potpuna ekvilizacija cijena nije društveno optimalna, već se to postiže pri nešto manjim volumenima razmjene (ovisno o jediničnom trošku kojim se evaluira izgubljena energija, a koji pak ovisi o društvenoj evaluaciji troškova zagađenja). Stoga se ravnoteža u predloženom općem dizajnu tržišta (koji ujedno služi i kao „reformirani“ ITC mehanizam) vrlo približno poklapa s točkom maksimalizacije društvene dobrobiti, a u svakom slučaju bolje od točke ekvilizacije cijena u svim tržišnim zonama.
- Ukupni učinci potpune (za sada još nedovršene) integracije tržišta električne energije cjelokupnog europskog prostora na novostvorenu društvenu dobrobit razmjerno su skromni te se kreću u redu veličine oko jednog ili dva eura po stanovniku i po godini. S druge strane, proces integracije tržišta u Europi se ne vodi na pragmatičan (i ujedno optimalan) način kao u SAD-u, već se zbog političkih razloga vodi na obratan način, integracijom (relativno) malih pojedinačnih tržišta s relativno slabim centralnim vođenjem i kontrolom. To nameće vjerojatno značajne troškove organiziranja koordinacijskih i kompenzacijskih mehanizama (što nije bio predmet analize u ovom radu). Stoga je potrebno poduzeti dodatna istraživanja o tome, je li ovako vođena politika elektroenergetskog sektora Europske unije uopće društveno isplativa.

REFERENCE

- ACER (2013), *Recommendation of the Agency for the cooperation of energy Regulators No. OS/2013 of 25 March 2013 on a new regulatory framework for the intertransmission system operator compensation*, Ljubljana, 2013.
- ACER (2014), "Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism in 2013", Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Council of European Energy Regulators, 2014.
- ACER (2015), "Regional Initiatives Status - Review Report 2014", Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Council of European Energy Regulators, 2015.
- ACER/CEER (2014), "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013", pp. 107-163, Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Council of European Energy Regulators, 2014.
- Armstrong, M., Porter, R.H., eds. (2007), "Handbook of Industrial Organization, Volume 3", North-Holland Publishing Company, 2007.
- Bajs, D., Majstrović, G., Majstrović, M. (2003), *Transmission Investments in an Open Electricity Market*, URL: <http://www.eihp.hr/~mmajstro/IASTED2004-Transmission%20investments.pdf>, 15.9.2015.
- Bertsekas, D.P. (1976), *Multiplier Methods, A Survey*, Automatica, Vol. 12, Pergamon Press, 1976, pp. 133-145.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C.R. (1999), *Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures*, Berkley Working paper, 1999.
- Boyd, S., Vanderberghe, L. (2004), "Convex Optimization", Cambridge University Press, 2004.
- Breyer, S. (1982), *Regulation and Its Reform*, Harvard University Press, 1982.
- Butorac Malnar, V., Pecotić Kaufman, J., Petrović, S. (2013), "Pravo tržišnog natjecanja", Pravni fakultet Sveučilišta u Zagrebu, 2013.
- Bye, T., Hope, E. (2005), *Deregulation of Electricity Markets, The Norwegian Experience*, Economic and Political Weekly, Dec. 2005, pp. 5269-5278.
- CaISO (2002), "Analysis of Trading and Scheduling Strategies Described in Enron Memos, Report", California Independent System Operator, Department of Market Analysis, 2002.
- Chauve, P., et al. (2009), *The E.ON electricity cases: an antitrust decision with structural remedies*, Competition Policy Newsletter, No.1, 2009, pp. 51-54.
- Daxhelet, O., Smeers, Y. (2004), *A Two-Stage Equilibrium Model of the European Cross-Border Trade Regulation*, Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences, 2004.
- Daxhelet, O., Smeers, Y. (2005), *Inter-TSO Compensation Mechanism*, Working paper, Harvard University, Kennedy School of Government, 2005.
- Dybvig, P.H. (1984), *Short Sales Restrictions and kinks on the Mean Variance Frontier*, The Journal of Finance, Vol. 39, No. 1, March 1984, pp. 239-244.
- EC (2003a), *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC*, Official Journal of the

- European Union, L176/37, 15.7.2003.
- EC (2003b), *Regulation (EC) no 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*, Official Journal of the European Union, L176/1, 15.7.2003.
- EC (2009a), *Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC*, Official Journal of the European Union, L211/55, 14.8.2009.
- EC (2009b), *Regulation (EC) no 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003*, Official Journal of the European Union, L211/15, 14.8.2009.
- EC (2009c), *Regulation (EC) no 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, Official Journal of the European Union, L211/1, 14.8.2009.
- EC (2010), *Commission Regulation (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging*, Official Journal of the European Union, L250/5, 24.9.2010.
- EIHP (2011), "Utvrđivanje potrebe i optimalnih lokacija energetske Transformatora sa zakretanjem faza zbog regulacije Tokova snaga u hrvatskom elektroenergetskom sustavu" (studija izrađena za HEP-Operatora prijenosnog sustava d.o.o.), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2011, p. 60.
- ELES (2009), "Annual Report 2008", Elektro-Slovenija d.o.o., Ljubljana, 2009, p. 40.
- Elton, J.E., Gruber, M.J., Padberg, M.W. (1976), *Simple Criteria for Optimal Portfolio Selection*, The Journal of Finance, Vol. 31, No. 5, Dec. 1976, pp. 1341-1357.
- ENTSO-E (2014), "TSO Cooperation and the Internal Energy Market, Annual Report 2013", European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels, 2014.
- Everett III, H. (1963), *Generalized Lagrange multiplier method for solving problems of optimum allocation of resources*, Operations Research, Vol. 11, No. 3, May-June 1963, pp. 399-417.
- Feldman, A.M. (1998), *Kaldor-Hicks Compensation*, u knjizi: Newman, P. (Ed.), "The New Palgrave Dictionary of Economics and the Law, Vol. 2", Palgrave, 1998, pp. 417-421.
- Hammersley, J.M., Handscomb, D.C. (1975), "Monte Carlo Methods", Methuen & Co., Ltd., London, 1975.
- Hanselman, D., Littlefield, B. (2001), "Mastering Matlab® 6 – A Comprehensive Tutorial and Reference", Prentice Hall, Upper Saddle River, 2001.
- Hicks, J.R. (1939), *The Foundations of Welfare Economics*, The Economic Journal, Vol. 49, No. 196, Wiley, Dec. 1939, pp. 696-712.
- Hogan, W.W., Rosellón, J., Vogelsang, I. (2007), *Toward a Combined Merchant-Regulatory Mechanism For Electricity Transmission Expansion*, Harvard University Working paper, 2007.
- HOPS (2014), *Temeljni podaci za 2013.*, Hrvatski operator prijenosnog sustava, Zagreb, 2014., URL: <http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/fbb3e297-dbf3-437a-bd36458e02b9e7e4/Temeljni+podaci+2013.pdf?MOD=AJPERES>, 16.2.2016.
- Horak, H., Dumančić, K., Poljanec, K., Vuletić, D. (2014), „European Market Law – Handbook (Vol. I)“,

