



УНИВЕРЗИТЕТ У НОВОМ САДУ

ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА



УПРАВЉАЊЕ РИЗИКОМ НА ТРЖИШТИМА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РАЗВОЈУ

ДОКТОРСКА ДИСЕРТАЦИЈА

Ментор:
Проф. др Добромиров Душан

Кандидат:
Зорана Божић

Нови Сад, 2021.

КЉУЧНА ДОКУМЕНТАЦИЈСКА ИНФОРМАЦИЈА¹

Врста рада:	Докторска дисертација
Име и презиме аутора:	Зорана Божић
Ментор (титула, име, презиме, звање, институција):	Проф. др Душан Добромиров, редовни професор, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду
Наслов рада:	Управљање ризиком на тржиштима електричне енергије у развоју
Језик публикације (писмо):	Српски (латиница)
Физички опис рада:	Страница 150 Поглавља 7 Референци 232 Табела 24 Слика 25 Графикона 15 Прилога 15
Научна област:	Индустријско инжењерство и инжењерски менаџмент
Ужа научна област (научна дисциплина):	Производни системи, организација и менаџмент
Кључне речи / предметна одредница:	Волатилност цене електричне енергије, берзе електричне енергије, спот трговина
Резиме на језику рада:	У овом раду је анализирано 15 берзи електричне енергије у Европи са посебном пажњом усмереном ка тржиштима Југоисточне Европе, у погледу њихове волатилности. Циљ рада је да се испита волатилност на овим тржиштима, као и њихова корелација са развијеним Европским тржиштима. Волатилност се мери помоћу концепта брзине промене цене на дневном/месечном/кварталном/годишњем и укупном нивоу посматраних просечних цена. Резултати откривају да је волатилност већа на новим тржиштима Југоисточне Европе, него на развијенијим Европским тржиштима. Најмање волатилан је Грчки пул, затим Швајцарско и Аустријско тржиште. Бугарско тржиште је највише волатилно, а затим и Румунско, што чини готово двоструко већу волатилност у односу на претходно поменуто тржиште. Матрица корелације показује позитивну корелацију међу свим тржиштима, у погледу њихових просечних цена.
Датум прихватања теме од стране надлежног већа:	06.07.2018.

¹ Аутор докторске дисертације потписао је и приложио следеће Обрасце:

5б – Изјава о ауторству;

5в – Изјава о истовестности штампане и електронске верзије и о личним подацима;

5г – Изјава о коришћењу.

Ове Изјаве се чувају на факултету у штампаном и електронском облику и не кориче се са тезом.

Датум одбране: (Попуњава одговарајућа служба)	
Чланови комисије: (титула, име, презиме, звање, институција)	Председник: Проф. др Веселин Перовић, редовни професор, Факултет техничких наука, Нови Сад Члан: Проф. др Пеђа Милосављевић, редовни професор, Машински факултет Ниш Члан: Проф. др Ђорђе Вукелић, редовни професор, Факултет техничких наука, Нови Сад Члан: Проф. др Младен Радишић, ванредни професор, Факултет техничких наука, Нови Сад
Напомена:	

KEY WORD DOCUMENTATION²

Document type:	Doctoral dissertation
Author:	Zorana Božić
Supervisor (title, first name, last name, position, institution)	PhD Dušan Dobromirov, Full Professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad
Thesis title:	Risk management at emerging power markets
Language of text (script):	Serbian language (latin script)
Physical description:	Pages 150 Chapters 7 References 232 Tables 24 Illustrations 25 Graphs 15 Appendices 15
Scientific field:	Industrial Engineering and Engineering Management
Scientific subfield (scientific discipline):	Production Systems, Organization and Management
Subject, Key words:	Power price volatility, power exchanges, spot trading
Abstract in English language:	In this paper 15 power markets in Europe are examined with novelty of special attention dedicated to the SEE markets, in terms of power price volatility. The aim of this paper is to investigate volatility on South East European markets, and their correlation with developed European markets. Power price volatility is measured by price velocity concepts, the daily velocity based on daily/monthly/quarterly/yearly and overall average power prices. The outcomes reveal that power price volatility is higher in new South East European markets than in more mature European markets. The least volatile market is the Greek pool, followed by Switzerland and Austria. Bulgarian market is the most volatile, followed by the Romania, and these markets are nearly twice as volatile as the ones previously mentioned. A correlation matrix is carried out and confirms positive correlation between all markets in terms of their average prices.
Accepted on Scientific Board on:	06.07.2018.

² The author of doctoral dissertation has signed the following Statements:

5Ā – Statement on the authority,

5B – Statement that the printed and e-version of doctoral dissertation are identical and about personal data,

5r – Statement on copyright licenses.

The paper and e-versions of Statements are held at the faculty and are not included into the printed thesis.

Defended: (Filled by the faculty service)	
Thesis Defend Board: (title, first name, last name, position, institution)	President: PhD Veselin Perović, Full Professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad Member: PhD Peđa Milosavljević, Full Professor, Faculty of Mechanical Engineering, Niš Member: PhD Đorđe Vukelić, Full Professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad Member: PhD Mladen Radišić, Associate Professor, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad
Note:	



Energija će pripadati svima...

Zahvalnost

Posebnu zahvalnost dugujem svom mentoru, profesoru dr Dušanu Dobromirovu na prihvatanju saradnje i spremnosti da uvek odgovori na moja pitanja, na nesebičnom deljenju znanja, stručnih i profesionalnih sugestija, ali pre svega neizmerno hvala na podršci, ukazanom poverenju i dragocenim životnim savetima.

Hvala svim članovima komisije za ocenu i odbranu doktorske disertacije koji su svojim korisnim savetima doprineli konačnom izgledu doktorske disertacije.

Zahvaljujem se dragim prijateljima, koji su mi pružali pomoć, podršku i razumevanje za odsustvo od naših druženja i putovanja.

Naposletku, najveću zahvalnost i ljubav dugujem svojim roditeljima, sestri i njenoj porodici, za najtopliju podršku i oslonac u životu, a najviše voljenim bićima Sari i Maši, za osmehe, radost i sreću.

Sadržaj

1. Uvodna razmatranja.....	1
1.1. Definisanje predmeta istraživanja.....	2
1.2. Cilj istraživanja.....	3
1.3. Struktura doktorske disertacije.....	4
2. Teoretske osnove.....	5
2.1. Tržište električne energije.....	5
2.1.1. Pojam i karakteristike tržišta električne energije.....	6
2.1.2. Restruktuiranje, deregulacija i liberalizacija tržišta električne energije.....	9
2.1.3. Razvijenost tržišta električne energije u svetu.....	14
2.2. Elementi tržišta električne energije.....	19
2.2.1. Odlike električne energije.....	19
2.2.2. Načini organizovanja tržišta električne energije.....	27
2.2.3. Proizvodi i cena električne energije.....	38
2.3. Efikasnost tržišta električne energije.....	40
2.3.1. Pojam i podela rizika.....	40
2.3.2. Upravljanje rizikom.....	45
2.4. Tržište derivata.....	51
2.4.1. Forvardi.....	53
2.4.2. Fjučersi.....	54
2.4.3. Opcije.....	62
2.4.4. Svopovi.....	69
2.5. Likvidnost.....	70
2.6. Volatilitnost.....	74
3. Empirijsko istraživanje.....	76
3.1. Definisanje cena električne energije.....	76
3.2. Metodologija istraživanja volatilitnosti cena.....	87
4. Rezultati istraživanja i diskusije.....	95
4.1. Rezultati o volatilitnosti cena.....	95
4.2. Korelacija berzi.....	101
5. Zaključna razmatranja.....	104
6. Literatura.....	108
7. Prilozi.....	123
8. Obrazac Plan tretmana podataka.....	132

Lista slika

Slika 1. Osnovni kriterijum za integraciju tržišta.....	6
Slika 2. Model monopola.....	8
Slika 3. Model veleprodaje.....	11
Slika 4. Model konkurencije u maloprodaji.....	12
Slika 5. Berze električne energije u Evropi.....	16
Slika 6. Model pojedinačog kupca.....	20
Slika 7. Dijagram proizvođača.....	21
Slika 8. Dinamika sistema na tržištu električne energije.....	22
Slika 9. Dijagram trgovine električnom energijom između susednih država.....	24
Slika 10. Dijagram potrošača.....	25
Slika 11. Pul model.....	28
Slika 12. Blok šema toka informacija prilikom trgovine na berzi (kupovina/prodaja).....	32
Slika 13. Model bilateralne trgovine.....	33
Slika 14. Poslovni model SEEPEX berze.....	35
Slika 15. Ciklus upravljanja rizicima.....	45
Slika 16. Dijagram tehnika upravljanja rizikom.....	47
Slika 17. Faze upravljanja kreditnim rizikom.....	48
Slika 18. Vremenska dekompozicija tržišta električne energije.....	52
Slika 19. Trgovina fjučersima na berzi, sa klirinškom kućom.....	61
Slika 20. Svop dijagram.....	69
Slika 21. Princip određivanja tržišne cene (MCP).....	77
Slika 22. Mogući (standardni) slučajevi preseka krivih ponuda za prodaju i kupovinu.....	78
Slika 23. Mogući (nestandardni) slučajevi kada nema preseka krivih ponuda za prodaju i kupovinu...78	
Slika 24. Proces kliringa na SEEPEX-u.....	80
Slika 25. Piramida otkrića cene.....	84

Lista grafikona

Grafikon 1. Ponuda prodavca (proizvođača).....	26
Grafikon 2. Ponuda kupca (potrošača).....	26
Grafikon 3. Profit duge fjučers pozicije.....	55
Grafikon 4. Profit kratke fjučers pozicije.....	55
Grafikon 5. Odnos spot i fjučers cene.....	60
Grafikon 6. Promena baze neposredno pre isteka ugovora.....	60
Grafikon 7. Kupac kol opcije.....	66
Grafikon 8. Prodavac kol opcije.....	67
Grafikon 9. Kupac put opcije.....	68
Grafikon 10. Prodavac put opcije.....	68
Grafikon 11. Mehanizam određivanja cene.....	77
Grafikon 12. Jednostrane i dvostrane aukcije.....	79
Grafikon 13. Pregled dobijenih vrednosti volatilnosti cena na berzama.....	97
Grafikon 14. Volatilnost cena kod najmanje i najviše volatilnih tržišta.....	100
Grafikon 15. Kretanje prosečnih cena.....	100

Lista tabela

Tabela 1. Osnovne razlike između berze i pula.....	29
Tabela 2. Podela rizika.....	42
Tabela 3. Tabelarni pregled kol i put opcije.....	63
Tabela 4. Tabelarni pregled opcije na fjučerse.....	65
Tabela 5. Nazivi berzi/pulova.....	86
Tabela 6. Prosečna vrednost volatilnosti cena za posmatrani period.....	95
Tabela 7. Redosled berzi po kriterijumu vrednosti dobijenih volatilnosti cena.....	96
Tabela 8. Statistički pokazatelji o volatilnosti cena.....	98-99
Tabela 9. Korelacija DVDA.....	101
Tabela 10. Korelacija DVOA.....	101
Tabela 11. Korelacija DVYA.....	102
Tabela 12. Korelacija DVQA.....	102
Tabela 13. Korelacija DVMA.....	103
Tabela 14. Korelacija prosečnih cena.....	103
Tabela P1. Pokazatelji deskriptivne statistike za HUPX.....	123
Tabela P2. Pokazatelji deskriptivne statistike za BSP.....	124
Tabela P3. Pokazatelji deskriptivne statistike za Cropex.....	124
Tabela P4. Pokazatelji deskriptivne statistike za EEX.....	125
Tabela P5. Pokazatelji deskriptivne statistike za Phelix.....	125
Tabela P6. Pokazatelji deskriptivne statistike za GME North.....	126
Tabela P7. Pokazatelji deskriptivne statistike za GME South.....	126
Tabela P8. Pokazatelji deskriptivne statistike za Henex.....	127

Tabela P9. Pokazatelji deskriptivne statistike za Seepex.....	127
Tabela P10. Pokazatelji deskriptivne statistike za OTE.....	128
Tabela P11. Pokazatelji deskriptivne statistike za Ibex.....	128
Tabela P12. Pokazatelji deskriptivne statistike za Opcom.....	129
Tabela P13. Pokazatelji deskriptivne statistike za Okte.....	129
Tabela P14. Pokazatelji deskriptivne statistike za Swissix.....	130
Tabela P15. Pokazatelji deskriptivne statistike za France.....	130

1. Uvodna razmatranja

Električna energija je osnovna roba u svakodnevnom životu. Prema (Nicolaisen, et al., 2001), njeno pravilno korišćenje i upravljanje snabdevanjem vodi ka privrednom rastu države. Autori (Quirnbach & Acton, 1987), kao i (Brennan, et al., 2014) zaključuju da svaka industrija električne energije mora ispuniti tri osnovne funkcije. Prvo, mora proizvoditi električnu energiju iz postojećih kapaciteta. Drugo, mora distribuirati električnu energiju krajnjim potrošačima. Treće, mora se baviti dugoročnim planiranjem i investicijama za proizvodnju novih kapaciteta. Nekadašnje prakse u industriji nisu obezbedile prave podsticaje kako bi se osigurala efikasnost tržišta. Posledica toga je bio poziv za restrukturiranjem industrije električne energije kako bi postala konkurentnija industrija gde bi cene bolje odrazile prave troškove. U isto vreme, izražena je zabrinutost da restrukturiranje može u stvari dovesti do gubitka efikasnosti.

Osnovni koncept restrukturiranja tržišta električne energije je smanjenje troškova električne energije za potrošače. Ovo se može ostvariti uvođenjem konkurencije među proizvođače i kupce električne energije, eliminacijom najskupljih i neefikasnih jedinica i primenom novih efikasnijih tehnologija (Prabavathi & Gnanadass, 2015). Robna tržišta su drugačija od finansijskih tržišta, a energetska tržišta su među najkompleksnijim robnim tržištima. Ovo je pre svega zbog fizičkih ograničenja kao što je lokalna priroda tržišta, blaga fleksibilnost u ponudi i tražnji, kao i ograničenost obima transfera. Ova stroga fizička ograničenja utiču na celokupnu dinamiku energetskih tržišta i doprinose rastu specifičnih osobenosti. Kratkoročna dinamika proizvodnje, prenosa i šokova potražnje na fizičkom dan unapred tržištu uzrokuju ekstremnu kratkoročnu volatilnost cena električne energije na deregulisanom tržištu i time obezbeđuje apsolutnu potrebu za procenom rizika pri trgovini električnom energijom (Dahlgren, et al., 2003). Dugoročna dinamika se više bavi dugoročnim trendovima na terminskim tržištima električne energije (Bauwens, et al., 2013).

Nedavna liberalizacija tržišta električne energije širom sveta dovela je do pojave berzi električne energije, gde se električnom energijom trguje kao bilo kojom drugom robom. Prvi ugovori kojima se trgovalo na ovim berzama su bili ugovori za dan unapred isporuku električne energije – SPOT ugovori. Međutim, kako upravljanje rizicima predstavlja sve veći pritisak za potrošače i proizvođače električne energije, uvode se ugovori za buduću isporuku električne energije odnosno, fjučers ugovori (Borovkova & Geman, 2006). Berza je centralizovano tržište i obezbeđuje sigurnost trgovcima. Manje je fleksibilno jer trgovci moraju poštovati određena pravila, koristi jednostavne ponude za količinu i cenu energije.

Berze električne energije su posledica liberalizacije tržišta električne energije ali su u međuvremenu postale jedan od bitnih pokretača ovog procesa i njihova uloga u formiranju zajedničkog jedinstvenog tržišta električne energije na teritoriji čitave Evrope postaje sve značajnija. One signaliziraju cene čime pomažu u donošenju investicionih odluka o izgradnji proizvodnih/prenosnih kapaciteta. Direktna veza ponude i potražnje može da omogući visoki stepen likvidnosti, a sistem finansijskog poravnanja garantuje finansijsku sigurnost svim učesnicima. Berze električne energije su neutralan subjekt na tržištu koji mora da obezbedi integritet tržišta, finansijsku sigurnost i mogućnost sklapanja konkurentskih ugovora, a samo organizovano tržište koje ima osobine da je javno, pregledno i dostupno svima pod istim uslovima, može da zadovolji i poštovanje javnog interesa.

1.1. Definisane predmeta istraživanja

Najstarija tržišta električne energije su tržišta Nordijskih zemalja, dok su najmlađa tržišta na teritoriji Jugoistočne Evrope. Osnovna razlika između navedenih tržišta jeste razlika u pogledu likvidnosti. Jedan od značajnijih faktora koji utiču na likvidnost jesu i procesi volatilnosti cena. Predmet istraživanja je merenje volatilnost spot cena električne energije na organizovanom berzanskom tržištu u regionu Jugoistočne Evrope, u svrhu donošenja zaključka o likvidnosti tržišta i stepena njegovog razvoja u odnosu na starija Evropska tržišta. Nakon izvršenog istraživanja, dobijenih rezultata i diskusije, dolazi se do novih saznanja na polju razvijenosti berzi električne energije, koja dalje doprinose pravilnom razumevanju procesa formiranja jedinstvene tržišne cene električne energije zasnovane na ekonomskim principima ponude i tražnje.

Tržište električne energije traži da zadovolji potražnju potrošača za električnom energijom po minimalnoj ceni. Ovo zahteva kratkoročnu efikasnost, rad postojećih resursa po minimalnoj ceni i dugoročne investicije u pravoj količini i kombinaciji resursa. Do oba cilja se otežano stiže usled svojstava tržišta električne energije. Ponuda i potražnja moraju biti uravnoteženi u svakom trenutku i na svakoj lokaciji. Fizička ograničenja mreže se moraju poštovati. A potražnja često ne reaguje na fluktuacije cena. Dobro formirano tržište je potrebno za efikasnost, ali nije dovoljno. Efikasnost zahteva da rešavanje pitanja rizika, tržišne moći i investicija (Ausubel & Cramton, 2010).

Električna energija kada se proizvede ne može da se skladišti. Proizvodnja i potrošnja moraju biti u ravnoteži u mrežnom sistemu. Ovo svojstvo čini električnu energiju jedinstvenom u poređenju sa drugom robom i često se električna energija opisuje kao roba u rasutom stanju. Male promene u opterećenju ili proizvodnji mogu uzrokovati velike promene u ceni, što vodi ka velikoj volatilnosti (Ignatieva, 2014). Problemi kapaciteta i prenosa, kao i privremene neravnoteže u potražnji i ponudi na tržištu električne energije (koje je teško ispraviti u kratkom roku), doprinose fluktuaciji cena i volatilnostima koje su ekstremnije za razliku od onih kod druge robe.