- Sveučilište u Zagrebu, Ekonomski fakultet, 2014.
- Hurwicz, L., Reiter, S. (2006), „Designing Economic Mechanisms“, Cambridge University Press, 2006.
- ITC (2007), “ITC Clearing and Settlement Agreement 2008-2009”, Bruxelles, 12. Oct. 2007.
- Jamasb, T., Pollitt, M. (2005), *Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration*, MIT Working paper 05-003 WP, 2005.
- Jones, A., Sufrin, B. (2014), “EU Competition Law”, Oxford University Press, 2014.
- Jones, C. (2005), “Applied Welfare Economics”, Oxford University Press, 2005.
- Joskow, P. (2003), *Energy Policies and Their Consequences After 25 Years*, The Energy Journal, Vol. 24, No. 4, 2003, pp. 17-49.
- Joskow, P., Kahn, E. (2001a), *A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000*, Working paper 01-01, AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies, 2001.
- Joskow, P., Kahn, E. (2001b), *Identifying the Exercise of Market Power: Refining the Estimates*, MIT Working paper, 2001.
- Joskow, P., Kahn, E. (2002), *A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000: The Final Word*, MIT Working paper, 2002.
- Joskow, P., Tirole, J. (1998a), *Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks I: Financial Rights*, MIT Working paper, 1998.
- Joskow, P., Tirole, J. (1998b), *Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks II: Physical Rights*, MIT Working paper, 1998.
- Joskow, P., Tirole, J. (2000), *Transmission rights and market power on electric power networks*, RAND Journal of Economics, Vol. 31, No. 3, Autumn 2000, pp. 450-487.
- Kahn, A.E. (1988), „The Economics of Regulation: Principles and Institutions“, MIT Press, 1988.
- Kirschen, D., Štrbac, G. (2004), „Fundamentals of Power System Economics“, John Wiley & Sons., 2004.
- Laffont, J.-J., Martimort, D. (2002), „The Theory of Incentives, The Principal-Agent Model“, Princeton University Press, 2002.
- Laffont, J.-J., Tirole, J. (1993), „A Theory of Incentives in Procurement and Regulation“, The MIT Press, 1993.
- Luptáčík, M. (2010), “Mathematical Optimization and Economic Analysis”, pp. 25-58, Springer, 2010.
- Malloy, R.P. (2004), „Law in a Market Context“, Cambridge University Press, 2004.
- Markowitz, H. (1952), *Portfolio Selection*, The Journal of Finance, Vol. 7, No. 1, Mar. 1952, pp. 77-91.
- Maskin, E.S. (2008), *Mechanism Design – How to Implement Social Goals*, Princeton University, Working paper, 2008.
- McConnell, C.R., Brue, S.L. (2005), “Economics: Principles, Problems, and Policies”, 16th Ed., McGraw Hill Irwin, 2005.

- McGuire, C.B., Radner, R., eds. (1972), "Decision and Organization", North-Holland Publishing Company, 1972.
- Merton, R. C. (1972), *An Analytic Derivation of the Efficient Portfolio Frontier*, Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 7, Sept. 1972, pp. 1851-1872.
- Mlikotin-Tomić, D., Horak, H., Šoljan, V., Pecotić Kaufman, J. (2006), "Europsko tržišno pravo", Školska knjiga, Zagreb, 2006.
- Newbery, D., Štrbac, G., Viehoff, I. (2015), *The Benefits of Integrating European Electricity Markets*, EPRG Working paper 1504, University of Cambridge, 2015.
- Olmos, L., Perez-Arriaga, I. (2007), *Evaluation of Three Methods Proposed for the Computation of Inter-TSO Payments in the Internal Electricity Market of the European Union*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, Nov. 2007, pp.1507-1522.
- Oren, S.S. (2013), *Point to Point and Flow-based Financial Transmission Rights: Revenue Adequacy and Performance Incentives*, u knjizi: Rosellón, J. and Kristiansen, T. (Eds.), „Financial Transmission Rights. Analysis, Experiences and Prospects”, Lecture Notes in Energy, Volume 7, Springer, 2013., pp. 77-94.
- Osborne, M. (2002), "An Introduction to Game Theory", pp. 11-52, Oxford Univ. Press, 2002.
- Pavić, I., Benić, Đ., Hashi, I. (2006), "Mikroekonomija", Ekonomski fakultet Sveučilišta u Splitu, 2006.
- Peltzman, S. (1976), *Toward a More General Theory of Regulation*, Journal of Law and Economics, Vol. 19, No. 2, Aug. 1976., pp. 211-240.
- Pervan, M. (2003), *Is there collusion between enterprises operating in industries with high level of concentration*, Proceedings of the 14th International DAAAM Symposium "Intelligent Manufacturing & Automation: Focus On Reconstruction And Development", Katalinić, Branko (ur.), Beč, Austrija, 2003, pp. 351-352.
- Pervan, M., Pavić, I., (2003), *Market Concentration and Enterprise Profitability in the Croatian Economy*, Fifth International Conference on Enterprise in Transition, Proceedings, Reić, Zlatan (ur.), Split, Hrvatska, 2003, pp. 377-379.
- PJM (2015), "PJM Annual Report 2014", Pennsylvania, Jersey and Maryland Interconnection, 2015.
- Riley, K.F., Hobson, M.P., Bence, S.J. (2000), "Mathematical Methods for Physics and Engineering", Cambridge University Press, 2000.
- Rious, V., Sagan, M., Khalfallah, H., Perez, Y., Glachant, J.-M. (2011), *Implementing Incentive Regulation With Imperfect Regulators*, Proceedings, 10th Conference of Applied Infrastructure Research (InfraDay), Berlin, Germany, 2011, pp. 1-31.
- Rosellón, J., Kristiansen, T., Eds. (2013), „Financial Transmission Rights. Analysis, Experiences and Prospects”, Lecture Notes in Energy, Volume 7, Springer, 2013.
- Sabolić, D. (2013), *Cjenovni signali s tržišta električne energije i sustavi subvencija za obnovljive izvore*, Zbornik radova 22. Foruma Hrvatskog energetskeg društva, 26. studenog 2013., Zagreb, Hrvatska.
- Sabolić, D. (2014), „Uvod u mikroekonomiku – odabrane teme“, Sveučilište u Zagrebu, 2014.
- Sabolić D., (2015a), „Tržišna alokacija prekograničnih prijenosnih kapaciteta“, http://bib.irb.hr/datoteka/801020.Sabolic_2015a.pdf, 16.2.2016.
- Sabolić, D. (2015b), „Operator prijenosnog sustava i oblici koordinacije tržišta električne energije“,

http://bib.irb.hr/datoteka/801024.Sabolic_2015b.pdf, 16.2.2016.

Sabolić, D. (2005c), „Pregled teorija ekonomske regulacije i regulacija u uvjetima ograničene racionalnosti“, http://bib.irb.hr/datoteka/801026.Sabolic_2015c.pdf, 16.2.2016.

Sabolić, D. (2015d), „Model povezivanja proizvoljnog broja tržišta električne energije utemeljen na Nashovoj ravnoteži operatora sustava“, http://bib.irb.hr/datoteka/801027.Sabolic_2015d.pdf, 16.2.2016.

Scarpa, R., Willis, K. (2010), *Willingness-to-pay for Renewable Energy: Primary and Discretionary Choice of British Households' for Micro-Generation Technologies*, Energy Economics, Vol. 32, 2010, pp. 129-136.

Simon, H.A. (1972), *Theories of Bounded Rationality*, u knjizi McGuire, C.B. and Radner, R. (eds.), “Decision and Organization”, North-Holland Publishing Company, 1972, pp. 161-176.

Šoljan, V. (2004), “Vladajući položaj na tržištu i njegova zlouporaba u pravu tržišnog natjecanja Europske zajednice”, Ibis grafika, Zagreb, 2004.

Stern, N. (2006), “The Economics of Climate Change: The Stern Review”, H.M. Treasury, London, 2006.

Stigler, G. (1971), *The Theory of Economic Regulation*, Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, No. 1, Spring 1971, pp. 3-21.

Stigler, G., Friedland, C. (1962), *What Can Regulators Regulate? The Case of Electricity*, The Journal of Law and Economics, Vol. 5, Oct. 1962, pp. 1-16.

Stoft, S. (2003), “Power System Economics”, IEEE Press, Piscataway, NJ, USA, 2003.

Stoft, S. (2006), *Problems of Transmission Investment In a Deregulated Power Market*, u knjizi: Leveque, F. (Ed.), „Competitive Electricity Markets and Sustainability“, Edward Elgar Publishing, 2006, pp. 87-130.

Supponen, M. (2011), “Influence of National and Company Interests on European Electricity Transmission Investments“, Doctoral dissertation 77/2011, Aalto University, Finland, 2011.

Supponen, M. (2012), *Cross-Border Electricity Transmission Investments*, EUI Working Paper RSCAS 2012/02, European University Institute, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, 2012, pp. 1-31.

Tirole, J. (1988), „The Theory of Industrial Organization“, The MIT Press, 1988.

Van Hertem, D. (2009), “The Use of Power Flowcontrolling Devices in the Liberalized Market“, Doctoral dissertation, Katholieke Universiteit Leuven, 2009., pp. 25-31.

Vogelsang, I. (2004), *Electricity transmission pricing and performance-based regulation*, Carnegie-Mellon Conference on Electricity Transmission in Deregulated Markets, Dec. 15/16, 2004.

Weale, G., Roth, M. (2013), *The economics of gas and coal-fired plants – signs of market failure?*, IEA Electricity Supply Security Conference, 1 Oct. 2013, Paris, France.

ZoTEE (2013), *Zakon o tržištu električne energije*, Narodne novine br. 22/2013., Zagreb, 22. veljače 2013.

PRILOG

Struktura podataka korištenih u istraživanju prezentiranom u Poglavlju 3.5.2.