„Problem varijacije cene”, kako to naziva (Mandelbrot, 1967), je bio jedan od problema o kome se najviše razgovaralo u ekonomiji. Na tržištima robe koja se ne može skladištiti, kao što je električna energija, mehanizmi trgovanja moraju kontinuirano obezbediti poravnanje tržišta (Sapio, 2012). Kod električne energije, neravnoteža između potražnje i ponude izaziva prekid napajanja ovim energentom.

Cene električne energije ne zavise samo od sezone već i od toga da li je radni ili neradni dan. U nekim ekstremnim slučajevima su čak zabeleženi skokovi cena u toku dana, što čini cene električne energije vrlo promenljivim. Značaj sezone uglavnom, ali ne u potpunosti, zavisi od temperature. Na cene takođe utiču ekstremni vremenski uslovi ili količina padavina/sunčanih časova, baš kao u slučaju sezona kod useva i žetve (Bjerstaf & Södergren, 2012). Dobavljači i korisnici električne energije su obično „dislocirani” u pogledu njihove lokacije, stoga se kaže da su tržišta električne energije decentralizovana. Na zajedničkim tržištima kapitala jedna jedinica neke valute ima jednaku vrednost svuda, u suprotnom bi se pojavile očigledne mogućnosti za arbitražu. To jednostavno nije moguće na tržištima električne energije, iz više razloga, kao što su ograničenja kapaciteta elektroenergetske mreže. Pored toga, nemogućnost skladištenja električne energije time doprinosi visokoj volatilnosti cena energije.

Kada je poznata dinamika ponašanja cena, moguće je naći lakši način za modelovanje i kvantifikaciju rizika kojem su učesnici na tržištu izloženi, kako bi zaštitili svoje interese. Prvo, stabilno tržište električne energije ima u svojoj osnovi spot tržište električne energije. Važno je da spot tržište električne energije šalje pouzdane cenovne signale. Drugo, razvijeno tržište električne energije se oslanja na konkurenciju; stoga, ulazne barijere se moraju svesti na minimum. I konačno, tržište električne energije zavisi od dugoročnih očekivanja cena; stoga, važno je da investitori imaju poverenja u stabilnost tržišta na duge staze (Ausubel & Cramton, 2010).

Spot cene električne energije na novim tržištima električne energije su volatilne, što je posledica jedinstvenih fizičkih atributa proizvodnje i distribucije električne energije. Nekontrolisano izlaganje riziku tržišnih cena može dovesti do razarajućih posledica za tržišne učesnike u restrukturiranoj elektroenergetskoj industriji. Sistemi električne energije su izloženi interakciji između ekonomskih interesa i fizičkih ograničenja. Kao glavno fizičko ograničenje, ekvilibrijum između proizvodnje i potrošnje električne energije, uvek mora da se ostvari. Kako bi obezbedili ovo na ekonomski najefikasniji način, sistemi električne energije uobičajeno naslede okvir višefaznog tržišta koji se sastoji od tržišta terminskih ugovora, dan-unapred tržišta i tržišta balansiranja (Deng & Oren, 2006).

Još jedna važna specifičnost tržišta električne energije je mreža prenosa jer ne postoji alternativa za prenos električne energije. Autori (Haldrup & Nielsen, 2006) sugerišu da ograničenja prenosa između međupovezanih regiona mogu imati jak uticaj na dinamiku spot cena. Zaista, formiranje cene se razlikuje u zavisnosti od toga da li postoji zagušenje ili ne između međupovezanih zona kojima upravljaju različiti operatori prenosnog sistema. Uobičajeno je da se spot cene određuju putem posebnih aukcija za svaku zonu.

U radu o analizi likvidnosti tržišta električne energije u Velikoj Britaniji, grupa autora (Rasool, et al., 2009) tvrdi da je likvidnost važna osobina tržišta koje dobro radi. Likvidnost se može definisati kao sposobnost da se brzo kupi ili proda željena roba ili finansijski instrument bez značajne promene u ceni i bez značajnih troškova transakcije. Ključna osobina likvidnog tržišta je da ima veliki broj kupaca i prodavaca spremnih da obavljaju transakcije u svako doba.

1.2. Cilj istraživanja

Kako je električna energija postala predmet trgovine, formirala su se tržišta i berze. Cene kojima se trguje na berzama električne energije su veoma volatilne i one variraju iz časa u čas, pa čak i iz minuta u minut. Evropska unija ima za cilj da postigne izjednačavanje cena u okviru zemalja članica ali i da u tom procesu integriše i ostatak zemalja starog kontinenta. Sa dugom tradicijom trgovine, Nordijske zemlje kao i zemlje Centralne Evrope, pružaju korisno iskustvo novoformiranim tržištima električne energije u regionu Jugoistočne Evrope. Treba napomenuti da nisu sva tržišta Jugoistočne Evrope nova, naime Grčka i Rumunija imaju zrela tržišta.

Fokusiranje na tržišta Jugoistočne Evrope je važno iz više razloga. Prvo, većina razvijenih zemalja sa dugom istorijom trgovine električnom energijom, bazira razvoj svog poslovanja na proširivanju trgovine na novim tržištima. Drugo, Jugoistočna Evropa sa svojim geografskim položajem igra vitalnu ulogu kada je u pitanju snabdevanje energijom na relaciji između Centralne i Južne Evrope. Treće, restruktuirana tržišta kao što su Srpsko, Hrvatsko i Bugarsko, mogu da doprinesu povećanju konkurentnosti i izjednačavanju cena između Evropskih tržišta.

Opšti cilj istraživanja je utvrđivanje uticaja likvidnosti na razvoj tržišta električne energije. Proučavanje će omogućiti dostizanje saznanja značajnih za aktere u trgovini električnom energijom, energetske kompanije, institucije i društvo u celini. Primarni cilj je primenljivost rezultata istraživanja, a istraživanje je prema funkciji usmereno na proveravanje hipoteze. Naučni cilj je prepoznatljiv u oblasti doprinosa proučavanja razvoja berzi električne energije, sa posebnim osvrtom na berze u regionu.

U skladu sa prethodno navedenim, osnovno istraživačko pitanje ovog rada, sadržano je u glavnoj hipotezi:

H0: Novoformirana tržišta Jugoistočne Evrope su volatilnija od zrelijih Centralno Evropskih tržišta.

Na osnovu predmeta istraživanja izdvojene su sledeće posebne hipoteze:

H1: Sva tržišta Jugoistočne Evrope su volatilna.

H2: Isključivo nova tržišta Jugoistočne Evrope su volatilna.

H3: Postoji negativna korelacija između manje volatilnih i više volatilnih tržišta u Evropi.

H4: Postoji pozitivna korelacija prosečnih cena električne energije na berzama u Evropi.

1.3. Struktura doktorske disertacije

Rad je podeljen u sedam poglavlja koje predstavljaju zasebne celine koje su međusobno povezane. U okviru prvog poglavlja date su uvodne odredbe i razmatranja u oblasti istraživanja, analizirani su predmet i ciljevi istraživanja, definisane hipoteze i očekivani rezultati sprovedenog istraživanja.

U okviru drugog poglavlja prikazane su teoretske osnove disertacije, uz pregled stanja u oblasti istraživanja. Načinjen je poseban osvrt na elemente i strukturu tržišta električne energije, uz kratak pregled istorijata. Definisani su proizvodi kojima se trguje na berzama električne energije, njihove karakteristike i rizici koji ih odlikuju.

Treće poglavlje je empirijsko istraživanje. Ovo poglavlje bliže definiše podatke koji se koriste u analizi. Prezentovane su cene električne energije za 15 berzi električne energije. Nakon toga, definisan je metodološki model koji je korišćen pri analizi. Prikazan je razvoj modela volatilnosti cena električne energije.

Naredno, četvrto poglavlje opisuje dobijene rezultate i diskusije. Peto poglavlje sadrži izvedena zaključna razmatranja koja proizlaze iz rezultata dobijenih istraživanjem, uz predloge o mogućim daljim pravcima istraživanjima.

U šestom poglavlju dat je spisak korišćene stručne i naučne literature, dok poslednje sedmo poglavlje sadrži priloge navedene u radu.

2. Teoretske osnove

Istorijski gledano, električna energija se često centralizovano proizvodila u hidroelektranama, nakon čega se prešlo na motore i parne turbine pomoću primarnih izvora energije kao što su ugalj, nafta, gas i uranijum. U skorije vreme, došlo je do promene ka distribuiranoj proizvodnji (Pepermans, et al., 2005) i snabdevanju energije iz obnovljivih izvora, prevashodno pomoću vetrogeneratora. Električnu energiju nije moguće skladištiti na ekonomičan način, stoga se proizvodnja i opterećenje (potrošnja + gubici) moraju u svakom trenutku balansirati. Štaviše, prenos električne energije je nemoguće kontrolisati na ekonomičan način, što znači da se tokovi energije distribuiraju sami preko prenosne mreže. Posledica toga je da nije jednostavno upravljati ograničenjima takve mreže. Opasnost kod elektroenergetskog sistema leži u tome što otkaz jednog jedinog elementa može da dovede do kolapsa čitavog sistema. Da bi se sprečili prekidi u snabdevanju, mreža je projektovana i radi tako da može da apsorbuje kvar svakog pojedinačnog kritičnog elementa.

2.1. Tržište električne energije

Kod tržišta električne energije, potrošači kupuju električnu energiju svaki put kada uključe aparate koji je koriste, a da prethodno nikada ne proveravaju njenu cenu. Funkcionisanje tržišta električne energije je otežano jer su ponude ograničene (problem „oskudice”), a dodatno je pogoršano usled kombinacije oskudice i ekstremno neelastične ponude (Hunt, 2002). Ovo je mana koja čini tržišnu moć glavnim problemom na mnogim tržištima električne energije koja su čak i dobro strukturirana (Joskow, 2001). Situacija je ozbiljnija uz prisustvo nekoliko tehničkih atributa. Prvo, električna energija se ne može skladištiti u ekonomski velikom obimu. Ne može se kupiti u periodima niske ponude i skladištiti do perioda visoke potražnje. Ovo implicira da kada je kapacitet ograničen, potražnja prekoračuje maksimalni kapacitet i ne postoji skladište, čak i dobavljač sa 1% od ukupne proizvodnje može imati podsticaj da ostvari tržišnu moć i postane glavni akter na tržištu. Drugo, električna energija se prenosi preko mreže a prenosni sistem je prilično ranjiv, svaki neočekivani događaj kao što su promene u korišćenju od strane potrošača, ili iznenadni gubitak proizvodnje u elektrani može destabilizovati celu mrežu i zagušiti je. Kada se ograničenja prenosa sretnu u datoj tački mreže, električna energija se ne može uvoziti/izvoziti u lokalnu oblast gde je došlo do zagušenja, tada lokalni dobavljači postaju jedini koji prodaju električnu energiju i oni imaju tržišnu moć. Hidroelektrane se ponekad mogu smatrati kao oblik skladištenja, jer one skladište vodu koja se može sačuvati za period najveće potražnje, ali ovo nije stvarno skladište električne energije, voda mora proći kroz turbo-generator da bi se proizvela električna energija, tako da je to u velikoj meri isto kao kada postoji zalih uglja koja se smatra „usklađenom električnom energijom”, osim što hidroelektrana reaguje mnogo brže.

Sa ukupnom godišnjom proizvodnjom od 3.500 TWh i 250 milijardi evra godišnje prodaje, elektroindustrija je jedna od najvažnijih industrija u Evropi (EC, 2017). Ovaj sektor je ključan, jer utiče na sve druge sektore s obzirom na to da je električna energija ključna za sve privredne delatnosti. Električna energija može da čini do 60% ukupnih troškova za određene velike potrošače, kao što su

fabrike hemikalija i aluminijuma. Zato konkurentnost evropske industrije u velikoj meri je povezana sa konkurentnošću sopstvene elektroindustrije.

2.1.1. Pojam i karakteristike tržišta električne energije

Kao i voda, električna energija je neophodna roba koju troše različiti potrošači u svakom trenutku. Nema sumnje da je efikasna upotreba energije stvar opšteg interesa i da je posebno relevantna za borbu protiv klimatskih promena, stoga je potrebno izvršiti promene politike energetske efikasnosti kako bi se uklonile tržišne barijere za primenu i poboljšanje energetske efikasnosti (Morvaj & Bukarica, 2010). Instrumenti energetske politike za poboljšanje energetske efikasnosti treba da stimulišu tržište na veću efikasnost, ali na takav način da postignu čistije okruženje, veći životni standard, konkurentniju industriju i pouzdanije snabdevanje energijom. Pored toga, one bi trebalo da su u skladu sa stvarnim zahtevima tržišta i prilagodljive promenljivim zahtevima tržišta kako bi se ciljevi postigli na idealan način (Lund, 2007).

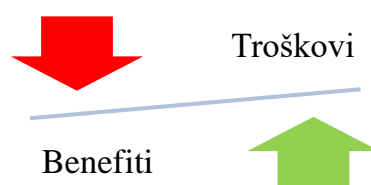
Da bi se poboljšala energetska efikasnost potrebno je (Morvaj & Bukarica, 2010):

- smanjiti prekomerno i nepotrebno korišćenje energije uvođenjem zakona i energetske politike koja podstiče promene u ponašanju,
- smanjiti energetske gubitke primenom mera poboljšanja energetske efikasnosti i uvođenjem novih tehnologija,
- pratiti potrošnju energije kako bi se dobila potpuna slika potrošnje energije kao i njene posledice i
- upravljati potrošnjom energije unapređenjem održavanja.

Energetsku efikasnost treba shvatiti kao skup organizovanih aktivnosti koje se primenjuju unutar granica definisanog energetskeg sistema s ciljem smanjenja potrošnje ulazne energije, štetnih emisija gasova i troškova energije bez promene u nivou izvršenih usluga. Sama definicija ukazuje na složenost problema koji proističe iz potrebe za povezivanjem ljudi, procedura i tehnologija kako bi se postiglo dosledno i trajno poboljšanje energetske efikasnosti (Gvozdenac, et al., 2014).

Energetsku efikasnost treba smatrati instrumentom za postizanje sveukupne efikasnosti u korišćenju resursa, jer će poboljšanje energetske efikasnosti omogućiti ispunjavanje ciljeva ekonomskog razvoja i ublažiti klimatske promene. Energetska efikasnost je instrument, a ne cilj (Dennis, 2006). Politika energetske efikasnosti je u suštini program transformacije tržišta koji se sastoji od strateških intervencija koje dovode do trajnih promena u strukturi ili funkciji tržišta za sve energetske efikasne proizvode/usluge prakse.

Značaj energetske efikasnosti u ekonomskom smislu je očigledan ako se uzme u obzir činjenica da su troškovi električne energije obično 15-20% od bruto domaćeg proizvoda (Morvaj & Gvozdenac, 2008). S obzirom na ulogu koju ima energetska efikasnost u postizanju globalnih ciljeva borbe protiv klimatskih promena, očigledno je da se radnje moraju koordinirati na svim nivoima - međunarodnom, regionalnom i nacionalnom - kako bi se osiguralo odgovarajuće okruženje za poboljšanje energetske efikasnosti. Prava sila za promene je na lokalnom nivou. Energetske politike treba razvijati na način da se mogu lako primeniti na lokalnom nivou - u domaćinstvima, javnim službama i društvima. Tržište električne energije koje dobro funkcioniše treba da obezbedi cenovne signale koji promovišu efikasne investicije na regionalno tržište električne energije i sigurnost snabdevanja.



Slika 1. Osnovni kriterijum za integraciju tržišta

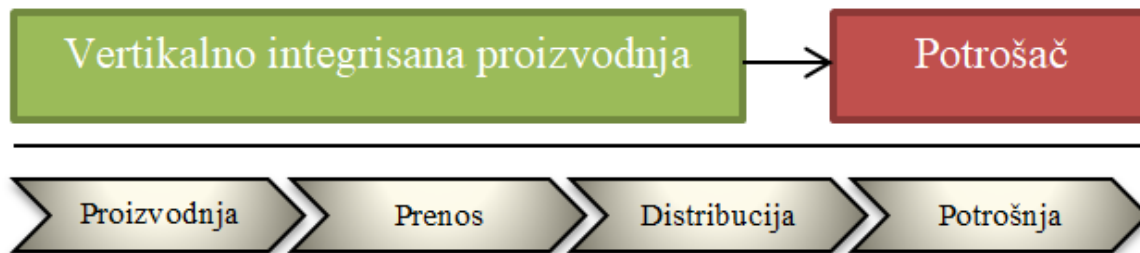
Trgovanje električnom energijom postoji još otkako su uspostavljena javna komunalna preduzeća, a glavna razlika između trgovanja električnom energijom tada i sada je u tome što su potrošači slobodni da izaberu snabdevača. S obzirom na to da se električna energija ne može diferencirati, svi elektroni su fizički isti, ona se definiše kao roba. Ovo „pretvaranje električne energije u robu” tiče se prevashodno veleprodaje. Veleprodajno tržište električne energije može se smatrati direktnim rezultatom razdvajanja između transporta i proizvodnje. Ovaj novi status robe doveo je do razvoja novijih tipova ugovora za trgovanje električnom energijom. Ti ugovori mogu ili da se zaključuju na bilateralnom tržištu ili na organizovanom tržištu. To mogu biti i ugovori sa fizičkom isporukom električne energije (tzv. fizički ugovori) ili finansijski ugovori (kao instrument za smanjivanje rizika). Međutim, svi navedeni ugovori imaju četiri zajedničke karakteristike:

- period isporuke,
- definisanu količinu električne energije,
- lokaciju i
- cenu.