Korišteni su podaci sa službene stranice Europske mreže operatora prijenosnih sustava za električnu energiju (ENTSO-E, engl. *European Network of Transmission System Operators – Electricity*). Internetska adresa portala s podacima je: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/Pages/default.aspx>

Svi korišteni podaci obuhvaćaju jednako vremensko razdoblje od 5 godina, u mjesečnom rasteru, tako da se svaka varijabla sastoji od vremenske serije od 60 konzekventnih podatkovnih točaka. Varijable se odnose na ukupno 20 zemalja čiji operatori prijenosnih sustava su članovi ENTSO-E-a. Obuhvaćeno je vremensko razdoblje od 2007.-2011. godine. Podaci ENTSO-E-a dobiveni su izravno od operatora prijenosnih sustava, oni su izmjereni i validirani, te kao takvi predstavljaju najbolje raspoložive podatke od prirodnoj proizvodnji, potrošnji i razmjeni električne energije. U nastavku dajemo tablice s osnovnim podacima korištenim u analizama koje su prezentirane u poglavlju 3.5.2. To su:

- $PROIZVODNJA_i \rightarrow$ ukupno proizvedena električna energija na teritoriju države i u danom mjesecu;
- $POTROŠNJA_i \rightarrow$ ukupno potrošena električna energija na teritoriju države i u danom mjesecu, uključujući energiju potrošenu za rad crpnih elektrana;
- $ULAZ_i \rightarrow$ ukupna količina energije koja je ušla u prijenosni sustav države i iz inozemstva u danom mjesecu;
- $IZLAZ_i \rightarrow$ ukupna količina energije koja je izašla iz prijenosnog sustava države i prema inozemstvu u danom mjesecu.

Osim toga, navest ćemo još podatke izračunate za svaku državu i za svaki mjesec kao $\min\{ULAZ_i, IZLAZ_i\}$, koji također služe kao osnova za izračune:

- $TRANZIT_i \rightarrow$ tranzit određen prema metodi primijenjenoj u aktualnom ITC sustavu, kao manji od iznosa ulaza i izlaza u prijenosnu mrežu države i .

Svi ostali podaci koji su bili potrebni u analizama izvedeni su iz ovih.

	AT	BA	BE	BG	CH	CZ	DE	ES	FR	GR	HR	HU	IT	MK	NL	PL	RO	RS	SI	SK
AT	1.00	-0.19	-0.16	-0.13	0.46	0.21	0.12	-0.12	0.31	0.39	0.43	0.09	-0.17	0.06	0.33	-0.07	0.02	-0.02	0.55	0.02
BA		1.00	0.01	0.46	0.16	0.00	-0.29	-0.15	0.11	0.00	-0.48	0.30	0.40	-0.14	0.11	0.50	0.52	-0.33	-0.54	0.48
BE			1.00	-0.21	-0.23	-0.34	0.14	0.21	-0.06	-0.25	-0.29	-0.24	-0.08	0.04	-0.47	-0.26	0.16	-0.18	-0.24	-0.23
BG				1.00	0.08	-0.08	-0.38	-0.05	0.20	0.17	-0.32	0.34	0.56	0.22	0.24	0.59	0.63	-0.34	-0.35	0.41
CH					1.00	0.44	0.14	0.20	-0.02	0.20	0.40	0.56	-0.18	-0.32	0.04	0.13	0.14	0.16	0.29	0.51
CZ						1.00	0.12	0.18	0.13	0.32	0.65	0.63	-0.09	-0.43	0.22	0.14	-0.17	0.58	0.38	0.59
DE							1.00	0.38	-0.63	-0.41	0.28	-0.07	-0.59	-0.23	-0.65	-0.52	-0.21	0.35	0.13	-0.06
ES								1.00	-0.40	-0.26	0.17	0.25	-0.28	-0.14	-0.47	-0.10	0.01	0.19	0.09	0.32
FR									1.00	0.72	0.11	0.08	0.35	0.40	0.77	0.34	0.12	-0.18	0.25	0.06
GR										1.00	0.27	0.10	0.16	0.29	0.69	0.31	0.08	-0.11	0.32	0.15
HR											1.00	0.40	-0.31	-0.22	0.20	-0.26	-0.49	0.62	0.80	0.06
HU												1.00	0.29	-0.58	0.18	0.31	0.25	0.29	0.02	0.74
IT													1.00	-0.03	0.40	0.57	0.43	-0.38	-0.39	0.22
MK														1.00	0.22	0.07	-0.03	-0.36	0.12	-0.39
NL															1.00	0.44	-0.04	-0.05	0.25	0.14
PL																1.00	0.47	-0.40	-0.21	0.49
RO																	1.00	-0.60	-0.49	0.43
RS																		1.00	0.42	0.06
SI																			1.00	-0.18
SK																				1.00

Tabela P-10. Korelacijska matrica za varijable $TRANZIT_i$. Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011., zaokruženi na dvije decimale zbog preglednosti. *Izvor: autorov proračun, prema podacima ENTSO-E-a.*

SAŽETAK

Ova je disertacija usredotočena na opći dizajn tržišta električne energije koji će omogućiti istovremeno spajanje teoretski bilo kojeg broja individualnih tržišta i distribuirati mrežne eksternalije na ekonomski utemeljen način između operatora prijenosnih sustava koji upravljaju svojim mrežama u potpuno interkonektiranom mrežnom sustavu. Glavno političko ograničenje u istraživanju svodilo se na izostanak središnje koordinacije između uključenih operatora sustava, što je u suštini glavna osobina europske industrijske politike u ovom sektoru. Glavna motivacija pronađena je u uočenoj neefikasnosti postojećeg ITC mehanizma (engl. *Inter-TSO Compensation*), koju smo u radu analizirali s nekoliko temeljnih aspekata i pokazali da ne samo da taj mehanizma jest neučinkovit, nego i da zbog trenutno važeće europske sektorske politike čak niti izmijenjen ne bi mogao biti učinkovit. Zatim smo dizajnirali skup osnovnih regulatornih pravila za kreiranje sustava povezivanja tržišta s inherentnom tendencijom da troškove mrežnih eksternalija alocira na efikasan način. Operatorima sustava treba dozvoliti da se u poslovanju s izdavanjem (financijskih) prava prijenosa ponašaju u skladu sa svojim poslovnim interesima, i to na ne-kooperativan način (tj., kao međusobni konkurenti). Također im treba dozvoliti da sve ostale strateške odluke u vezi prekograničnog prijenosa i tranzita energije donose slobodno (npr. investicijske odluke). Pojedinačna tržišta unutar kojih postoje stvarna fizikalna zagušenja moraju se razdvojiti na dvije ili više tržišnih zona, a trgovanje energijom preko takvih granica mora se evaluirati od strane zaduženih operatora sustava po svojoj ekonomskoj vrijednosti, kao i prelazak svake druge granice. Granice između kontrolnih područja moraju se također (kao i danas) evaluirati po svojoj ekonomskoj vrijednosti. Rente zagušenja ukupno prikupljene prilikom nekooperativne maksimalizacije padaju s porastom stupnja integracije tržišta i također padaju relativno prema renti koja bi bila prikupljena u koordiniranoj maksimalizaciji.

SUMMARY

This dissertation focuses on a general design of electricity market to enable, at the same time, the market coupling between (theoretically) any number of individual markets and to distribute costs of network externalities economically between the transmission system operators that operate each its own network, fully meshed with all other networks in the system. The main policy limitation to our research was a lack of central coordination between system operators involved, which is essentially a specific trait of European industrial policy in the electricity sector. The main motivation was an apparent inefficiency of current ITC mechanism (*Inter-TSO Compensation*), which we analysed in several fundamental aspects and showed that not only it is inefficient itself, but cannot be efficient under current European policy rules, even if altered in any way, either. Then we designed a set of general regulatory rules to create a system of market coupling with an inherent tendency to allocate network externalities in an efficient way. The system operators should be allowed to maximize their financial performance from the activity of issuing (financial) transmission rights, but in a non-cooperative way (i.e., competing with each other). They should also be allowed to take any other decisions regarding cross-border trade and/or transits of energy (e.g. investment decisions) pursuing their own interests. Internal (individual) markets should be split into two or more bidding zones wherever there are real (physical) congestions inside any control area. Crossing these should be market-evaluated by relevant system operators, like any other border crossing. The borders between control areas should be also market-evaluated. Congestion rents charged in a non-cooperative way as described decline with increased market integration, and become smaller in respect to the total rent that would be gathered by cooperative maximization.

POPIS TABELA

R.b.	Tabela	Str.
1.	Tabela 3.5.2.-1. Značenje oznaka korištenih u tabelama 3.5.2.-2 do 13. <i>Izvor: autor.</i>	47
2.	Tabela 3.5.2.-2. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Hrvatsku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	47
3.	Tabela 3.5.2.-3. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Češku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	47
4.	Tabela 3.5.2.-4. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Nizozemsku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	48
5.	Tabela 3.5.2.-5. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Francusku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	48
6.	Tabela 3.5.2.-6. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Njemačku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	49
7.	Tabela 3.5.2.-7. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Mađarsku i ulaza, odnosno izlaza, energije u/iz drugih zemalja iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	49
8.	Tabela 3.5.2.-8. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Hrvatsku i proizvodnje, odnosno potrošnje, energije u drugim zemljama iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	50
9.	Tabela 3.5.2.-9. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Češku i proizvodnje, odnosno potrošnje, energije u drugim zemljama iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	50
10.	Tabela 3.5.2.-10. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Nizozemsku i proizvodnje, odnosno potrošnje, energije u drugim zemljama iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	51
11.	Tabela 3.5.2.-11. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Francusku i proizvodnje, odnosno potrošnje, energije u drugim zemljama iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	51
12.	Tabela 3.5.2.-12. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Njemačku i proizvodnje, odnosno potrošnje, energije u drugim zemljama iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	52
13.	Tabela 3.5.2.-13. Analiza varijance regresije između tranzita kroz Mađarsku i proizvodnje, odnosno potrošnje, energije u drugim zemljama iz uzorka. <i>Izvor: autor.</i>	52
14.	Tabela 3.5.2.-14. Skraćena usporedba rezultata osnovne regresije za tranzit preko Češke, čiji su rezultati dani u Tabeli 3.5.2.-3, i reducirane regresije, koja je objašnjena u tekstu. <i>Izvor: autor.</i>	54
15.	Tabela 5.2.6.-1. Parametri regresijskih funkcija analiziranih scenarija spajanja N tržišta, uz parametar zagušenja od Z posto. <i>Izvor: autor.</i>	128
16.	Tabela 5.2.6.-2. Parametri regresijskih funkcija analiziranih scenarija spajanja N tržišta, uz parametar zagušenja od Z posto. <i>Izvor: autor.</i>	129
17.	Tabela 5.2.6.-3. Regresijske funkcije parametara iz Tabela 5.2.6.-1 i 5.2.6.-2. Scenarij: B. <i>Izvor: autor.</i>	135
18.	Tabela 5.4.-1. Procjena propuštene društvene dobrobiti zbog nepotpunog spajanja tržišta po odabranim energetski najznačajnijim granicama unutar EU-a, za 2012. i 2013. godinu. <i>Izvor: ACER/CEER (2014) i Newbury, Štrbac i Viehoff (2015).</i>	165
19.	Tabela P-1. $PROIZVODNJA_i$ (tisuće MWh). Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011. <i>Izvor: ENTSO-E.</i>	186
20.	Tabela P-2. $POTROŠNJA_i$ (tisuće MWh). Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011. <i>Izvor: ENTSO-E.</i>	187
21.	Tabela P-3. $ULAZ_i$ (tisuće MWh). Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011. <i>Izvor: ENTSO-E.</i>	188
22.	Tabela P-4. $IZLAZ_i$ (tisuće MWh). Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011. <i>Izvor: ENTSO-E.</i>	189
23.	Tabela P-5. $TRANZIT_i$ (tisuće MWh). Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011. <i>Izvor: autorov proračun, prema podacima ENTSO-E-a.</i>	190