Industrija proizvodnje električne energije je imala karakteristiku ekonomije obima. Vladalo je opšte uverenje da nije bilo načina da se električna energija proizvodi u malim količinama, jer ulaganja u elektranu zahtevaju ogroman kapital, a veće elektrane proizvode niže cene. Prosečan ukupan trošak na duge staze je opao značajno uz povećanje obima, odnosno efikasnosti su rasle sa povećanjem veličina elektrana. Veća društva su bila profitabilnija i proterala su manja. Stoga, ekonomija obima dovodi do pojave i održavanja monopola. Ovo su ekonomisti nazivali „prirodni monopol” (Baumol, 1977) i (Joskow & Tirole, 2007). Prvo, postoje ozbiljne ekonomije obima u izradi i upravljanju sistemom transporta, što čini konkurenciju u tim funkcijama ne-ekonomskom. Empirijski dokazi sugerišu da su ovlašćeni monopoli, za razliku od konkurencije, bili efikasniji u industriji distribucije električne energije. Nema ekonomskog smisla izgraditi višestruke sisteme transporta zbog ogromnog troška, posebno uzimajući u obzir zaštitu životne sredine ili estetiku. Samo jedan komplet prenosnih ili distribucionih vodova bi mogao biti isplativ za bilo koju oblast. Drugo i najvažnije, fizički aspekt električne energije čini nemogućim da se prati jednostavna „putanja ugovora” kroz mrežu. Zaista, električna energija koristi putanju manjeg otpora, prema zakonima fizike. Ovo stvara složene interakcije koje dovode do značajnih „prapatnih troškova mreže”. Osnovna ideja je da prenos karakterišu jake međuzavisnosti između odluka (odluke u vezi rada, investicija ili potražnje) koje se donose u jednom delu mreže i potencijalni uticaj tih odluka na sposobnost ili stabilnost prenosa u drugim delovima. S obzirom na složene interakcije teško je utvrditi koja strana je načinila troškove ili prenela neto koristi na druge korisnike u mreži. Ovo svojstvo veoma otežava uvođenje tržišnih mehanizama radi obezbeđenja stimulacija za razvoj i rad prenosne mreže. Još jedan razlog za monopol i regulisanje prenosnih i distribucionih sistema je taj da je električna energija neophodna roba koja bi trebalo da bude dostupna svima. Ako se ulaganje u prenosne sisteme poveri privatnim konkurentnim društvima (koje pokreću tržišne sile), ta društva bi samo ulagala u velike gradove gde je potražnja za električnom energijom visoka i ignorisala bi udaljene regione. Iz tih razloga su funkcije prenosa i distribucije prirodni monopoli i treba ih regulisati.

Kako bi se električna energija prenela od elektrane do potrošača, ponuda i potražnja za električnom energijom moraju ostati u preciznoj ravnoteži u svakom trenutku. Taj izazovni zadatak zahteva konstantnu koordinaciju između proizvodnje i prenosa. Ako te funkcije pripadaju odvojenim društvima, troškovi bi bili previsoki. Najbolji način da se to uradi po minimalnim troškovima, u to vreme je bio da budu u istom društvu gde jedan organ upravlja sa obe aktivnosti. Još jedno ekonomsko objašnjenje integrisanog monopola je dvostruka marginalizacija. Na primer, dva sukcesivna tržišta, proizvodnja i prenos električne energije, ako se oba monopolizuju, svaki monopolista će iskoristiti svoj profit, stvarajući problem dvostruke marginalizacije. Posledica toga će biti značajan gubitak dobrobiti. Ukoliko su ovi monopolisti vertikalno integrisani, problem dvostruke marginalizacije bi mogao biti delimično rešen. Kada države imaju monopol, one i određuju cene, što je bio slučaj u većini država. Kada privatna društva imaju monopol, mora postojati neki vid regulisanja tako da ne bi mogli ostvariti svoju monopolisku moć. Ovo se odnosi na administrativno uređenje cena i druge aspekte ponašanja društva. Regulatorni instrumenti treba da postoje kako bi se utvrdile cene tako da društva ne mogu zloupotrebiti svoju monopolisku moć da povećaju cene i da bi mogli nadoknaditi sve

svoje fiksne troškove. Takođe je regulisano odlučivanje o novim investicijama u industriji (Pham, 2015).



Slika 2. Model monopola

Krajem 1970-ih godina, duga era zaštite i državnog regulisanja je dovela do pojave društava koja se sporo razvijaju i koja se suprotstavljaju inovacijama i smanjenju troškova. Mnoga društva za električnu energiju su imala dugoročne dugove i godišnje gubitke, sa beskonačnim odlaganjem investicija u infrastrukturu (Hogan, 1999). Kritika regulisanih monopola i integrisanih modela se javila. U isto vreme je došlo do tehnološkog napretka u industriji električne energije (razvoj tehnologije gasne turbine, unapređenja prenosnih sistema) što je ukinulo opšte uverenje o prirodnom monopolu u sektoru proizvodnje. Od kraja 1980-ih godina, napredak i uspeh sistema zasnovanog na tržištu i deregulaciji u mnogim industrijama poput avio industrije, industrije prirodnog gasa i telekomunikacija su prikazali industriju električne energije u novom svetlu, jedan od poslednjih velikih monopola dvadesetog veka. „Deregulacija, reforma, liberalizacija, restrukturiranje” su termini koji se obično koriste za opis ovog procesa. Ukratko, postoje tri osnovna razloga za reformu industrije:

- regulacija se suočava sa nerešenom dilemom,
- uslovi za deregulaciju su potvrđeni i
- konkurencija donosi više koristi nego gubitaka.

Prva velika korist transformacije od regulisanog monopola do konkurentnog tržišta veleprodaje je prenos rizika. Rizik može da se odnosi, na primer, na neizvesnost potražnje, upravljačke odluke u vezi održavanja i investicija, kreditne rizike, rizike neuspeha regulacije i slično. U regulisanom monopolu potrošači preuzimaju najviše rizika dok su u konkurenciji ti rizici u početku na strani dobavljača. Na primer, prema propisima, ako je monopolističko društvo načinilo pogrešan izbor kod investicija ili su regulatorna tela pogrešila, potrošači će platiti te neuspehe. Ako se ovo desi u konkurenciji, dobavljači bi trpeli posledice, ne bi mogli naterati potrošače da plate više za nadoknadu njihovih nepotrebnih izdataka. Ovo pomeranje rizika, zauzvrat, obezbeđuje bolje podsticaje za kontrolu kapitala i operativnih troškova novih i postojećih kapaciteta proizvodnje. Regulacija ne bi mogla garantovati podsticaj dobavljačima da drže niske cene marginalnih troškova i da smanje trošak u isto vreme. Konkurencija to može uraditi istovremeno. U uslovima konkurencije dobavljači preuzimaju većinu rizika i takođe većinu nagrada, jer dobavljači imaju koristi od uloženog novca koji mogu uštedeti od jedne investicione jedinice. Ovo pruža jake podsticaje dobavljačima da uvedu mnoge vrste inovacija radi uštede troškova kao što su mudrije investicije, efikasnije popravke, inovacije u tehnologijama snabdevanja električnom energijom, itd.

U uslovima konkurencije, elektrane treba da ponude takvu cenu koja bi dovela do žestoke konkurencije u kojoj svaki proizvođač ima podsticaj da drži niske cene do marginalnih troškova. Na kraju, krajnji potrošači bi mogli imati koristi od niskih cena za bolje inovativne usluge. Još jedna korist konkurencije dolazi od strane potražnje. Visoke cene tržišta veleprodaje će se preneti na potrošače i učiniće da se suzbije potražnja kada su cene visoke a proizvodnja skupa. Ovo neće pomoći u smanjenju ukupnog troška električne energije, već će obezbediti dugoročne koristi za društvo (u smislu uštede električne energije). Tržišna konkurencija je dobra za potrošače, ali konkurencija se

može uvesti na tržišta koja ne karakteriše „prirodni monopol”. Zaista, jedna od najopravdanijih odbrana starog monopolnog sistema u industriji proizvodnje električne energije je „ekonomija obima”. Ako monopolista može proizvesti električnu energiju jeftinije od mnogih konkurentnih društava, onda deregulacija nema puno smisla (Pham, 2015).

Upotreba ekonomije obima kao motivacije za prirodni monopol je zaista istraživana krajem 1980-ih godina, kada je zabeležen novi tehnološki napredak u proizvodnji električne energije što je umnogome doprinelo ponovnom oblikovanju industrije. Tehnološki napredak, poznat kao gasna turbina sa kombinovanim ciklusom (CCGT), ima tehničku efikasnost od skoro 60% naspram 18% do 36% tehnologija koje koriste nuklearnu snagu ili ugalj, prema *International Energy Agency* (IEA). Trajanje njegove izrade je kraće (manje od 2 godine) uz niske investicione troškove i manji je od starih modela. Ovi tehnički razvoji (zajedno sa razvojem mreža za transport prirodnog gasa) su načinili da CCGT bude dominantan izbor za nove investicije i ulazak u industriju će biti otvoren za svakog razumnog dobavljača. Tvrdnje ekonomije obima da sve veće elektrane proizvode sve niže cene i da je samo država sposobna da izvrši te velike i neophodne investicije, više nisu validne.

Restruktuiranje elektroenergetskog sektora širom sveta i demonopolizacija vertikalno integrisanih elektroprivrednih preduzeća, dovela je do liberalizacije tržišta električne energije i uvođenja konkurencije u ovu, tradicionalno monopolističku oblast. Kao posledica liberalizacije i tretiranja električne energije kao robe, nastale su i berze električne energije (Stoft, 2002), (Boisseleau, 2004), (Meeus, et al., 2004) po ugledu na berze za trgovinu drugim vrstama robe. Međutim, zbog specifičnosti robe koja je ovde predmet trgovine i uvažavanja tehničkih osobenosti fizičke infrastrukture koja omogućava ovu trgovinu, a to je elektroenergetski sistem i naročito njegova prenosna mreža, klasična ekonomska tržišna pravila su morala biti proširena i prilagođena. Imperativno korišćenje tržišnih pravila u skoro svim oblastima elektroenergetike zahteva od elektroinženjera savladavanje i prihvatanje ekonomskih principa i njihovu praktičnu primenu. Stoga je bliska saradnja na relaciji tehnika - ekonomija preko potrebna zarad opšte dobrobiti. Trgovina električnom energijom je postojala i pre procesa deregulacije, kako u okviru samih država tako i između njih, ali je sada mnogo intenzivnija i sa brojnim novim učesnicima.

2.1.2. Restruktuiranje, deregulacija i liberalizacija tržišta električne energija

Elektroenergetski sektor širom sveta prolazi kroz fundamentalnu transformaciju svoje institucionalne strukture zbog složenih interakcija političkih, ekonomskih i tehnoloških sila. Način na koji je industrija organizovana menja se iz vertikalno integrisanih monopola u razdvojene strukture koje prednost daju tržišnim mehanizmima. Regulativa u energetske sektoru, zajedno sa širom industrijskom i politikom zaštite životne sredine, ima značajan uticaj na strukture tržišta i ponašanje učesnika. Politika i regulativa su verovatno bili glavni pokretači liberalizacije tržišta, a često su i podsticali ili usporavali dodeljivanje statusa robe energetskim proizvodima (Srivastava, et al., 2011).

Energetsko tržište, a posebno tržište električne energije, prolazi kroz veliku tranziciju širom sveta. Ovaj proces u Evropi, poznatiji kao proces liberalizacije, ima širok uticaj na evropski elektroenergetski sektor (Boisseleau, 2004). Od regulisanog tržišta, kada nije bilo gotovo nikakve neizvesnosti ili je postojala minimalna neizvesnost u vezi sa budućom zaradom, sada tržište prolazi period liberalizacije i deregulacije. Cene električne energije više ne određuju regulatorna tela, već učesnici na tržištu. Fluktuacije cena i delimična korelacija sa potražnjom predstavljaju odlike svojstvene liberalizovanom tržištu električne energije.

Glavni koraci u reformi tržišta električne energije (Jamash & Pollitt, 2005):

- Restrukturiranje – vertikalno razdvajanje aktivnosti proizvodnje, prenosa, distribucije i snabdevanja.
- Horizontalno razdvajanje proizvodnje i snabdevanja.
- Konkurencija – konkurencija tržišta veleprodaje i maloprodaje. Uključivanje novih učesnika u oblasti proizvodnje i snabdevanja.
- Regulacija – uspostavljanje nezavisnog regulatornog tela. Obezbeđivanje mrežnog pristupa trećim licima.
- Regulativa u oblasti podsticajnih mera za prenosne i distributivne mreže.
- Vlasništvo – dopuštanje novih privatnih učesnika. Privatizacija postojećih poslovnih organizacija u javnom vlasništvu.

Restrukturiranje elektroenergetskog sektora širom sveta i demonopolizacija vertikalno integrisanih elektroprivrednih preduzeća dovela je do liberalizacije tržišta električne energije i uvođenja konkurencije u ovu oblast. Kao posledica liberalizacije i tretiranja električne energije kao robe, nastala su tržišta i berze električne energije po ugledu na trgovinu drugim robama.

Na liberalizovanom tržištu električne energije je važno da se tržišta posmatraju kao efikasna i konkurentna. Takva tržišta veleprodaje obezbeđuju mehanizam, posebno za učesnike koji u industriji nisu vertikalno integrisani, upravljanja rizikom i kupovine električne energije, što zauzvrat može olakšati novi ulazak u sve delove lanca snabdevanja električnom energijom.

Osnovni ciljevi deregulacije tržišta električne energije su bili da se smanji uticaj vlade u sektoru, da se uvede konkurentnost i poveća učešće potražnje, odnosno slobodan izbor dobavljača električne energije (Harris, 2006). Prenos električne energije i sektor distribucije, s druge strane, obično su zadržavali svoje prirodne monopolske položaje. Generalno, smatra se da konkurentnost povećava efikasnost, smanjuje troškove i poboljšava kvalitet (Joskow, 2006). Možda je najubedljiviji argument za monopol bio taj da je proizvodnja električne energije imala karakteristike ekonomije obima. Kako se infrastruktura koristila u sve većem obimu, prosečni troškovi su padali.

U početku su potrošači snabdevali električnom energijom vertikalno integrisani monopoli. Vertikalno integrisana društva su odgovorna za proizvodnju, prenos i distribuciju električne energije potrošačima. Regulisanje industrije električne energije je zasnovano na uverenju da ekonomija obima omogućava proizvodnju električne energije prirodno monopolističkim. Uspeh u privatizaciji avio-industrije i industrije telekomunikacija je ohrabrio restrukturiranje i energetske industrije. Sada, tradicionalno regulisana industrija električne energije prolazi kroz restrukturiranje. Osnovna ideja restrukturiranja obuhvata uvođenje konkurentnih tržišta električne energije, raščlanjivanje energetske usluga i otvaranje pristupa mreži. Cilj restrukturiranja je pružanje boljih mogućnosti za lica koja doprinose industriji i uvođenje režima sa uslugama poboljšanog kvaliteta i izborom za potrošače po ekonomskim cenama (Kirschen & Strbac, 2018).

Istorijski gledano, industrija električne energije je težila ka tome da državna tela zadužena za centralno planiranje i otpremu odlučuju kada aktivirati i koje elektrane, koliko proizvoditi energije i kada ih isključiti (Sheble & Fahd, 1994). Od liberalizacije industrije, razne aukcije električnom energijom su se pojavile i fokus se pomerio na određivanje cena. Pravila transparentnosti i neutralnih cena su ključna za poverenje učesnika koji mogu osporiti tržišni ishod i na kraju obaviti trgovinu na drugom mestu, ako je tržište dobrovoljno (Meeus, et al., 2005).

Liberalizacija predstavlja otvaranje tržišta za konkurenciju. Cene i investicione odluke se stoga određuju na osnovu tržišnih sila. Ekonomska liberalizacija se često povezuje sa privatizacijom, ali ova dva koncepta se razlikuju. Na primer, Evropska Unija je liberalizovala tržište gasa i električne energije, stvarajući konkurentni sistem, ali neka vodeća društva za proizvodnju električne energije kao što je francusko društvo EDF i švedsko društvo Vattenfall ostaju delimično ili potpuno u državnom vlasništvu. Materijalna privatizacija je promena vlasništva iz javnog u privatno (vlasništvo). S druge strane, formalna/funkcionalna privatizacija je angažovanje privatnog sektora za neke funkcije.

Donosiocima odluka (pojedinačne elektrane ili regulatorno telo) su potrebni odgovori na pitanja kao što su:

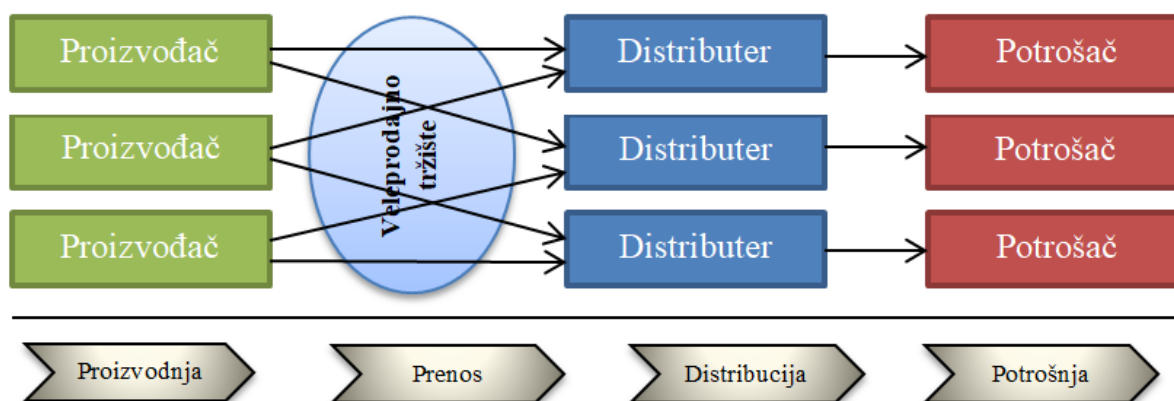
- Na kojem nivou proizvođači treba da odrede cenu električne energije kako bi maksimizovali tržišno učešće, kratkoročnu profitabilnost i dugoročna očekivanja?
- Koje tehnologije i lokacije će biti privlačnije u decentralizovanom konkurentnom okruženju?
- Kako će konkurenti reagovati na određene trendove ponašanja?
- Koji je uticaj infrastrukture prenosa i troškova na cene električne energije i profit proizvođača?
- Kako regulatorno telo može obezbediti da konkurentne i stabilne cene budu dominantne na tržištu?

Postoji mnogo sila koje pokreću restrukturiranje tržišta električne energije širom sveta. Te sile su (Fianu, 2013):

- nove tehnologije proizvodnje,
- konkurentna globalna ekonomija koja zahteva smanjenje ulaznih troškova jer električna energija predstavlja primarni ulaz za mnoge industrije,
- država, kao vlasnik i upravljač tradicionalnim infrastrukturnim industrijama, ne može da odgovori jednako brzo kao privatni vlasnici na ekonomske i tehnološke promene, zbog čega se javlja potreba za privatizacijom,
- informacione tehnologije i komunikacioni sistemi omogućavaju razmenu ogromnih količina informacija koje su neophodne da bi se upravljalo tržištima električne energije.