R.b.	Tabela	Str.
24.	Tabela P-6. Korelacijska matrica za varijable <i>PROIZVODNJA_i</i> . Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011., zaokruženi na dvije decimale zbog preglednosti. <i>Izvor: autorov proračun, prema podacima ENTSO-E-a.</i>	191
25.	Tabela P-7. Korelacijska matrica za varijable <i>POTROŠNJA_i</i> . Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011., zaokruženi na dvije decimale zbog preglednosti. <i>Izvor: autorov proračun, prema podacima ENTSO-E-a.</i>	191
26.	Tabela P-8. Korelacijska matrica za varijable <i>ULAZ_i</i> . Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011., zaokruženi na dvije decimale zbog preglednosti. <i>Izvor: autorov proračun, prema podacima ENTSO-E-a.</i>	192
27.	Tabela P-9. Korelacijska matrica za varijable <i>IZLAZ_i</i> . Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011., zaokruženi na dvije decimale zbog preglednosti. <i>Izvor: autorov proračun, prema podacima ENTSO-E-a.</i>	192
28.	Tabela P-10. Korelacijska matrica za varijable <i>TRANZIT_i</i> . Podaci su dani u vremenskoj seriji, odozgo prema dolje, od siječnja 2007. do prosinca 2011., zaokruženi na dvije decimale zbog preglednosti. <i>Izvor: autorov proračun, prema podacima ENTSO-E-a.</i>	193

POPIS SLIKA

R.b.	Slika	Str.
1.	Slika 2.1.-1. Tradicionalna (stara) struktura elektroprivrede.	10
2.	Slika 2.3.-1. Osnovni ustroj suvremenog tržišta električne energije.	14
3.	Slika 2.5.-1. Neto odstupanja od plana tokom približno jednog sata. Horizontalna os: vrijeme. Vertikalna os: odstupanje u megavatima (MW). <i>Izvor: Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.</i>	18
4.	Slika 2.6.-1. Formiranje tržišne cijene – kratkoročna ravnoteža na tržištu električne energije.	22
5.	Slika 2.6.-2. „Redispečing“ elektrane E zbog zagušenja vodi ka porastu tržišne cijene.	22
9.	Slika 3.5.1.-1. Interkonektirana mreža ENTSO-E-a i okolnog prostora. <i>Izvor: ENTSO-E, www.entsoe.eu.</i>	39
10.	Slika 3.5.1.-2. Uz objašnjenje osnovnog razloga nastanka tranzita.	39
11.	Slika 3.5.1.-3. Definicija tranzita, prikazana na primjeru uvozne zemlje, kakva služi kao osnova za obračun međusobne kompenzacije u današnjem ITC sustavu.	43
12.	Slika 3.5.1.-4. Jedan od temeljnih uzroka zbog kojih definicija tranzita iz važećeg ITC mehanizma čini taj mehanizam pogrešno postavljenim i neučinkovitim: nerazdvojjivost kružnih tokova i tranzita.	44
13.	Slika 3.5.3.-1. Slučaj koji pokazuje da današnji ITC mehanizam nije korektno utemeljen.	56
14.	Slika 5.2.1.-1. Uz <i>welfare</i> analizu ulaganja u dodatni prijenosni kapacitet X između dvaju tržišta električne energije.	79
15.	Slika 5.2.1.-2. Funkcija potražnje za energijom u zoni A, uz parametar P_{B0} .	95
16.	Slika 5.2.1.-3. Funkcija potražnje za energijom u zoni B, uz parametar P_{A0} .	95
17.	Slika 5.2.1.-4. Jedan mogući izgled funkcije potražnje na jednom od više spojenih tržišta s linearnim funkcijama ponude i savršeno neelastičnim individualnim funkcijama potražnje.	95
18.	Slika 5.2.1.-5. Ukupna dodana društvena dobrobit koja nastaje trgovinom između gore opisanih tržišta u jednom satu, u ovisnosti o volumenu trgovanja i gubicima u prijenosu.	97
19.	Slika 5.2.1.-6. Ograničenje potencijalne društvene dobrobiti u odnosu na ΔW_0 u ovisnosti o gubicima u prijenosu. Ostvarive su vrijednosti ispod krivulje.	99
20.	Slika 5.2.1.-7. Utjecaj troška infrastrukture (spojnog voda) na društvenu dobrobit stvorenu razmjenom električne energije.	100
21.	Slika 5.2.1.-8. Ukupni troškovi dobave električne energije u ovisnosti o volumenu razmjene i gubicima u prijenosu. Svaka krivulja je za jednu razinu gubitaka, prema legendi.	101
22.	Slika 5.2.1.-9. Cjenovna razlika između zona B i A u ovisnosti o razmjeni, te o stopi gubitaka. Primijetimo da opisana ovisnost točno odgovara funkciji potražnje za prijenosnim kapacitetom X .	102
23.	Slika 5.2.1.-10. Iznosi razmjene pri kojima iščezava cjenovna razlika (puna linija), odnosno pri kojima društvena dobrobit poprima maksimalnu vrijednost, a ukupan trošak dobave energije minimalnu (crtkana linija), kao postotak od $Q_{BAm_{ax}}$.	102
24.	Slika 5.2.1.-11. Promjena dobrobiti potrošača u zonama A i B u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu.	104
25.	Slika 5.2.1.-12. Promjena dobrobiti proizvođača u zonama A i B u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu. Slika ima dvije koordinatne osi.	105
26.	Slika 5.2.1.-13. Promjena dobrobiti tržišnih sudionika u zoni A u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu. Slika ima dvije koordinatne osi.	105
27.	Slika 5.2.1.-14. Promjena dobrobiti tržišnih sudionika u zoni B u ovisnosti o razmjeni energije i postotku gubitaka u prijenosu. Slika ima dvije koordinatne osi.	106
28.	Slika 5.2.1.-15. Promjena ukupne dobrobiti proizvođača i potrošača u ovisnosti o razmjeni energije i gubicima. Slika ima dvije koordinatne osi.	106
29.	Slika 5.2.1.-16. Renta zagušenja u ovisnosti o gubicima u prijenosu.	107
30.	Slika 5.2.6.-1. Društvena dobrobit, generirana u jednom satu, u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	120
31.	Slika 5.2.6.-2. Normirane cjenovne razlike u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	121