Do današnjeg dana, predlozi za restrukturiranje industrije električne energije su bili fokusirani prvenstveno na tržište veleprodaje električne energije. Na ovom tržištu se električna energija proizvodi u elektranama („proizvođači“) iz postojećih kapaciteta i prodaje ili drugim proizvođačima ili nekoj vrsti društva za pružanje elektroenergetskih usluga. Društva za pružanje elektroenergetskih usluga naknadno preprodaju električnu energiju domaćinstvima, industriji ili komercijalnim potrošačima na tržištu maloprodaje. Kratkoročna efikasnost proizvodnje na tržištu veleprodaje električne energije zahteva da trenutna potražnja bude ispunjena korišćenjem najmanje skupe kombinacije postojećeg kapaciteta (Weiss, 1997). Svaki mehanizam na tržištu predložen za kratkoročno efikasno utvrđivanje trgovanja na tržištu veleprodaje električne energije, mora rešiti četiri zadatka (Quirnbach & Acton, 1987):

1. Kupci i prodavci koji bi imali koristi od trgovanja se moraju identifikovati,
2. Ti kupci i prodavci se moraju upariti tako da se maksimizuje ukupan profit od trgovanja,
3. Specifična cena i nivo količine se mora odrediti za svaki upareni par kupac-prodavač,
4. Trgovanja između uparenih kupaca i prodavaca se moraju odvijati bez ograničenja prenosne mreže električne energije.

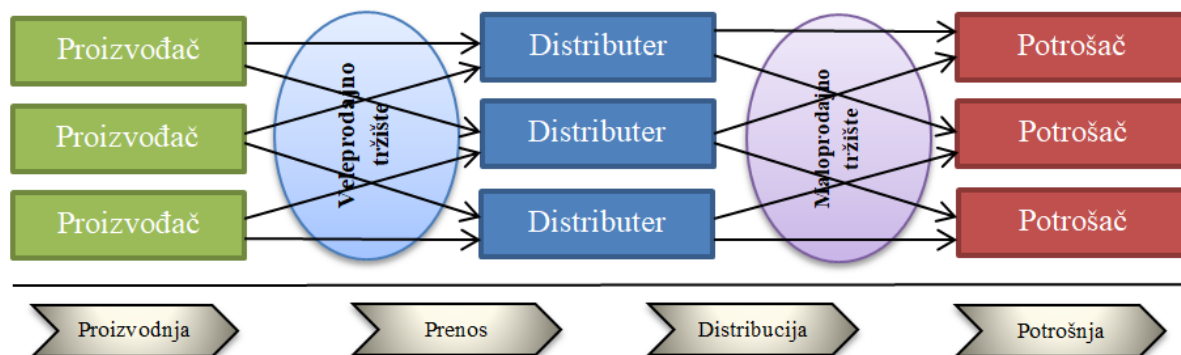


Slika 3. Model veleprodaje

Mnoge studije uočile su značajne neuspehe na tržištima električne energije koja su bila restrukturirana na način koji je veletrgovcima pružao mogućnost formiranja cena. Vertikalna integracija firmi može da delimično umanjiti tržišnu snagu, budući da integrisane firme imaju manji interes za utvrđivanje visokih cena. Ovi proizvođači prodaju električnu energiju, ali su takođe prinuđeni da je kupuju, jer je obezbeđuju svojim potrošačima po utvrđenim tarifama (Mansur, 2007).

Tokom proteklih četvrt veka, desila su se pomeranja u pravcu deregulacije tržišta električne energije. Kreatori politika verovali su da će restrukturiranje ovih tržišta nametnuti tržišnu disciplinu, što bi dovelo do nižih troškova proizvodnje u postojećim elektranama i isplativijih investicija. Nažalost, obećanja restrukturiranja nisu se uvek ostvarila. Mnoge studije pokazale su da su trgovci na veliko koristili tržišnu snagu na tržištima električne energije koja su bila u fazi restrukturiranja (Wolak, 2000), (Wolfram, 1998) i (Joskow & Kahn, 2001).

Uspostavljanje veleprodajnih i maloprodajnih tržišta električne energije je od ključnog značaja za liberalizaciju sektora. Postavka veleprodajnog tržišta mora uzeti u obzir različite tehničke, ekonomske i institucionalne probleme u vezi sa formiranjem cena, ugovorima, uravnoteživanja i zagušenosti mreže, imajući u vidu specifične uslove u sektoru (Hogan, 2001). Zemlje u reformi su usvojile različite modele tržišta, koji su nastajali u fazama u skladu sa procesom učenja i koji su služili kao podsetnik da je liberalizacija posao u toku (Wolak, 2000). Za učešće na tržištu i efikasnost zahteva se dovoljna likvidnost. Tipiski ugovori podržavaju likvidnost i stabilnost i omogućavaju investicijama da obezbede adekvatan proizvodni kapacitet. Dugoročni ugovori na tržištima i tražnja koja reaguje na cenu, mogu pomoći da se smanji volatilnost i rizik. Iako veliki kupci imaju koristi od nadmetanja, ostaje još da se utvrdi koje koristi bi donelo proširenje maloprodajne konkurencije tako da se obuhvati građanstvo (Joskow & Tirole, 2007), (Salies & Price, 2004). Dugoročno, novi učesnici koji se bave proizvodnjom i snabdevanjem, kao i međupovezivanje sa drugim sistemima, takođe mogu pojačati tržišnu konkurenciju.



Slika 4. Model konkurencije u maloprodaji

Smanjenje regulative na energetske tržištima je otišlo najdalje u zemljama u kojima je započeto. Prva je smanjenje regulative na svom energetskom tržištu započela Velika Britanija 1990. godine - što je samo još jedan od projekata u nizu, u okviru pokreta za smanjenje regulative u ovoj zemlji. Postepeno je uveden plan prema kome su najpre veliki potrošači, a potom i mali, mogli da biraju svoje snabdevače. Došlo je do povezivanja, kako bi se uspostavila trgovina između proizvođača i snabdevača. Tokom jedne decenije, Velika Britanija se sporo kretala putem koji vodi ka celokupnom smanjenju regulative, mada su se finansijska tržišta sporo pojavljivala. Norveška je sledila Veliku Britaniju sa usvajanjem norveškog Zakona o energetici iz 1991. godine, koji je takođe postepeno omogućavao sve većem broju potrošača da izaberu svog snabdevača. Trgovina između proizvođača je već postojala u određenoj meri, i 1993. godine osnovano je udruženje u Norveškoj, koje je kasnije nazvano Nord Pool. Ovo je omogućilo tržištu da u potpunosti diktira cene energetskih proizvoda.

Reforma je tekla u Norveškoj brže nego u Velikoj Britaniji i sada obuhvata i integrisano tržište nordijskih zemalja (Mork, 2001). Nord Pool, od 1996. godine, aktivno trguje finansijskim fjučersima i terminskim instrumentima.

Motivacija za liberalizaciju tržišta električne energije razlikuje se donekle od zemlje do zemlje, ali većina zemalja ima iste ideološke i političke razloge za nezadovoljstvo modelom vertikalno integrisanih monopola iz prošlosti i snažnog verovanja u to da uspeh liberalizacije u drugim industrijama može da se ponovi i u okviru elektroindustrije. Uvođenje konkurencije u elektroindustriju opravdava se očiglednim koristima od uvođenja tržišnih sila u industriju koja je prethodno smatrana prirodnim monopolom sa značajnim vertikalnim ekonomijama (Chao & Huntington, 2013). Cilj liberalizacije u Evropi je da se postepeno otvori put ka konkurentnosti tržišta električne energije kako bi se opšta efikasnost elektroindustrije povećala, a time unapredila efikasnost evropske ekonomije u celosti.

Deregulacija ima za cilj stvaranje preduslova i okruženja za regionalnu trgovinu energetskim proizvodima i uslugama, koji treba da obezbede:

- sigurno snabdevanje električnom energijom u regionu,
- sigurnost ulaganja u nove prenosne i proizvodne kapacitete
- i sprečavanje stvaranja nacionalnih, regionalnih i podregionalnih monopola.

Ostali ciljevi se odnose na postizanje regionalnog pristupa i uspostavljanje kompatibilnih modela nacionalnih tržišta električnom energijom, u saglasnosti sa Direktivom EU.

Iako je jedan od glavnih ciljeva procesa liberalizacije da se obezbedi dugoročna efikasnost, kratkoročna tržišta su ključna za slanje pravih signala za odlučivanje na dugoročno investiranje, tj. za prenos i proizvodnju (Joskow & Tirole, 2000). Zato, postoji potreba za stvaranjem adekvatnih kratkoročnih tržišta radi dugoročnog povećanja efikasnosti. Berze struje, koje obebeđuju kratkoročno trgovanje, predstavljaju važan alat za stvaranje konkurentnog tržišta električne energije na nivou veleprodaje.

Spremnost mnogih zemalja, kao i evropske zajednice, da liberalizuju tržišta električne energije bila je odlučujući faktor za pojavu berzi struje. Tipično je tržišna organizacija prvi izbor zbog neefikasnosti regulacije (Scherer & Ross, 1990). Uprkos jasnim ciljevima i razlozima za liberalizaciju tržišta električne energije, i dalje postoje mnogi fundamentalni problemi. Prvi rezultati liberalizacije pokazali su koliko je teško ostvariti konkurenciju u okviru industrije koja je pre toga bila organizovana kao monopolistička. U Sjedinjenim Američkim državama, pad tržišta električne energije u Kaliforniji prikazao je kako izgleda rizik restrukturiranja tržišta. Dve najvažnije institucije na ovom tržištu su bankrotirale, dok je treća bila duboko restrukturirana. Pokrenuto je oko deset postupaka pred sudom, desile su se desetine prekida u snabdevanju, a povećanje računa za struju se procenjuje na oko 50 milijardi dolara (Joskow, 2001). U isto vreme, u Njujorku je došlo do skoka cena na preko 5,000\$/MWh 2000. godine. Britanski pul, koji je dugo bio navođen kao primer restrukturiranja, proglašen je neuspehom i sva tržišna pravila su zamenjena. Ovi inicijalni problem nisu dokaz za to da je liberalizacija osuđena na propast, već pokazuju da je pažljivo projektovanje tržišta fundamentalno pitanje. Uslovi za cenovnu transparentnost za velike potrošače električne energije i gasa definisani su 1989. godine Direktivom 90/377/EK. Ova Direktiva je bila prvi korak ka liberalizaciji elektroindustrije. I pored ove cenovne transparentnosti, Direktiva je bila preslaba da donese konkurentnost elektroenergetskom sektoru. Evropska komisija je tada odlučila da donese novu Direktivu sa čvršćim merama. To je ostvareno kroz Direktivu za električnu energiju 96/92/EK.

Osnovni pokazatelji nivoa liberalizacije su u direktnoj vezi sa primenom Direktive, npr. zakonsko otvaranje, broj kupaca koji su promenili dobavljače, odvojena prodaja i pristup trećih lica. Pored toga, drugi pokazatelji, kao što su opredeljenje kupca za drugog dobavljača, promena cena, koncentracija tržišta, postojanje standardizovanih veleprodajnih tržišta, odnosno dva ili više povezanih proizvođača električne energije („power pool“), berze električne energije, takođe služe za praćenje uticaja procesa liberalizacije na konkurenciju. Prvi pokazatelj koji koristi Evropska komisija u proceni nivoa liberalizacije jeste „stopa zakonske otvorenosti“. Ovaj pokazatelj meri udeo kupaca koji mogu da biraju između različitih dobavljača. Ograničenje ovog pokazatelja ogleda se u tome da se time

zanemaruje praktično obezbeđenje koje može pogodovati ili odvratiti konkurenciju. Ukoliko je tržište u potpunosti otvoreno, ali su uslovi pristupa mreži netransparentni i diskriminišući, može se desiti da ne dođe do razvoja realne konkurencije, uprkos „teoretskoj otvorenosti“. Tržište male otvorenosti može imati veću konkurenciju, time što će omogućiti lak pristup kvalifikovanim kupcima. Drugi najzastupljeniji pokazatelj jeste „stopa opredeljenja za drugog dobavljača“. Ovaj pokazatelj odslikava ideju da će se, na konkurentnim tržištima, kvalifikovani kupci opredeliti za dobavljače koji nude bolje cene od njihovog prethodnog dobavljača. Najveće ograničenje ovog pokazatelja je manjak raspoloživih informacija. Mala stopa prelaska na drugog dobavljača ne mora da znači odsustvo konkurencije, jer kvalifikovani kupci mogu jednostavno zapretiti svom dobavljaču prelaskom kod nekog drugog i potom sprovesti pregovore kako bi ugovorili bolju cenu. Promene cena su još jedan pokazatelj, sa relativnim poteškoćama, jer postoji nekoliko elemenata koji se mogu razlikovati od zemlje do zemlje, kao što su porezi, aktivnosti na planu zaštite životne sredine, upotreba tehnologije, itd. Pored toga, promene cena su relativna mera izražena u procentima, stoga se ne uzimaju u obzir na inicijalnom nivou. Još jedan od pokazatelja je postojanje organizovanih veleprodajnih tržišta, npr. berzi električne energije. To je samo tržnica gde se očekuje da se razvije konkurencija, što ne mora da znači da ona i postoji (Boisseleau, 2004).

Restrukturiranje tržišta električne energije u većini kontinentalnih evropskih zemalja (CE) počelo je krajem devedesetih (Haas, et al., 2006). Ovaj proces je pokrenut direktivom Evropske komisije (EC), 1996 "Direktiva za jedinstveno tržište električne energije". Glavna motivacija za ovu direktivu bilo je uverenje EC da će liberalizacija, deregulacija i privatizacija direktno dovesti do formiranja konkurencije u proizvodnji, kao i snabdevanju, koja bi onda rezultirala nižim cenama za celu Evropu.

2.1.3. Razvijenost tržišta električne energije u svetu

Krajem 1970-ih godina, veliki broj skupih elektrana (posebno nuklearnih) je izgrađen u Evropi, što je dovelo do dramatičnog povećanja cena. Krajem 1980-ih godina su mnoga preduzeća imala dugoročne dugove i godišnje gubitke, sa naizgled beskonačnim odlaganjima investicija u infrastrukturu (Hogan, 2001). Jedna od najvećih mana starog sistema je nedostatak podsticaja. Interes monopolističkih društava je iskorišćavanje svojih odnosa asimetričnog informisanja sa regulatornim telima kako bi povećali prihode (Laffont & Tirole, 1993). Ekonomija obima, tvrdnje da sve veće elektrane proizvode sve niže troškove i da je samo vlada sposobna ispuniti tu veliku neophodnu investiciju, više nisu bile validne. Rane inicijative za uvođenje konkurencije u elektroenergetsku industriju u SAD je obeležio Zakon o politici regulisanja javnih usluga, koji je imao važnu ulogu u stimulanju ulaska nezavisnih proizvođača električne energije u elektroenergetski sektor tokom 1980-ih godina i pomogao da se uspostavi osnova za veće reforme kasnih 1990-ih godina (Joskow, 2006). U Evropi su promene počele malo kasnije, krajem 1980-ih godina.

Od kraja 1980-ih godina, napredak i uspeh sistema zasnovanog na tržištu i deregulaciji u mnogim industrijama poput avio industrije, industrije prirodnog gasa i telekomunikacija su prikazali industriju električne energije u novom svetlu. Nova ideja je bila da se oslanja na tržišne sile koje pokreću inovacije, smanjuju troškove i sužavaju kontrolu vlade u oblastima gde tržišta obično ne pokazuju uspeh. U Evropi je proces počeo u Ujedinjenom Kraljevstvu sa Britanskim zakonom o električnoj energiji iz 1989. godine i postepeno se širio po susednim državama kao što su Škotska, Severna Irska i Skandinavске države, pre širenja u preostalim delovima Evrope. Oslanjanje na tržišne cene, date koncentrisane strukture i posebne karakteristike elektroenergetske industrije, dovode do mogućnosti da neka društva mogu da utiču na tržišne cene ostvarivanjem svojih tržišnih moći. Ako se tržišna moć ostvaruje u određenom obimu, rezultujuća šteta može biti gora od toga kada nema konkurencije. To je bio slučaj sa krizom na tržištu električne energije u Kaliforniji 2000-2001., kada su privremena tržišna pravila ozbiljno ograničila učešće svojih komunalnih preduzeća na terminskim tržištima i ojačala tržišnu moć novih društava za proizvodnju električne energije (Friedman, 2009). Cene na kalifornijskom velprodajnom tržištu električne energije su se povećale za 500% između 1999. i 2000.

(Joskow, 2001). Mnogi potrošači su morali smanjiti potrošnju električne energije zbog nestašice ponude. Tada je jedno od najvećih državnih društava za proizvodnju električne energije propalo.

Nemačko i Francusko tržište električne energije su drugo i treće najveće tržište u Evropi nakon Britanskog, u smislu instalisane snage i potrošnje. Zajedno čine jednu trećinu celokupne potrošnje električne energije u Evropi. Iako su dva sistema prilično različita: jedan je decentralizovan i zasniiva se sve više na obnovljivim izvorima energije, a drugi je monopolistički i zasnovan na nuklearnoj energiji; konvergencija je posmatrana proteklih godina u vezi širenja obnovljive energije, energetske efikasnosti ili smanjenja nuklearne energije prema politici tranzicije energije u obe države - tranzicija energije u Francuskoj i Energiewende u Nemačkoj. Tržište električne energije u Francuskoj je visoko koncentrisano u Electricite de France (EDF), najvećem proizvođaču električne energije u Evropi, koji dominira na nacionalnom tržištu. U Nemačkoj četiri dominantna društva - EON, RWE, EnBW i Vattenfall Europe – još uvek kontrolišu većinu tržišta.

- Evropa

Liberalizacija tržišta električne energije u kontinentalnoj Evropi je počela kasnih 1990-ih godina i još uvek traje. Ujedinjeno Kraljevstvo je jedna od prvih evropskih država koja je uvela reforme energetskog sektora. Organizacija pod nazivom Nordel je osnovana radi trgovine električnom energijom između Norveške, Švedske, Finske i Danske. Norveško tržište, Nord pool, je prvobitno osnovano u Norveškoj i prvi put je počelo sa radom 1993. Nemačka ima najveće tržište u Evropi zasnovano na potražnji za električnom energijom (Kirschen, 2001). U Nemačkoj, čitavo tržište električne energije je otvoreno za konkurenciju 1998. godine. Nemačko tržište je najveće tržište u Evropi i čini više od 20% evropske potrošnje. Sve do sredine 2000. godine, električnom energijom se trgovalo samo na bilateralnoj osnovi. Prva berza struje (APX „Deutschland”, APXDE) uspostavljena je u maju 2000. godine, na inicijativu holandske berze APX i na osnovu njenog modela sa ciljem da se razvije tržište sa više centara. U junu 2000. godine, nakon ove prve inicijative, usledilo je pokretanje Lajpciške berze (LPX) uz podršku „Nord pool-a“, regionalnih banaka i regionalnih vlada. Poput APX, LPX koristi model Nord pool-a. U avgustu 2000. godine, treća berza, Evropska energetska berza (EEX) pokrenuta je na inicijativu nemačke berze. EEX sistem se razlikuje od prethodnih berzi po tome što koristi sistem satnih aukcija i sistem kontinuiranog trgovanja. Količine kojima se trguje na LPX i EEX stalno se povećavaju od njihovog osnivanja, međutim treća APXDE berza, predstavljala je neuspeh i formalno je prestala sa radom u decembru 2000. godine nakon mnogo meseci bez trgovanja.

Liberalizacija nemačkog tržišta započela je 1998. godine, kada je u energetici sprovedena Direktiva EU iz 1996. godine. Tada je svim potrošačima odma dozvoljeno da, izaberu svoje snabdevače. Savezna kancelarija za energetiku je veoma uticajna u odlučivanju i posluje kao regulator, jer Nemačka nema nezavisno regulatorno telo, za razliku od većine zemalja članica. Nemačko veleprodajno tržište električne energije za proizvođače, snabdevače i velike krajnje potrošače razvilo se spontano preko neformalnog bilateralnog tržišta. Tokom liberalizacije 1998. godine, postojalo je osam proizvodnih kompanija koje su se kasnije spojile u četiri 2000. i 2001. godine. LPX je bilo prvo tržište sa satnim kotacijama cena, jer se do tada trgovalo samo van berze. U avgustu 2000. godine, sa radom je započela druga berza - Evropska berza električnom energijom (EEX) u Frankfurtu na Majni, na inicijativu nemačke berze fjučersa „Eurex“. Dve berze, LPX i EEX, spojile su se u jedinstvenu Evropsku berzu sa sedištem u Lajpcigu.

Zbog njegove centralne pozicije, nemačko tržište je povezano sa devet zemalja. Međutim, ukupan udeo raspoloživog kapaciteta interkonektora u odnosu na nacionalnu instalisanu snagu je oko 10%, što ograničava nivo potencijalnih stranih konkurenata. Izdvajaju se određeni osnovni obrasci upotrebe interkonektora. Pod jedan, zbog velikog hidrosistema u Austriji i Švajcarskoj, prekogranična trgovina sa Nemačkom je uslovljena sezonskim hidroslovima. Pod dva, razlog za velike količine uvoza je veliki višak nuklearne energije u Francuskoj. Pod tri, nasuprot tome, Nemačka izvozi velike količine u Holandiju, gde su, zbog proizvodnih struktura koje se sastoje uglavnom od konvencionalnih termalnih postrojenja, cene tradicionalno više (Fianu, 2013). Visok nivo međusobne povezanosti između zemalja je povoljan činilac za razvoj konkurentnosti, jer se time povećava broj konkurenata.

Najveći prioritet politike o električnoj energiji Evropske Unije je integracija tržišta električne energije. To olakšava upotrebu međusobno povezanih nacionalnih energetske sistema, čime se povećava protok energije i identifikuju uska grla među njima (Dagoumas, et al., 2017). Trgovci električnom energijom su vrlo bitni tržišni igrači za ojačavanje spajanja tržišta i minimizovanje troškova celokupnog sistema električne energije. Trgovci teže ostvarenju privrednih koristi, identifikujući svoju strategiju zasnovanu na cenovnim signalima iz međusobno povezanih tržišta električne energije.



Slika 5. Berze električne energije u Evropi

Prva berza električne energije u Evropi je skandinavski Nord Pool koji je uveo aukcijsku trgovinu 1993. Španska berza OMEL i holandski APX su osnovani 1998. i 1999, respektivno. U narednih nekoliko godina dolazi do formiranja berzi u velikom broju evropskih država. Dve nemačke berze, LPX sa sedištem u Lajpcigu i EEX sa sedištem u Frankfurtu, se 2002. udružuju, što se pokazalo kao dobar poslovni potez jer je novoformirana berza EEX sa sedištem u Lajpcigu trenutno najveća berza u centralnoj Evropi i predstavlja referencu za sve ostale berze. Holandska berza APX tokom 2003. kupuje britansku berzu UKPX (koja je naslednik čuvenog pula koji je bio na snazi u Engleskoj i Velsu do 2001) i formira APX group u okviru koje se nalazi i APX Gas Ltd tako da je ovo prva berza u

Evropi na kojoj je pored električne energije omogućeno trgovanje i prirodnim gasom. Sve evropske berze, su okupljene u udruženje EuroPEX. Broj registrovanih (licenciranih) učesnika na berzama u Evropi je obično po nekoliko desetina, a berza sa najviše učesnika (preko 550 iz 30 zemalja) je nemački EEX. Udeo fizičke trgovine električnom energijom koja se obavlja preko berzi u ukupnoj trgovini (ostatak čini bilateralna trgovina) varira u opsegu od 10% do 30% i u konstantnom je blagom porastu.

Veći deo proteklog veka su evropska tržišta električne energije funkcionisala kao odvojene nacionalne ili regionalne mreže. To je posledica istorijske uloge nacionalnih monopolističkih energetske društava koja su razvila mreže pod pretpostavkom da bi svaka država mogla ispuniti svoju potražnju za energijom preko nacionalne ponude i uvoza (Torriti, 2014). Iako potpuna liberalizacija tržišta još uvek ima heterogena svojstva i verovatno nije u potpunosti ostvarena (Green, et al., 2009), tri evropska paketa o liberalizaciji tržišta električne energije su obeležila napredak prema najvišem nivou integracije energetske tržišta ikada u Evropi. Istorijski gledano, prekogranična trgovina je pogodovala optimalnom uravnoteženju potražnje i ponude i povećala integraciju evropskih tržišta električne energije, takođe oslanjajući se na privatizaciju kao sredstvo za povećanje konkurencije i smanjenje cena za potrošače (Joskow, 2008).

Organizacija elektroindustrija u Evropi je svedok duge istorije od konkurencije do regulisanja na kraju Drugog svetskog rata 1945., zatim povratak od regulisanja do deregulisanja/konkurencije kasnih 1980-ih godina. Pre kraja Drugog svetskog rata u Evropi je postojala konkurencija. Industrije električne energije su u to vreme bile u rukama velikog broja privatnih društava. Ta društva su obezbeđivala proizvodnju, distribuciju i druge usluge po osnovu raznih ugovora sa lokalnim vlastima i regionalnim upravama. U Francuskoj, na primer, uoči početka Drugog svetskog rata električnu energiju je proizvodilo oko 200 društava uključenih u proizvodnju, još 100 društava za transport, i oko 1150 društava je bilo uključeno u distribuciju. Uz preklapanje transportnih ruta i nedostatka centralizovanog planiranja, sistem je bio iracionalan i neefikasan, do te mere da su dva društva obezbeđivala električnu energiju za isto mesto (Gant, 2001).

Nadmetanje za potrošače je bilo brutalno, a troškovi su bili visoki i preterani. Posledica toga je da na kraju Drugog svetskog rata većina evropskih vlada je odlučila da nacionalizuje svoje industrije električne energije spajanjem stotina društava za proizvodnju električne energije kako bi se društva za proizvodnju, prenos i distribuciju spojila u jedno preduzeće u svakoj državi. Ova struktura je poznata kao „monopol vertikalne integracije”. Štaviše, u posleratnoj Evropi je prvi cilj sektora električne energije u skoro svakoj državi bio da se izgradi dovoljno postrojenja za proizvodnju kako bi se ubrzala industrijalizacija posle rata. Da bi ostvarili ovaj cilj što je pre moguće, države su povećale svoju kontrolu nad industrijom električne energije. U Francuskoj (1946.), Ujedinjenom Kraljevstvu (1947.) i Italiji (1946.) na primer, državni organi su odlučili da konsoliduju industriju električne energije u jedno nacionalizovano društvo u kome je država imala direktnu kontrolu nad određivanjem cena i investicija (Chick, 2007). U drugim državama poput Nemačke i Španije, iako nisu imale državne monopole, njihova industrija električne energije još uvek je odgovarala integrisanom modelu prema propisima (Grand & Veyrenc, 2011). Ideja o organizovanju industrije na ovaj način je bila validna u kontekstu posleratne industrijalizacije. U stvari, postojali su zdravi ekonomski i politički razlozi za nacionalizaciju skoro poluvekovne istorije industrije kao integrisanog monopola. Međutim, kako su se razvijali tehnologija i ekonomska ideologija u novom evropskom kontekstu, tako se i scena menjala. Kasnih 1980-ih godina i tokom 1990-ih godina, mnogi monopoli su razbijeni, tržišta za trgovanje električnom energijom su osnovana i konkurencija je uvedena.

- Severna Amerika

U SAD-a pul električne energije koji čine države Pensilvanija–Nju Džerzi–Merilend (PJM), pul električne energije Nove Engleske i pul električne energije Njujorka su sačinili planove za uvođenje regionalnog modela pula kako bi olakšali konkurenciju veleprodaji na tržištu proizvodnje. Kalifornija je restrukturirala tržište veleprodaje električne energije koje je otvoreno 1998. Berza u Kaliforniji vodi dan unapred tržište električne energije koje prate tržišta za prenos i pomoćne usluge. Njujork ima operatora prenosnog sistema koji je odgovoran za vođenje državnog glavnog elektroenergetskog

sistema i administraciju njegovih tržišta veleprodaje električne energije. Operator prenosnog sistema Nove Engleske (ISO-NE) je osnovan 1997. i upravlja regionalnim elektroenergetskim mrežama i tržištima veleprodaje električne energije, odnosno tržištem električne energije, privremenim mehanizmom tržišta za rezerve u budućnosti, regulisanim tržištem i tržištem prava na finansijski prenos. PJM tržište električne energije je počelo sa radom 1997. i ono upravlja elektroenergetskim i pomoćnim uslugama. U Teksasu se na tržištu veleprodaje električne energije većina trgovanja odvija preko bilateralnih ugovora. Veće Teksasa za pouzdanost električne energije (ERCOT) je jedno od osam nezavisnih operatora u Severnoj Americi (Wu, 2005).

- Južna Amerika

U Južnoj Americi se najveća transformacija odvijala od 1980. godine. Novi propisi u energetsom sektoru su uvedeni u Čileu 1982. godine. Čile je bio pionir u svetu koji je uveo u društvo reforme okrenute ka tržištu. Propisi u energetsom sektoru koji promovišu tržišnu konkurenciju su uvedeni u Argentini 1992., u Peruu 1993., u Boliviji i Kolumbiji 1994., u Brazilu 1996. i državama Centralne Amerike 1997. U Argentini tržište veleprodaje električne energije određuje cene na osnovu ponuda koje se mogu promeniti isključivo na svakih šest meseci. U Brazilu je tržište veleprodaje električne energije organizovano kao spot tržište koje predstavlja 24-časovno tržište orijentisano na budućnost i dugoročno tržište. Kolumbija je izuzetak u Južnoj Americi zbog rada sa britanskim modelom koji posmatra celokupnu proizvodnju kao da se odvija na jednom mestu (Zhou, et al., 2003).

- Australija

U Australiji je restrukturiranje elektroenergetske industrije počelo 1998. Kao deo ovog procesa, osnovano je Nacionalno tržište električne energije (NEM) da bi se povećala konkurencija u svakoj fazi proizvodnje i distribucije električne energije. To je tržište veleprodaje preko kojeg društva za proizvodnju prodaju električnu energiju u istočnoj i južnoj Australiji. NEM obuhvata šest područja, Kvinslend, Novi Južni Vels, Australijsku prestoničku teritoriju, Viktoriju, Južnu Australiju i Tasmaniju, koja su fizički međusobno povezana mrežom prenosa (Outhred, 2006).

- Azija

Tržište električne energije je reformisano u nekim državama Azije. Kina je inicirala reformu sektora električne energije 1990-ih godina. Ekonomski najjača država u regionu, Japan, je započela proces restrukturiranja početkom 1990-ih godina. Na japanskom tržištu se trguje 30-minutnim proizvodima za naredni dan. Tržište električne energije na Novom Zelandu je tržište veleprodaje na kome se trguje preko centralnog pula, uz izuzetak malih proizvođača električne energije manje od 10 MW. Iransko tržište električne energije je veleprodajno, tri dana unapred tržište. Svako društvo za proizvodnju dostavlja maksimalno desetočasovnu cenu i parove cena-količina za svaku jedinicu proizvodnje. U Indiji Zakon o električnoj energiji iz 2003. godine predviđa da se regulatorno telo na nivou države (Državna regulatorna komisija za električnu energiju, SERC) stara o aktivnostima unutar države dok se Centralna regulatorna komisija za električnu energiju (CERC) stara o problemima unutar države. Sada dve berze električne energije, naime, Indijska berza električne energije (IEX) i Power Exchange India Ltd. (PXIL) rade uz pomoć smernica koje propisuje CERC (Shukla & Thampy, 2011).

- Afrika

U sektoru električne energije u Africi dominira Južnoafrička Republika u Južnoj Africi, Egipat i Maroko u Severnoj Africi i Nigerija u Zapadnoj Africi. Na tržištu električne energije dominira Eskom, vertikalno integrisano javno komunalno preduzeće u Južnoafričkoj Republici. Eskom takođe poseduje i kontroliše visokonaponsku prenosnu mrežu i obezbeđuje polovinu električne energije direktno potrošačima. U poređenju sa drugim regionima u svetu, reforme sektora električne energije u istočnoj Africi su bile spore. Države povezane preko mreže pula električne energije Južnoafričke Republike (SAPP) su Južnoafrička Republika, Mozambik, Zimbabve, Zambija, Namibija, Bocvana, Demokratska Republika Kongo, Svazilend, Tanzanija, Lesoto i Malavi. Kenija i Tanzanija su nedavno razmatrale povezivanje sa zambijskom mrežom električne energije što bi dovelo Keniju u SAPP (Eberhard & Mtepa, 2003).

2.2. Elementi tržišta električne energije

U procesu deregulacije elektroenergetskog sektora i razdvajanja vertikalno integrisanih elektroprivreda, formirani su novi entiteti (energetski subjekti) koji učestvuju na novom, otvorenom i slobodnom tržištu električne energije. Uvođenje konkurencije je prvo nastupilo na strani generisanja, formiranjem veleprodajnog, odnosno tržišta na veliko (wholesale market) kome su se priključile distributivne kompanije kupujući električnu energiju na veliko za svoje potrošače, a zatim i pojedinačni kvalifikovani (veliki) potrošači.

Svi zaključeni kupoprodajni ugovori o trgovini električnom energijom, bilo preko berze (Power Exchange - PX) ili bilateralnim pregovorima, se obavezno prijavljuju nadležnom (nacionalnom) operatoru tržišta (Market Operator - MO) koji administrira sve ove komercijalne transakcije i agregirane informacije o ugovorenoj proizvodnji/potrošnji prosleđuje (nacionalnom) operatoru prenosnog sistema (Transmission System Operator - TSO) koji je zadužen za nadgledanje fizičke realizacije ugovorenih obaveza svih učesnika, a u slučaju odstupanja od planiranih vrednosti vrši balansiranje sistema u realnom vremenu i naplaćuje tu vrstu usluge.

2.2.1. Odlike električne energije

Tradicionalno organizovan sistem koji pruža energetske usluge je podeljen na tri osnovna dela:

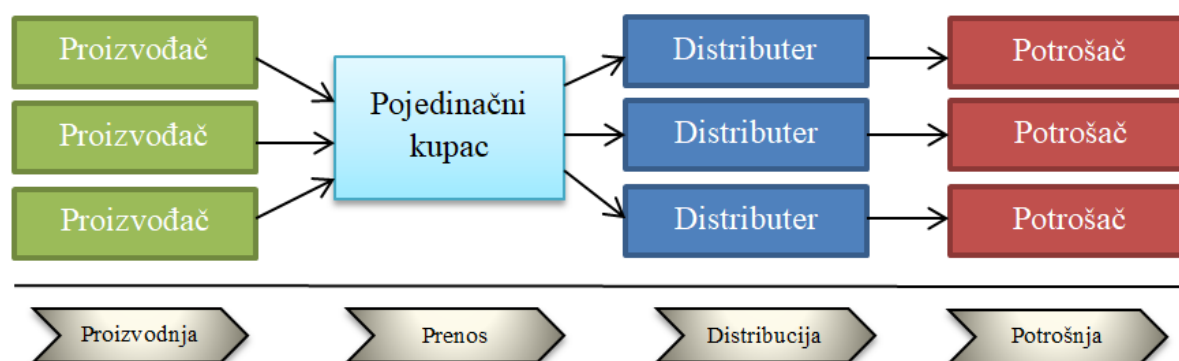
- proizvodnja,
- prenos i
- distribucija.

Proizvođači proizvode struju, prenos transportuje struju putem visokonaponske mreže, a na kraju distributeri šalju struju preko niskonaponske mreže do krajnjih korisnika. Ovi delovi bi trebali da su razdvojeni i otvoreni za konkurenciju na tržištu sa potpuno smanjenom regulativom. Svi ovi igrači, uključujući kako velike tako i male krajnje korisnike, imaju različite interese u reformi. Novi proizvođači žele da imaju mogućnost da dobiju slobodan pristup mreži. Mali (nedominantni) proizvođači žele transparentno formiranje cena i likvidna tržišta, kako bi mogli da se zaštite od izlaganja rizicima na finansijskim tržištima. Krajnji korisnici žele slobodnu konkurenciju između kompanija proizvođača i distributera, kako bi se uverili da se ne koristi monopolistička moć u pogledu proizvodnih i distributivnih cena. S druge strane, postojeće kompanije, proizvođači i distributeri, naravno da bi voleli da zadrže kontrolu nad osvojenim tržištima. Suštinski aspekti industrije električne energije u celom svetu imaju sličnu funkcionalnu organizaciju. To obuhvata četiri glavne aktivnosti:

1. proizvodnju ili stvaranje električne energije,
2. transport visokonaponske električne energije (prenos),
3. prenos niskonaponske električne energije (distribucija); i
4. trgovinske funkcije kao što su maloprodaja krajnjim potrošačima i veleprodaja električne energije.

Nakon proizvodnje, električna energija se prevodi na viši napon pomoću transformatora. Zatim teče kroz prenosnu mrežu do trafo stanica u kojima se pretvara u niže napone za direktno snabdevanje velikim potrošačima ili distribuciju i konačno potrošnju na mestima opterćenja mreže. Na mestu

potrošnje, napon se transformiše na naponski nivo koji je prilagođen korisniku. Što je više snage potrebno, veći je nivo napona potrošnje (Meeus, 2006). Karakteristike potrošnje ili potražnje, proizvodnje i transporta ključne su za razumevanje elektroenergetskog sistema u njegovom trenutnom obliku. Potražnja se odlikuje slabom elastičnošću cena, naročito kratkoročno gledano. Potražnja je i veoma promenljiva i neizvesna. Nestabilna priroda potražnje delom se objašnjava sezonskim razlikama, danima u nedelji i satima u danu. Sa porastom potražnje, veće generatorske jedinice (ekonomija obima) sve više se povezuju na visokonaponske prenosne vodove sačinjavajući međusobno povezane mreže.