R.b.	Slika	Str.
32.	Slika 5.2.6.-3. Ukupna satna renta zagušenja u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	122
33.	Slika 5.2.6.-4. Ukupan satni trošak dobave energije u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: A bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	124
34.	Slika 5.2.6.-5. Društvena dobrobit, generirana u jednom satu, u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	125
35.	Slika 5.2.6.-6. Normirane cjenovne razlike u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	125
36.	Slika 5.2.6.-7. Ukupna satna renta zagušenja u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	126
37.	Slika 5.2.6.-8. Ukupan satni trošak dobave energije u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S . Scenarij: B bez dodatnih specifikacija, broj tržišta: $N = 11$.	126
38.	Slika 5.2.6.-9. Društvena dobrobit, generirana u jednom satu, u ovisnosti od pokazatelja odstupanja od ravnotežnih ugovornih rasporeda, S , i od broja povezanih tržišta, N . Scenarij: B.	130
39.	Slika 5.2.6.-10. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom između N tržišta kada je ta razmjena određena Nashovom ravnotežom operatora sustava, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobrobit. Scenarij: B.	131
40.	Slika 5.2.6.-11. Ukupna renta zagušenja u ovisnosti o broju integriranih tržišta. Scenarij: B.	131
41.	Slika 5.2.6.-12. Cjenovne razlike u modelima s N povezanih tržišta. Scenarij: B.	132
42.	Slika 5.2.6.-13. Optimalan iznos društvene dobrobiti stvorene u jednom satu u ovisnosti o broju povezanih tržišta. Scenarij: B. Regresijska krivulja je kubna hiperbola, koja već za relativno male vrijednosti N prelazi u pravac.	133
43.	Slika 5.2.6.-14. Konstante regresijskih parabola za dodatnu društvenu dobrobit u jednom satu, u ovisnosti o broju povezanih tržišta. Scenarij: B.	135
44.	Slika 5.2.6.-15. Društvena dobrobit nastala zbog razmjene energije u modelu prema scenariju D, uz $N = 11$, u ovisnosti o parametru zagušenja Z , u koracima od 0, 11, 20, 31 i 40 posto.	137
45.	Slika 5.2.6.-16. Ukupna renta zagušenja u modelu prema scenariju D, uz $N = 11$, u ovisnosti o parametru zagušenja Z , u koracima od 0, 11, 20, 31 i 40 posto.	137
46.	Slika 5.2.6.-17. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom u Nashovoj ravnoteži operatora sustava, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobrobit, u ovisnosti od pokazatelja zagušenja, te uz broj spojenih tržišta $N = 5, 7, 11, 17, 25$ i ∞ . Scenarij: D.	138
47.	Slika 5.2.6.-18. Ovisnost najveće ostvarive satne društvene dobrobiti u ovisnosti o pokazatelju zagušenja Z , za $N = 5, 7, 11, 17$, odnosno 25 spojenih tržišta. Scenarij: D.	139
48.	Slika 5.2.6.-19. Postotno umanjenje najveće ostvarive dodatne satne društvene dobrobiti u ovisnosti o pokazatelju zagušenja Z , za $N = 5, 7, 11, 17$, odnosno 25 spojenih tržišta, izvedeno iz regresijskih krivulja sa slike 5.2.6.-18. Scenarij: D.	140
49.	Slika 5.2.6.-20. Efektivan broj spojenih tržišta u ovisnosti o pokazatelju zagušenja, za $N = 11$. Na primjer, uz $Z = 45\%$ moguće je ostvariti dodatnu društvenu dobrobit kao da je spojeno osam tržišta u uvjetima bez zagušenja. Scenarij: D.	140
50.	Slika 5.2.6.-21. Promjena funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti (crne linije) uz stopu gubitaka u transportu od 3% (sive linije), za različite vrijednosti N . Scenarij: B.	145
51.	Slika 5.2.6.-22. Detaljniji prikaz promjene funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti s porastom stope gubitaka energije u transportu, za $N = 11$. Scenarij: B.	146
52.	Slika 5.2.6.-23. Promjena funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti (crne linije) uz stopu gubitaka u transportu od 3% (sive linije), za $N = 11$ i vrijednosti Z od 0, 11, 20, 31 i 40%. Scenarij: D.	147
53.	Slika 5.2.6.-24. Detaljniji prikaz promjene funkcije dodatne dnevne društvene dobrobiti s porastom stope gubitaka energije u transportu, za $N = 11$ i $Z = 40\%$. Scenarij: D.	147
54.	Slika 5.2.6.-25. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom u Nashovoj ravnoteži operatora sustava u kojem uopće nema zagušenja, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobrobit, u ovisnosti od stope gubitaka u transportu, l , te uz broj spojenih tržišta $N = 5, 7, 11, 17, i 25$. Scenarij: B.	148