Slika 6. Model pojedinačnog kupca

Potražnja ima ključnu ulogu u modelima i treba je modelovati pažljivo. Proteklih godina je zabeležen brz rast u instalisanim kapacitetima obnovljivih izvora energije (hidro energija, energija vetra, solarna energija, energija biomase, geotermalna energija), što se očekuje da se nastavi decenijama. Polovina novih dodatih kapaciteta u 2010. godini u svetu se odnosi na obnovljive tehnologije (uključujući hidro energiju). Proizvođači, trgovci, kompanije koje se bave distribucijom su „učesnici na tržištu”, dok regulatorna tela, zakoni i pravni aspekti čine „pravni okvir tržišta”. Tržišta imaju pravila trgovanja koja se tiču načina određivanja cene, odlika proizvoda kojim se trguje, aranžmana isporuke, uslova poravnanja, obaveza kupaca i prodavaca, i neutralnu organizaciju koja vodi tržište (Hunt, 2002). Centralni institucionalni deo regulisanja tržišta treba da nađe najbolju moguću kombinaciju neizbežno nesavršene regulacije i konkurencije (Kahn, 1996).

- Elektroindustrija

Sa tehničkog aspekta, elektroindustrija se može podeliti na tri glavna dela:

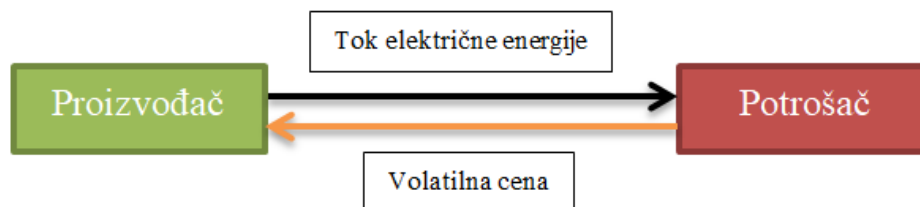
- Proizvodnju - Električna energija se proizvodi u elektranama,
- Transport - obuhvata tri različite delatnosti:
 - prenos,
 - distribuciju i
 - upravljanje sistemom
 - opterećenje - potrošnja od strane krajnjih korisnika.

- Proizvodnja – Ponuda

Električna energija se opisuje kao „sekundarna” roba u elektroenergetskoj industriji. Potrebno je više sirovih goriva koji se pretvaraju u jedan proizvod - električnu energiju. Proces transformacije različitih oblika energije se naziva proizvodnja električne energije. Ovo se radi ili na hemijski način preko sagorevanja fosilnih goriva kao što su ugalj, nafta ili gas, ili fizički pomoću nuklearne fisije ili kinetičke energije od kretanja vetra ili vode. Svaka elektrana koristi samo jedno gorivo, ali može koristiti različita goriva u različitim postrojenjima u svom portfelju. Različite vrste elektrana

karakterišu različite strukture troškova (fiksni i varijabilni troškovi). Hidroelektrane i nuklearne elektrane imaju visoke fiksne troškove a niske varijabilne troškove (u osnovi niske za nuklearke, a hidroelektrane skoro da ih nemaju). Ova postrojenja se nazivaju baznim elektranama, rade konstantno (24 časa) svakog dana u godini, osim u slučaju planiranog održavanja.

S druge strane, postrojenja koja koriste uglj, naftu i gas imaju niže fiksne troškove, ali vrlo visoke varijabilne troškove zbog visokih cena goriva. Ova karakteristika je od velikog značaja kad se razmatra pitanje određivanja cena na tržištu električne energije (Pham, 2015). Najčešći izvori energije su fosilna goriva, uranijum i hidroenergija, ali u principu, praktično bilo koji izvor energije može da se iskoristi za proizvodnju električne energije. Sve je veći udeo obnovljivih izvora energije, kao što su vetar, solarna energija i biomasa, ali oni generalno čine samo mali deo ukupne količine proizvedene električne energije. Pored veličine, najvažnija odlika generatora su njihovi kapaciteti za proizvodnju reaktivne snage, njihova raspoloživost i brzina kojom mogu da promene proizvodnju. Ta četiri faktora zajedno određuju odlike generatora.



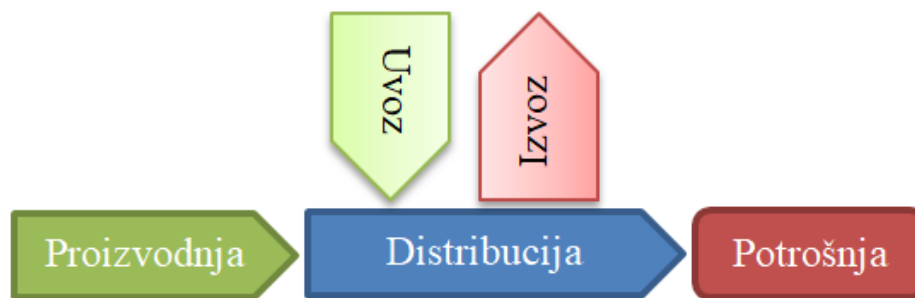
Slika 7. Dijagram proizvođača

Ponuda na tržištima električne energije predstavlja kombinaciju proizvodnje svih proizvođača koja se koristi da bi se zadovoljila potražnja potrošača za električnom energijom. Kao i na bilo kom tržištu, kriva ponude pokazuje ukupnu količinu koja se nudi na prodaju po nekoj datoj ceni u nekom datom periodu. Kratkoročno gledano, ponuda električne energije se smatra fiksnom, dok dugoročno proizvodni kapacitet može da se menja. Kada se definiše tržište električne energije, ukupna ponuda obično se predstavlja vrednosno rastućom krivom. Takve krive mogu biti od najmanje skupih do najskupljih jedinica. Vrednosno rastuća kriva predstavlja troškove i kapacitete svih proizvođača. Razlike između troškova uglavnom postoje zbog korišćenih tehnologija i povezanog goriva. Na primer, hidroenergija i nuklearna energija obično imaju niske marginalne troškove u poređenju sa elektranama sa pogonom na gas. Konveksni troškovi imaju to svojstvo da dvostruko veća proizvodnja uvek košta najmanje dva puta više da se proizvede (Stoft, 2002). Troškovi proizvodnje električne energije nisu konveksni uglavnom zbog postojanja troškova pokretanja i troškova kada nema opterećenja. S obzirom na to da je industrija električne energije u prošlosti bila organizovana po monopolističkom modelu, većina elektrana danas je u vlasništvu malog broja kompanija. Imajući u vidu tu istoriju, broj prodavaca može biti mali i to je veliki problem za uspostavljanje konkurentnih tržišta.

- Prenosni sistem

Kad se proizvede, električna energija se prenosi visokonaponskom mrežom od bakarnih ili aluminijumskih žica koja se naziva prenosni sistem. Prenos čini oko 5% do 15% konačnih troškova električne energije u zavisnosti od država ili regiona (Hunt, 2002). Prenosni sistem je ranjiv: svaki dalekovod ima maksimalni kapacitet koji može bezbedno da podnese. Kada se ovaj maksimum dostigne, mreža se zagušuje. Pored toga, postaje preopterećena i može uzrokovati prekide. Protokom električne energije se mora upravljati na kontinuiranoj osnovi u stvarnom vremenu bez zastoja u saobraćaju. Električna energija prolazi kroz vodove najmanjeg otpora energije, u skladu sa zakonima fizike, ne ugovornim putanjama. Kapacitet je količina energije koja se može preneti dalekovodom.

Elektroenergetski sistem se predstavlja šematski: proizvodnja – distribucija – potrošnja. Važna odlika elektroindustrije je to što proizvodnja (ponuda) i krajnje opterećenje (potražnja) moraju uvek da se održavaju u ravnoteži. Osim toga, električna energija se koristi stalno, te se balansiranje sistema mora sprovesti u svakom trenutku. Ovaj fizički aspekt električne energije ima bitnu ulogu. Svaka promena u potražnji mora odmah biti praćena sličnom promenom u ponudi. Opšte gledano, potražnja za električnom energijom varira vremenski na nivou godišnjeg doba, dana u nedelji i sata u danu. Stoga je potrošnja električne energije veća u toku dana nego noću i niža vikendom nego radnim danima.



Slika 8. Dinamika sistema na tržištu električne energije

Električna energija se prenosi mrežom. Transport visokonaponskom mrežom obično se naziva prenosom, dok se transport mrežom srednjeg i niskog napona definiše kao distribucija. Prenos se odnosi na transport povezanom mrežom koju koriste učesnici na tržištu. Taj prenosni deo obezbeđuje sigurnost snabdevanja čitavom sistemu, a distribucija se odnosi na najmanje pod-sisteme. Transport se generalno smatra prirodnim monopolom, tj. dupliranje mreže predstavlja nepotrebno trošenje resursa. Upravljanje sistemom obuhvata balansiranje proizvodnje i opterećenja u svakom trenutku i rešavanje tehničkih ograničenja kao što su ograničenja prenosnog sistema. Upravljanje sistemom obuhvata koordinaciju toka struje kroz čitavu mrežu kako bi sistem bio stalno u stanju balansa. To se postiže kontrolisanjem snage koja se snabdeva, i to tako da ona bude jednaka snazi koja je potrebna u svakom delu mreže. Upravljanje sistemom se naziva i sistemskim uslugama. Te usluge su potrebne radi održavanja pouzdanosti i sigurnosti mreže.

- Operator prenosnog sistema

Primarna uloga operatora prenosnog sistema je da upravlja elektroenergetskom mrežom kako bi se obezbedila fizička isporuka. Operator prenosnog sistema održava stabilnost sistema i upravlja energetske balansom u okviru svoje određene oblasti. Ta oblast je definisana geografski, prema nacionalnim ili regionalnim granicama. U cilju obezbeđenja dodatne pouzdanosti i otpornosti sistema, kontrolne zone se povezuju, što omogućava prenos električne energije preko granica i različitih oblasti. Kada stvarna proizvodnja i opterećenja odstupaju od količina koje tržišne strane prethodno najave, operator održava balans elektroenergetskog sistema pomoću balansnih mehanizama.

Ukoliko tržište dobro predvidi potrebe za strujom, usklađivanja koja su potrebna da bi se uravnotežila isporuka, biće mala, ali su ona ključna za stabilnost sistema. Na kraju, operator rešava i problem zagušenja, održava pouzdanost usluge i pruža sistemske usluge transporta. Te aktivnosti su centralizovane zbog veoma kratkog vremenskog okvira (Boisseleau, 2004). Operator tržišta električne energije (market operator – MO) je telo koje obavlja funkciju organizovanja celog tržišta električne energije. Njemu moraju biti prijavljeni svi ugovori sa berze ali i bilateralni ugovori nastali na bazi direktnih međusobnih dogovora između dva lica.

Operatori prenosnog sistema (TSO) su odgovorni za prenos električne energije preko prenosnih mreža. TSO omogućava pristup mreži, učesnicima na tržištu električne energije (odnosno, elektranama,

trgovcima, dobavljačima, distributerima i direktno povezanim potrošačima) u skladu sa nediskriminatornim i transparentnim pravilima. Operator sistema može biti ili operator sistema koji je odgovoran samo za uravnoteženje ponude i potražnje u stvarnom vremenu u skladu sa stabilnosti i pouzdanosti mreže; ili društvo za prenos koje poseduje i upravlja postrojenjima za prenos mreže.

Još jedna važna specifičnost tržišta električne energije je mreža prenosa jer ne postoji alternativa za prenos električne energije. Ograničenja prenosa između međupovezanih regiona mogu imati jak uticaj na dinamiku spot cena (Haldrup & Nielsen, 2006). Zaista, formiranje cene se razlikuje u zavisnosti od toga da li postoji zagušenje ili ne između međupovezanih zona kojima upravljaju različiti TSO. Uobičajeno je da se spot-cene određuju putem posebnih aukcija za svaku zonu.

Tržišni operatori ne vrše poravnanje trgovanja, ali je često neophodno poznavanje trgovine kako bi se održala ravnoteža proizvodnje i opterećenja. Roba na elektroenergetskom tržištu najčešće obuhvata dve vrste: snagu i energiju. Snaga je izmereni neto protok električne struje u bilo kom trenutku i meri se megavatima (MW). Energija je električna struja koja protiče kroz merno mesto u datom periodu i meri se megavat satima (MWh). Roba koja je povezana sa energijom predstavlja neto proizvodnju za nekoliko intervala, obično 5, 15 i 60 minuta. Robom koja je vezana za snagu koju zahtevaju, kojom upravljaju (i koju plaćaju) tržišni operatori radi obezbeđenja pouzdanosti smatraju se systemske usluge i one obuhvataju, na primer, obrtnu rezervu, neobrtnu rezervu, operativne rezerve, rezerve koje moraju biti dostupne u roku od 10 minuta u hitnim situacijama, kapacitet koji je dostupan za povećanje i smanjenje proizvodnje, i instalisana snaga. Pored toga, za većinu velikih operatera postoje tržišta za zagušenja u prenosnoj mreži i derivate za električnu energiju, kao što su fjučersi i opcijski ugovori za električnu energiju kojima se aktivno trguje.

Ograničeni prenosni kapaciteti međudržavnih, interkonektivnih dalekovoda su jedan od akutnih problema u realizaciji projekta jedinstvenog, liberalizovanog i otvorenog tržišta električne energije u Evropi. Evropsko udruženje operatera prenosnog sistema ETSO (European Transmission System Operators) dugi niz godina radi na teorijskim i praktičnim aspektima primene metoda za eliminisanje zagušenja. Zakup prenosnih kapaciteta ovih dalekovoda od strane tržišnih učesnika je osnovni preduslov za trgovinu električnom energijom između država.

Interkonektivni dalekovodi su prvenstveno bili građeni za međusobno povezivanje pojedinačnih nacionalnih elektroenergetskih sistema sa ciljem obezbeđivanja veće sigurnosti, pouzdanosti i bolje regulacije tako formirane interkonekcije, a ne kao infrastruktura koja će podržavati trgovinu električnom energijom, tako da pored toga što omogućavaju, istovremeno i ograničavaju ovu trgovinu u slučajevima kada dođe do njihovog zagušenja. Zagušenje prenosnih kapaciteta (koje se u integrisanim nacionalnim mrežama odmah pojavilo sa neograničenim bilateralnim transakcijama) prepreka je slobodnoj međunarodnoj trgovini.

- Sistem distribucije

Električna energija se isporučuje od prenosne mreže do lokalnih distribucionih sistema (niskonaponska mreža), a zatim do potrošača preko dalekovoda. Zajedno sa prenosom, distribicioni sistemi prenose električnu energiju, ali su organizovani odvojeno. Prvi radi sa proizvodnjom (preko operatera sistema), dok drugi radi sa potrošačem. Kada električna energija dođe do distribucionih vodova, ne može se više kontrolisati: energija samo teče kroz vodove do potrošača, a brojila električne energije beleže koliko je energije proteklo. Obezbeđenje snabdevanja je sposobnost elektroenergetskog sistema da obezbedi adekvatno i sigurno snabdevanje električnom energijom u normalnim uslovima, na određenom području.

Proizvođač koji želi da proda svoju električnu energiju mora primeniti dva koraka: trgovanje električnom energijom i trgovanje pravima prenosa (ne nužno ovim redosledom). Postoje dva opšta pristupa alokacije deficitarnog kapaciteta prenosa. Prava prenosa se mogu alocirati preko eksplicitnih aukcija među proizvođačima (eksplicitna aukcija). Alternativno, operator sistema prodaje prava prenosa zajedno sa svim trgovinama koje dogovori. Na takvom tržištu (konkurentni) proizvođač samo

treba da ponudi svoj marginalni trošak bez uzimanja u obzir tržišnih uslova za prava prenosa (implicitna aukcija). Spajanje tržišta je metoda za integrisanje tržišta električne energije u različitim oblastima. Uz spajanje tržišta, dnevni kapacitet prekograničnog prenosa između različitih oblasti nije na eksplicitnoj aukciji među tržišnim stranama, već je implicitno dostupan preko transakcija električne energije na berzama električne energije na bilo kojoj strani granice (otuda termin implicitna aukcija). To znači da kupci i prodavci na berzi električne energije imaju automatski korist od prekogranične trgovine bez potrebe da se eksplicitno pribavi odgovarajući kapacitet prenosa (Pham, 2015).

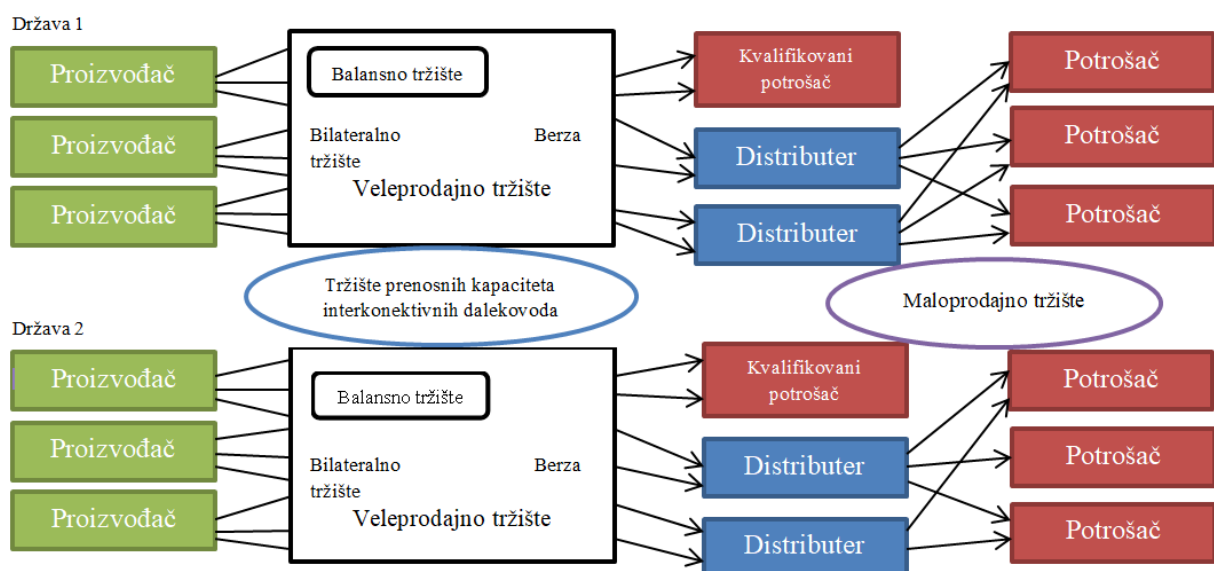
- Balansiranje

Korisnici mreže ili njihovi poslovni predstavnici odgovorni su za svoj pojedinačni balans. To znači da proizvođači moraju na što bolji način da usklade ono što proizvedu sa onim što prodaju. Veliki potrošači ili snabdevači pokušavaju da svoju potrošnju usklade sa onim što kupe. Za disbalanse postoje negativni podsticaji - finansijskim kaznama na osnovu cene regulacione i rezervne energije koju operator prenosnog sistema nabavlja od mrežnih korisnika kako bi se olakšao ukupan disbalans u kontrolnoj zoni. Operator prenosnog sistema koristi usluge kupljene od mrežnih korisnika i podmiruje troškove sa nebalansnim korisnicima po periodu poravnjanja. Detalji sistema balansiranja veoma se razlikuju među zemljama (Meeus, 2006). U Srbiji, ulogu TSO ima Elektromreža Srbije (EMS).