R.b.	Slika	Str.
55.	Slika 5.2.6.-26. Postotni gubitak dodatne društvene dobrobiti stvorene razmjenom u Nashovoj ravnoteži operatora sustava, u odnosu na najveću ostvarivu dodatnu društvenu dobrobit, u ovisnosti od stope gubitaka u transportu, l , te za vrijednosti pokazatelja zagušenja Z od 0, 11, 20, 31 i 40%. Scenarij: D, broj spojenih tržišta $N = 11$.	148
56.	Slika 5.2.7.-1. Razdvajanjem zona unutar jednog kontrolnog područja (A) tranzitni kružni tok Q_{12}^* biva vrednovan svojom ekonomskom vrijednošću. Crtkana nazubljena linija predstavlja stvarno (fizikalno) zagušenje.	149
57.	Slika 5.2.7.-2. Rente zagušenja R_A i R_B , izražene relativno u odnosu na maksimalnu moguću dodatnu društvenu dobrobit u zoni A, W_{max} , u ovisnosti o ograničenju razmjene kroz zagušeni dio mreže operatora A, izraženom relativno u odnosu na maksimalnu fizibilnu razmjenu, Q_{max} .	153
58.	Slika 5.2.7.-3. Model s dva moguća alternativna puta (B i C) za razmjenu energije između pod-zona unutar kontrolnog područja A.	154
59.	Slika 5.2.7.-4. Model s alternativnim putem s dva kontrolna područja u seriji (B i C), kojim se ostvaruje dio razmjene energije između pod-zona unutar interno zagušenog kontrolnog područja A.	155
60.	Slika 5.2.7.-5. Normirane vrijednosti ukupne dodatne društvene dobrobiti, W/W_{max} , te renta zagušenja, R/W_{max} , u modelu prema slici 5.2.7.-4, uz parametre definirane kao u tekstu. Kružić: društvena dobrobit, W/W_{max} . Kvadrat: ukupna renta zagušenja. Trokut: renta koju bi ubrao jedan operator sustava.	157
61.	Slika 5.2.7.-6. Normirane rente zagušenja u ovisnosti o normiranom ograničenju prijenosa u mreži operatora A. Pune linije: rente koje se prikupljaju na samom zagušenju (romb), te izvan njega (kvadrat). Crtkane linije: rente koje prikuplja operator sustava A (trokut), odnosno ostali operatori (kružić).	157
62.	Slika 5.2.7.-7. Normirane rente zagušenja u ovisnosti o udjelu tranzita u ukupnom toku energije između pod-zona zone A. Pune linije: rente koje se prikupljaju na samom zagušenju (romb), te izvan njega (kvadrat). Crtkane linije: rente koje prikuplja operator sustava A (trokut), odnosno ostali operatori (kružić).	158
63.	Slika 5.4.-1. Simulacija granične društvene koristi od povećanja prekograničnih kapaciteta na odabranim granicama unutar EU-a, za 2011., 2012. i 2013. Ukupni iznosi po godinama: 2011.: 95,9 M€/100MW; 2012.: 118,6 M€/100MW; 2013.: 126,4 M€/100MW. Izvor: ACER/CEER (2014).	165

Napomena: U ovom popisu, kao i u potpisima slika u disertaciji, izvor je naznačen samo uz slike koje nije načinio autor.

ŽIVOTOPIS

Dubravko Sabolić rođen je 1969. u Zagrebu. Stupanj doktora znanosti u području elektrotehnike, odnosno magistra znanosti u području ekonomije, stekao je redom u rujnu 2004. i siječnju 2007. na Sveučilištu u Zagrebu. Profesionalnu karijeru započeo je u srpnju 1994. u Hrvatskoj elektroprivredi. Od travnja 2007. do lipnja 2012. bio je direktor društva koje danas nosi ime Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. Trenutno radi u istom poduzeću kao službenik za nadzor regulatorne usklađenosti. Pored redovnog posla, bio je angažiran u nizu javnih i obrazovnih aktivnosti. Od prosinca 2001. do rujna 2004. bilo je član Vijeća za telekomunikacije, nacionalnog regulatornog tijela za telekomunikacijska tržišta. Od sredine 2005., pa sve do kraja pregovora, aktivno je sudjelovao u pripremi pristupnih pregovora između Republike Hrvatske i Europske unije, kao član dvije radne grupe, u poglavljima Informacijsko društvo i mediji, odnosno Energija. Također je radio kao član nekoliko savjetodavnih tijela i radnih grupa osnovanih od strane Vlade Republike Hrvatske, odnosno njenih ministarstava. Vanjski je suradnik Fakulteta elektrotehnike i računarstva u Zagrebu, u naslovnom zvanju izvanrednog profesora. Od 2005. na ovamo predaje Inženjersku ekonomiku na preddiplomskom studiju istog fakulteta. U 2009. i 2010. držao je nastavu na predmetu Tržište električnom energijom na diplomskom studiju Elektrotehničkog fakulteta u Osijeku. Od 2014. predaje na predmetu Pravo konkurencije na poslijediplomskom studiju na Ekonomskom fakultetu u Zagrebu. Autor je dvije knjige i oko stotinu stručnih i znanstvenih radova.