Regulacija frekvencije se obično sastoji od tri faze: faza utvrđivanja rezerve električne energije, nabavka rezervne električne energije i upotreba rezervne električne energije na balansnim tržištima u stvarnom vremenu kao okvir poravnjanja. TSO je zadužen za ove obaveze. Međutim, ova međupovezanost obezbeđuje tržišnim učesnicima, naime balansno odgovornim stranama, mogućnosti za strateške aktivnosti (Vandezande, et al., 2010). Balansno odgovorna strana (BOS), ako se suoče sa nezavisnim simetričnim promenama tržišne cene električne energije, teže ka tome da imaju dugu neto bilansnu poziciju kako bi profitirali iz pozitivnih naknada za neravnotežu.

- Tržišta prekograničnih kapaciteta

Na većini evropskih granica, ova tržišta prekograničnih kapaciteta funkcionišu kao eksplicitne ili implicitne aukcije. U eksplicitnim aukcijama, prekogranični kapaciteti se dodeljuju pojedinačnim tržišnim učesnicima, koji te kapacitete mogu da upotrebe za trgovanje radi zarade na različitim tržištima električne energije, tj. na cenovnim razlikama. U implicitnim aukcijama, prekogranični kapaciteti se ne dodeljuju pojedinačnim tržišnim učesnicima. Kod njih je arbitraža internalizovana, mehanizmom za koordinisani kliring različitih tržišta električne energije. Implicitne aukcije u Evropi nazivaju se spajanjem tržišta.



Slika 9. Dijagram trgovine električnom energijom između susednih država

- Maloprodaja

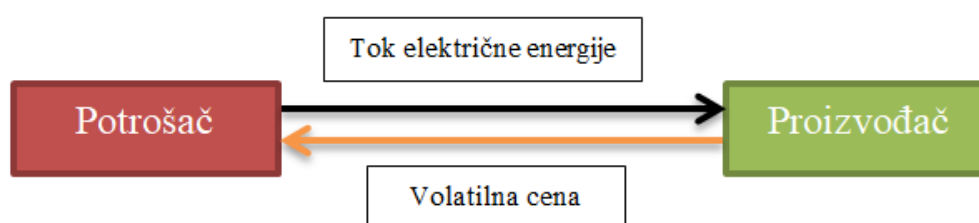
Maloprodaja je prodaja krajnjim potrošačima i obuhvata komercijalne funkcije kao što su nabavka, određivanje cena i prodaja električne energije, merenje, fakturisanje i naplata. Maloprodaja može biti konkurentna kada je u pitanju nabavka, određivanje cena i prodaja električne energije. Danas u većini država potrošač može da bira svog dobavljača električne energije i odluči se za tržišne cene ili propisanu tarifu. Ukratko, proizvodnja, prenos i distribucija su fizičke funkcije, dok su maloprodaja i veleprodaja trgovinske funkcije.

- Potražnja - potrošnja

Tržišna potražnja se generalno definiše kao količina električne energije koju krajnji korisnici žele da potroše po određenoj ceni. Potražnja za električnom energijom ima tri važne odlike:

- sezonske varijacije,
- segmentaciju potrošača i
- nisku elastičnost.

Sezonske varijacije potražnje obično se prikazuju krivom trajanja opterećenja. Ova kriva prikazuje potražnju u odnosu na trajanje. Takva kriva se može izraditi za različite vremenske okvire i oblasti. Potražnja za električnom energijom dosta varira između vremena vršnog opterećenja (danju) i vanvršnog opterećenja (noću) i godišnjih doba (zima/leto). Ova varijacija jednostavno nastaje zbog činjenice da većina kompanija i domaćinstava ne troši električnu energiju tokom noći. Veoma visoka vršna opterećenja po potražnju dešavaju se tokom veoma toplih ili veoma hladnih radnih dana, kada svi koriste klimu ili električno grejanje. Najniži nivoi potražnje za električnom energijom javljaju se sredinom noći. Potražnja se može podeliti u nekoliko segmenata prema nivou potrebe i osetljivosti kupaca na promene cena. Potrošači se dele na tri kategorije prema svom nivou potrošnje električne energije: male, srednje i velike.

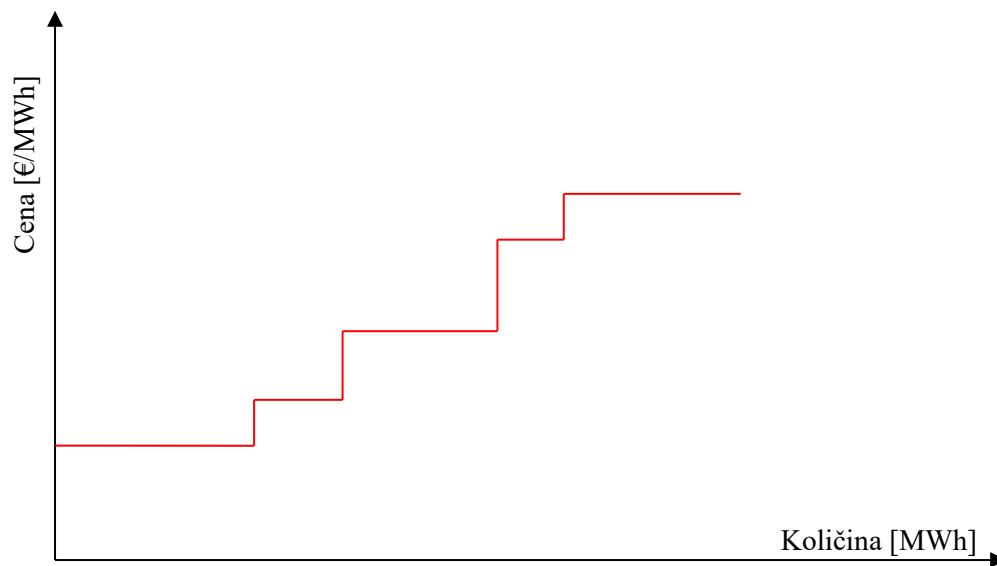


Slika 10. Dijagram potrošača

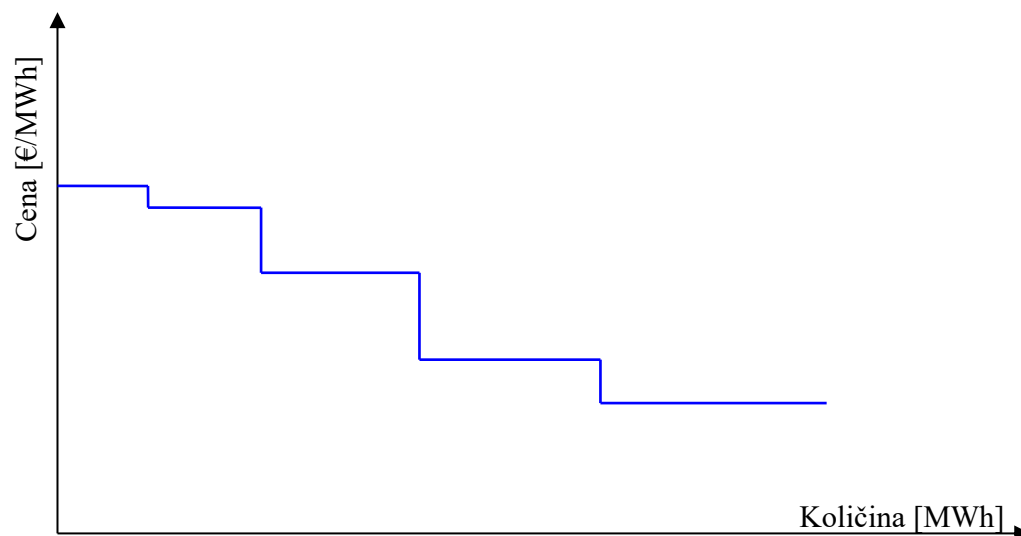
Elastičnost potražnje predstavlja osetljivo pitanje na tržištima električne energije. Kao i kod bilo kog tržišta, elastičnost potražnje predstavlja spremnost potrošača da odgovore na promene u cenama, u ovom slučaju cene električne energije. Na tržištima električne energije elastičnost potražnje je veoma niska kod većine potrošača, zbog nedostatka zamene i velikog značaja koji potrošači pridaju proizvodu. Veliki potrošači u veleprodaji, koji su direktno povezani na visokonaponsku mrežu, mogu u određenoj meri da odreaguju na cene električne energije. Domaćinstva i mala i srednja industrijska preduzeća gotovo uopšte ne reaguju na fluktuacije cena, jer se promenljivost cena u veleprodaji ne prenosi na potrošače u maloprodaji, ili barem ne u realnom vremenu. Ti mali potrošači koji nisu direktni učesnici na tržištu veleprodaje nemaju podsticaj da reaguju na promenljivost cena, jer plaćaju maloprodajnu cenu koja se vremenom uproseči (Boisseleau, 2004). Na većini tržišta, potrošači na osnovu tržišne cene biraju da li će da troše ili ne. Na tržištima električne energije, potrošači ne smanjuju svoju potrošnju kada ponuda oslabi, jer oni kratkoročno ne vide tu razliku; čak i veliki potrošači imaju nisku elastičnost potražnje.

- Tržište električne energije

Tržište električne energije je mesto gde se susreću ponuda i tražnja. Organizovano tržište električne energije (berza električne energije, pool) je institucija koja omogućava svim licenciranim proizvođačima i snabdevačima električnom energijom da prodaju/kupe proizvod (u ovom slučaju električnu energiju) po tržišnoj ceni i pod tržišnim uslovima. Na ovaj način se takođe obezbeđuje nediskriminatorna prodaja/kupovina električne energije i formiranje cene na osnovu ponude i potražnje. Tržište električne energije funkcioniše na taj način da svi zainteresovani proizvođači električne energije ponude količinu energije koju su spremni da prodaju i cenu po kojoj su spremni da je prodaju. Takođe, svi zainteresovani snabdevači iznose svoje ponude, tj. količinu električne energije koju žele da kupe i cenu po kojoj žele da je kupe. Primer ponuda proizvođača i potrošača prikazan je na sledećim slikama:



Grafikon 1. Ponuda prodavca (proizvođača)



Grafikon 2. Ponuda kupca (potrošača)

2.2.2. Načini organizovanja tržišta električne energije

Proces liberalizacije zapravo je započeo u Evropi 1997. godine Direktivom 96/92/EK. Ova Direktiva definiše zajednička pravila postepene liberalizacije elektroenergetskog sektora u okviru koncepta jedinstvenog evropskog tržišta (Bower & Bunn, 2000). Pojavila su se dva glavna vida organizovanog tržišta: mehanizam razmene struje između dve ili više kompanija u okviru „pula“ i berza. Razlika između ta dva modela može se objasniti pomoću dva kriterijuma: inicijativa i učešće. Mehanizam razmene struje (pul) rezultat je javne inicijative, tj. vlada želi konkurentnost na nivou veleprodaje, a učešće je obavezno, tj. nije dozvoljeno trgovanje van pula. Berza struje se najčešće pokreće na osnovu privatne inicijative, na primer, od strane kombinacije proizvođača, distributera i trgovaca, a učešće na berzi je dobrovoljno. Danas se čini da učesnici na tržištu imaju veću sklonost ka ovom drugom modelu. Berza (*Power exchange*) PX predstavlja konkurentan alat za trgovanje električnom energijom u veleprodaji. Spot trgovanje na berzi vrši se dan pre isporuke. To omogućava i učesnicima na tržištu i operatoru prenosnog sistema (*Transmission System Operator*) TSO određeno vreme da dogovore fizičke aspekte isporuke. Prava uloga berze je da uskladi ponudu i potražnju za električnom energijom kako bi se odredila javna, jedinična tržišna cena. Razvijena berza takođe može da bude tržište za izvedene finansijske instrumente za električnu energiju, kao što su fjučersi i opcije. Učesnici mogu biti proizvođači, distributeri, trgovci i veliki potrošači.

Električna energija, u ekonomskom smislu, predstavlja robu kojom se može trgovati i koja se može kupovati i prodavati. Većina tržišta električne energije spadaju u dve vrste tržišta na kojima se trguje energijom: spot tržišta i termimska tržišta forvarda/fjučersa. Ponude za kupovinu i prodaju vode se principima ponude i potražnje pri određivanju cene. Dugoročna trgovanja su ugovori slični sporazumima za kupovinu električne energije i generalno se smatraju privatnim bilateralnim transakcijama između ugovornih strana. Kao rezultat toga, mnoge države su uspostavile neposrednu prekograničnu trgovinu i centralizovana tržišta kako bi olakšala trgovanje električnom energijom. Dva najčešća tržišta su tržišta na vremenskom okviru dan unapred i trgovanje forvard/fjučers ugovorima. Što se tiče tržišta dan unapred, učesnici u trgovini mogu da dostave ponude za količinu električne energije koja će se isporučiti u različitim satima narednog dana. Ovo tržište je najbliži ekvivalent spot tržištu. Ponuđači električne energije koriste tržišta na vremenskom okviru dan unapred za podmirenje dela svoje potražnje za električnom energijom, međutim, na ovim tržištima postoje znatne varijacije cena.

Različiti modeli restrukturiranja su predloženi u raznim državama. Uopšteno se mogu kategorizovati dve vrste;

- bilateralna tržišta i
- tržišta za posredovanje.

Kod bilateralnih tržišta prodavci i kupci trguju direktno. Kod tržišta za posredovanje postoji posrednik između kupaca i prodavaca. Najosnovnija vrsta tržišta za posredovanje je tržište na kome trgovci kupuju i prodaju za svoj račun (Shahidehpour, et al., 2003). Prva varijanta organizovanog tržišta električne energije bio je pul (pool) koji su države uvodile radi uređivanja trgovine električnom energijom na svojoj teritoriji i njegova osnovna osobina je da je on obavezan. Naime, električna energija se mogla prodati ili kupiti samo preko pula. Međutim, kako je jedan od osnovnih principa ekonomije – mogućnost izbora, većina država se odlučila za formiranje berzi koje se od pula razlikuju u tome što je učestvovanje na njima dobrovoljno dok su pravila trgovine ista.

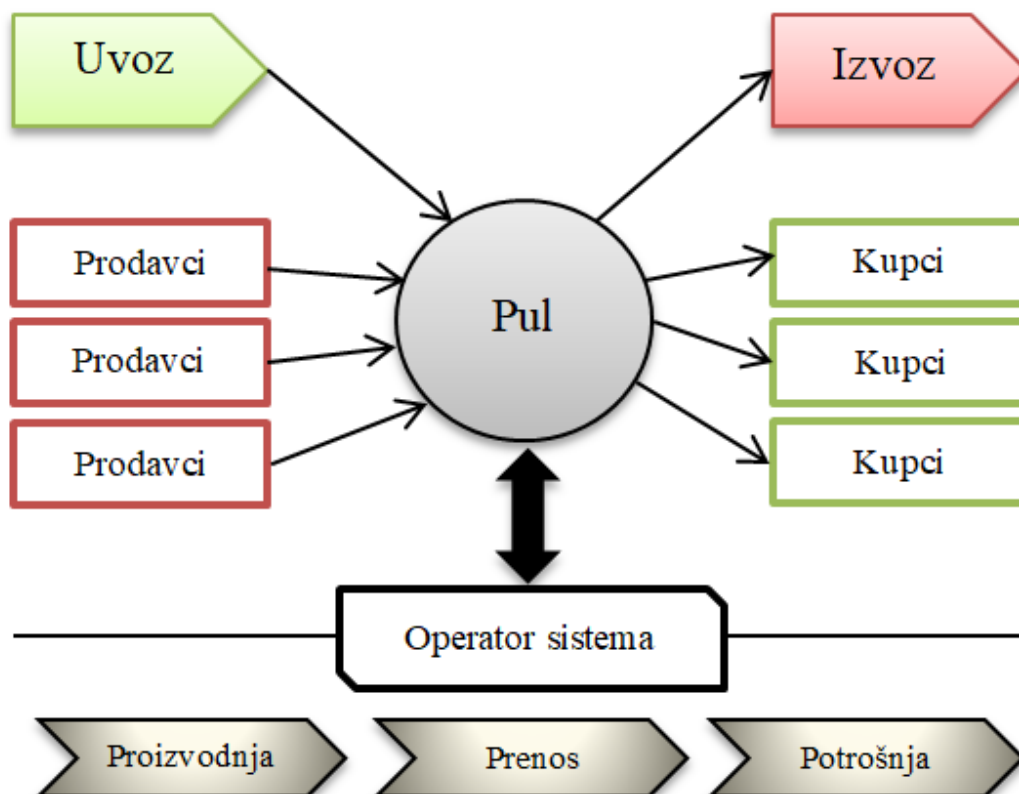
Jedna od glavnih struktura tržišne konkurencije koja se koristi na restrukturiranom tržištu električne energije je pul (pool) model. Pul je takođe tržište za posredovanje koje karakteriše postojanje dodatnih plaćanja kao što su pomoćne usluge i troškovi praznog hoda. Dodatna plaćanja su korisna za nadoknađivanje troškova koji nisu marginalni troškovi. Pulovi koriste složene ponude uključujući

strukturu troškova i tehnička ograničenja kod ove vrste ponuda. Na tržištu pula prodavci i kupci električne energije dostavljaju ponude na centralizovano tržište za kupovinu (prodaju) električne energije. Učesnici treba da dostave ponudu koja je što bliža tržišnoj ceni električne energije. U suprotnom, ako je ponuda prodavca previsoka, može se desiti da uopšte ne proda električnu energiju. Prema tome, ako je ponuda kupca koji se nadmeće za kupovinu električne energije preniska, možda neće moći da je kupi. Nakon što svi učesnici dostave svoje ponude, operater tržišta sačinjava krivu ukupne ponude za dobavljače i krivu ukupne potražnje za potrošače. Tačka preseka dve krive određuje tržišnu cenu električne energije. Ta tačka se naziva tačka ravnoteže. U ovoj tački je tržište balansirano (Shahidehpour & Alomoush, 2001).

Preteča berzi je razmena električne energije u okviru pula. Postoje dve kategorije ovakvih mehanizama (pulova):

- tehnički i
- ekonomski pulovi.

„Tehnički” pulovi ili „proizvodni” pulovi su oduvek postojali. Vertikalno integrisana preduzeća su koristila ovaj mehanizam razmene kako bi omogućila bolju centralnu optimizaciju proizvodnje u odnosu na smanjenje troškova i optimalnu tehničku otpremu. Te tehničke pulove su godinama koristila integrisana preduzeća. U takvom sistemu su elektrane rangirane po rastućim vrednostima na osnovu troškova proizvodnje. Stoga su troškovi proizvodnje i mrežna ograničenja bila odlučujući faktor za isporuku. Trgovanje je bilo ograničeno na transakcije između preduzeća iz različitih oblasti. Dugoročni ugovori za izvoz bili su osnovna trgovačka delatnost u okviru međunarodne trgovine, ali su zbog slabih kapaciteta interkonekcije postojala određena ograničenja.



Slika 11. Pul model

“Ekonomski” pulovi stvoreni su da bi olakšali uvođenje konkurencije među proizvođačima. Oni su uglavnom nastali na javnu inicijativu vlada koje su želele da uvedu konkurentnost u proizvodnju i da sprovedu liberalizaciju. Pulovi su naišli na mnogo kritika. Proces određivanja cena je bio previše složen i zahtevao je najmanje devet različitih parametara ponude, uključujući i pravilnik od preko šest stotina strana, u kom se opisuje metodologija obračuna cena. Plaćanja za kapacitet i raspoloživost nagrađivala su proizvođače za to što su elektrane bile dostupne, a ne za to što su upravljali njima. Ponude nisu oslikavale cene zbog postojanja postrojenja koja su „morala da rade“, a koja su imala nultu cenu. Nedostatak transparentnosti procesa određivanja cena dovodi potrošače u neravnopravni položaj pri pregovaranju forward ugovora u odnosu na cene kod pula. Zbog prirode tržišta dan unapred, troškovi i rizici otkaza postrojenja prenose se sa proizvođača na kupce, preko dodatnih plaćanja za energiju. Učešće na strani potražnje bilo je ograničeno na samo nekoliko veoma velikih industrijskih potrošača. Pul je zamenio Novi sporazum o trgovini električnom energijom („NETA“) iz 2001. godine zbog navedenih nedostataka.

Model pula više se zasniva na principima inženjerstva nego na tržišnim principima (Green, 2004). Obavezno učešće znači da svi proizvođači moraju da prodaju svoje proizvedene količine pula i da svi potrošači moraju da kupe od njega električnu energiju. Jedan od glavnih problema kod modela pula je nedostatak transparentnosti. Sistem određivanja cena je previše složen, jer zahteva podnošenje nekoliko parametara (Sweeting, 2000). Zbog takvog načina obračuna, učesnicima je teško da shvate kako se cene određuju i to predstavlja pravu barijeru za ulazak (Green, 2004).

- Berze električne energije

Berza električne energije je deo organizovanog slobodnog tržišta električne energije. Pojam organizovano znači da je zakonom propisan način ponašanja učesnika na tržištu kao i da postoji organ koji ih posmatra i vrši kažnjavanje u slučaju kršenja zakona. Pojam slobodno znači da je zakon takav da omogućava rad tržišta zasnovan na tržišnim principima, a to znači da se cena formira sučeljavanjem ponude i tražnje (tj. objektivno utvrđivanje cene), kao i da svako zainteresovano pravno i fizičko lice može da učestvuje na tržištu u skladu sa propisanim zakonom o tržištu.

Berza električne energije je institucija koja ima svoj statut i pravilnik o poslovanju koji moraju biti u skladu sa zakonom o tržištu električne energije (tj. zakonom o energetici ako prethodni ne postoji) u zemlji na čijoj se teritoriji fizički nalazi. Učesnici na berzi električne energije su dužni da se pismeno saglase sa poštovanjem zakona o radu berze i da ga poštuju a time prihvataju i plaćanje propisanih kazni, uključujući i udaljavanje sa berze za najteže prekršaje, ukoliko prekrše propisana pravila ponašanja na berzi.

	Berza	Pul
Učešće	Dobrovoljno	Obavezno
Inicijativa	Privatna	Javna
Učesnici	Proizvođači, trgovci, distributeri, veliki potrošači	Samo proizvođači
Vrsta ponude	Cena/Količina	Cena/Količina/Kapacitet
Bilateralno tržište	Da	Ne

Tabela 1. Osnovne razlike između berze i pula

Dobro funkcionisanje nekog tržišta električne energije ne zavisi od toga da li se implementira berza električne energije. Berza je samo deo tržišnog sistema, ona ne stvara konkurenciju tamo gde tržišna struktura to ne dopušta. Berza samo olakšava trgovanje time što nudi određene usluge preko trgovačke platforme. Kao takva, može samo da pomogne u smanjenju troškova transakcija i podstakne trgovanje. Međutim, funkcionalna berza pokazuje da je i tržište zrelije. Berze su najpoznatije po aukcijama koje

se organizuju dan unapred za svaki sat narednog dana. U svojoj ulozi aukcionara, berza prima naloge, a zatim odlučuje koje će prihvatiti i po kojoj ceni u cilju zaključenja ugovora. Pri donošenju takve odluke, nije zadatak berze da postavi pitanje da li ti nalozi zaista odlikavaju troškove ili vrednosti svojih učesnika (Weedy, 1998). Aukcionar bira kupce koji nude visoke cene i prodavce koji nude niske cene. Pravila za eventualno odbijanje transakcija koje mogu da dovedu do nesigurnog rada elektroenergetskog sistema moraju da budu zasnovana na ekonomskim principima (Apostolović & Škokljev, 2005).

Berza električne energije je centralizovano tržište na kome se trguje hartijama od vrednosti, robom, derivatima i drugim finansijskim instrumentima. Berza električne energije ne omogućava dodatna plaćanja: u svakom datom trenutku i na lokaciji svi proizvođači koji prodaju električnu energiju dobijaju istu cenu. Pul električne energije je centralizovan i funkcioniše isto kao i berza električne energije. Međutim, pul električne energije koristi „dodatna plaćanja” koja zavise od ponuda dobavljača: plaća različite cene različitim dobavljačima u isto vreme i na istoj lokaciji. Ta plaćanja se izvršavaju samo kada je cena pula preniska za prihvaćenog dobavljača kako bi nadoknadio svoje troškove.

Berza električne energije obezbeđuje spot tržište, uglavnom dan unapred, za električnu energiju i ona, kao i kod svih drugih tržišta, usklađuje ponudu i potražnju za svaki sat i pritom obezbeđuje indeks javne cene. Može se posmatrati kao konkurentan spot aranžman za veleprodajno trgovanje koji olakšava prodaju i kupovinu električne energije (Skytte, 1999). Na berzi se trguje samo energijom, jer se ne uzimaju u obzir nikakvi tehnički aspekti kao što su ograničenja prenosnog sistema ili naknade za kapacitet. Zato se berze električne energije definišu za region (ili centar). Ponude na berzi sadrže samo količinu i cene za određeni period. Berza je apsolutno neutralna prema tržištu, jer njena pravila važe za obe strane u transakciji. Berza je stoga dobrovoljno tržište, koje se nadmeće sa klasičnim bilateralnim tržištem poznatijim i kao vanberzansko tržište („OTC”). Kada se radi o konkurentnosti, na spot tržištu nadmeću se proizvođači, distributeri, trgovci i veliki potrošači koji daju ponude za prodaju i kupovinu električne energije. U svakoj ponudi za prodaju navodi se količina i minimalna cena po kojoj prodavac želi da vrši snabdevanje energije. Sa druge strane, u svakoj ponudi za kupovinu navodi se željena količina i maksimalna cena po kojoj se želi kupiti energija. Berza uparuje ponudu i potražnju i objavljuje klirinšku cenu. U zemljama u kojima nije „zvanično” osnovan pul za struju, razna privatna lica (npr. proizvođači, distributeri, trgovci, veliki potrošači, operatori itd. ili kombinacija svih navedenih) promovisala su stvaranje berzi struje. Ideja je da se zbog činjenice da je električna energija homogeni proizvod na organizovanim tržištima, može trgovati standardizovanim ugovorima.

Učesnici na tržištu, proizvođači, distributeri, trgovci i veliki potrošači, izrazili su potrebu za organizovanim tržištem radi lakše kratkoročne trgovine i smanjenja troškova transakcija za ovu vrstu trgovanja. Prvo, tražili su mesto gde mogu da kupe ili prodaju električnu energiju u bilo kom trenutku. Drugo, učesnici na tržištu su želeli transparentni indeks cena da bi upoređivali svoje bilateralne transakcije i zaštitili se od rizika. Treće, berza struje predstavlja još jednu opciju za nabavku električne energije. Četvrto, postojanje anonimnog tržišta predstavlja važnu prednost u konkurentnoj sredini, jer igrači ne moraju da otkriju svoju poziciju drugim učesnicima na tržištu. Konačno, berze struje smanjuju kreditni rizik, jer sve transakcije pokriva berzanska klirinška kuća.

Učesnici na berzi mogu biti:

- proizvodne (GenCo) kompanije,
- distributivne (DisCo) kompanije,
- nezavisni proizvođači (Independent Power Producers - IPP),
- kvalifikovani potrošači,
- trgovci,
- brokeri (koji za razliku od trgovaca ne posluju za svoj već za račun svojih klijenata),
- povlašćeni proizvođači (iz obnovljivih izvora) i
- strani agenti iz drugih (susednih) država koji žele da ostvare međunarodnu trgovinu.

Na berzi se obavljaju dve vrste poslova :

- promptni i
- terminski poslovi.

Promptni berzanski poslovi su poslovi kod kojih se posao sklapa „danas“, a obaveze po ovom poslu se izvršavaju ili odmah po zaključenju posla ili u roku od dva do pet radnih dana. S obzirom da vreme kao varijabla u ovim poslovima ne igra toliko značajnu ulogu, ovi poslovi sa sobom ne nose veliki rizik. Primarni motiv odvijanja ovih poslova jeste prodaja ili kupovina električne energije bez ambicije da se ostvare izvesni špekulativni efekti na osnovu ostvarenja razlike u ceni.

Terminski berzanski poslovi su poslovi kod kojih se posao sklapa „danas“, a obaveze po ovom poslu se izvršavaju na neki budući termin, duži od pet radnih dana. S obzirom da je vreme kao varijabla kod ovih poslova vrlo izražena promenljiva, a rizici koje ovi poslovi sa sobom nose su značajni. Jedan od motiva za obavljanje ovih poslova je vrlo često ambicija za ostvarenje pozitivne razlike u ceni električne energije.

Terminski poslovi mogu biti u formi :

- forvard (forwards) ugovora,
- fjučersa (futures) ugovora
- opcionih (options) ugovora.

Načini trgovanja na berzi električne energije su propisani statutom i pravilnikom berze, ali u svakom slučaju bitno je da se uvek trguje unapred za period koji tek dolazi. Popularna je trgovina za sat unapred, dan unapred, nedelju unapred. Za robu kao što je električna energija karakteristično je to da kad se proizvede ide i trenutna isporuka. Upravo zbog toga se sva trgovina odvija unapred. Tehnički deo kod zaključivanja ugovora prilikom trgovine na berzi električne energije podrazumeva saglasnost organizatora tržišta električne energije za energiju proizvedenu i utrošenu na tržištu kao i saglasnost regulatora prenosnog sistema o slobodnom kapacitetu na visokonaponskim mrežama ukoliko se radi o tranzitu električne energije iz jednog sistema u drugi.

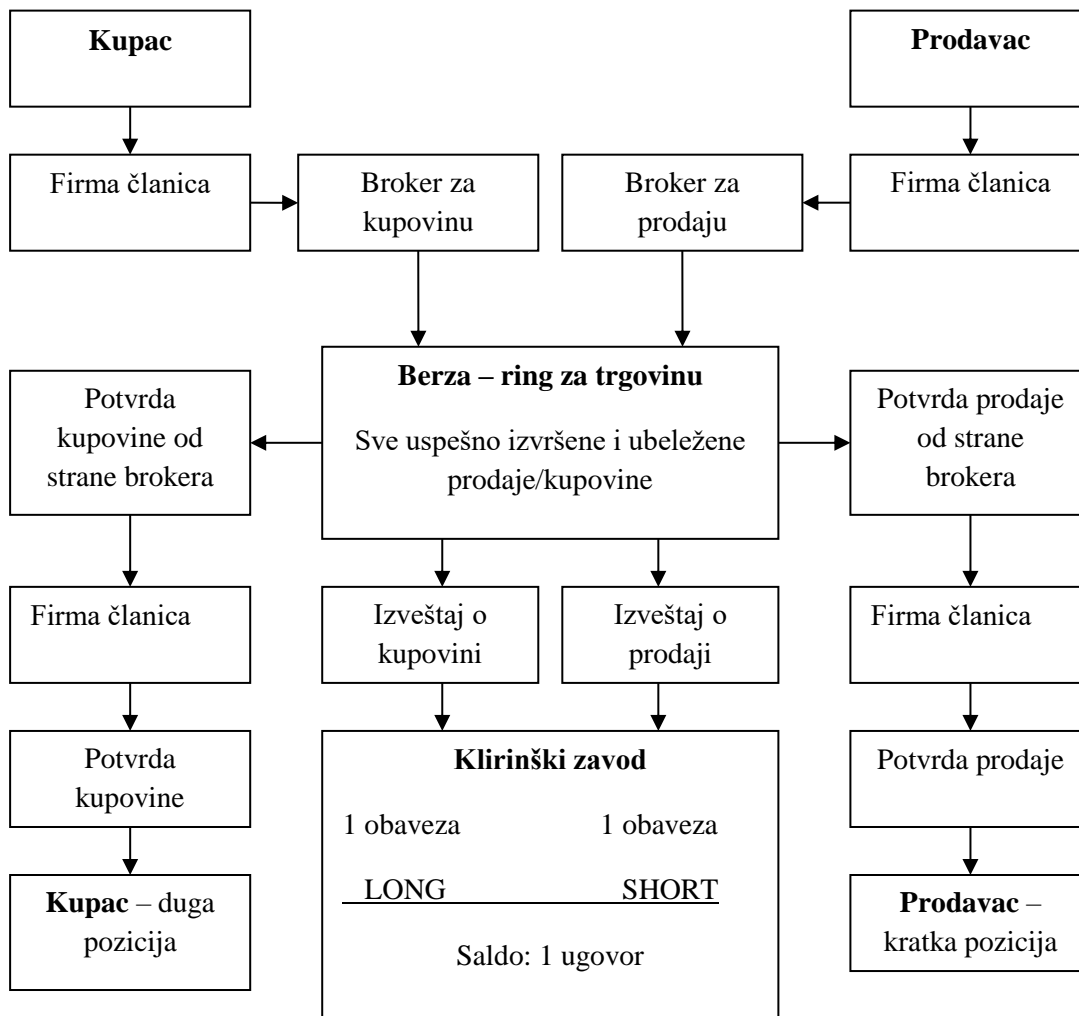
Berze električne energije su bitne za rešavanje zagušenja. Ovaj pristup se definiše izrazom „razdvajanje tržišta“, gde se jedno organizovano tržište „razdvaja“ kada dođe do zagušenja. Međutim, kako ne postoji jedno jedinstveno organizovano tržište u kontinentalnoj Evropi, već pre po jedno organizovano tržište u svakoj od zemalja, upotreba ove metode za rešavanje zagušenja se takođe naziva „spajanje tržišta“ – Market coupling.

Brokerska tržišta su tržišta na kojima se aktivno trguje nekom robom tako što brokeri zaračunavaju usluge pretrage kupcima i prodavcima. Brokeri na određenom tržištu razvijaju specijalizovane veštine u određivanju cene robe kojom se trguje na tom tržištu. Dilerska tržišta nastaju kada se poveća obim trgovanja određenim tipom proizvoda. Trgovci na ovim tržištima ostvaruju uštede na troškovima pretrage jer učesnici lako pronalaze načine po kojima mogu nešto da kupe od dilera ili da mu to isto prodaju. Dakle, dileri se specijalizuju za određene vrste robe i kupuju ih za svoj račun, a kasnije prodaju uz određeni profit. Visok nivo tržišne aktivnosti je neophodan za ostvarivanje atraktivnog izvora prihoda posredstvom poslovanja na dilerskom tržištu. Takav primer dilerskog tržišta je vanberzansko tržište Over – the – counter market OTC.

Prednost OTC tržišta sastoji se u tome da se uslovi ugovora o opciji – cena izvršenja, obim trgovine i datum dospeća koji je predmet ugovora, mogu prilagoditi specifičnim potrebama trgovaca. Međutim, troškovi izrade OTC ugovora o opciji su relativno visoki i danas se ta trgovina uglavnom odvija na organizovanim berzama. Ugovori o opciji kojima se trguje na berzama standardizovani su po datumima dospeća i cenama izvršenja za svaku izlistanu opciju. Standardizacija ugovora kojima se trguje na berzi znači da svi tržišni akteri trguju ograničenim i ujednačenim skupom opcija. Time se povećava obim trgovine što rezultuje smanjenjem troškova trgovanja i čini tržište konkurentnijim (Bodie, et al., 2012). Dakle, berze donose dve važne koristi:

- lakoću trgovanja koja se odvija na centralnom mestu za trgovinu gde se kupci i prodavci ili njihovi predstavnici okupljaju, i
- likvidno sekundarno tržište, gde kupci i prodavci mogu trgovati brže i jeftinije.

OTC ugovori uključuju samo dve ugovorne strane, kupca i prodavca, trgovanje preko mreže brokera, pre nego preko dogovaranja. OTC tržište nije standardizovano ili organizovano. Iako OTC predstavlja veliki deo ukupnog obima trgovanja na tržištu, nije glavna tema ove teze. Štaviše, cene na OTC tržištu (bilateralni ugovori), poput cena na terminskim tržištima, su izvedene iz cena sa spot tržišta. Ako su spot cene konkurentne i efikasne, postoji tendencija da budu konvergentne (Pham, 2015).

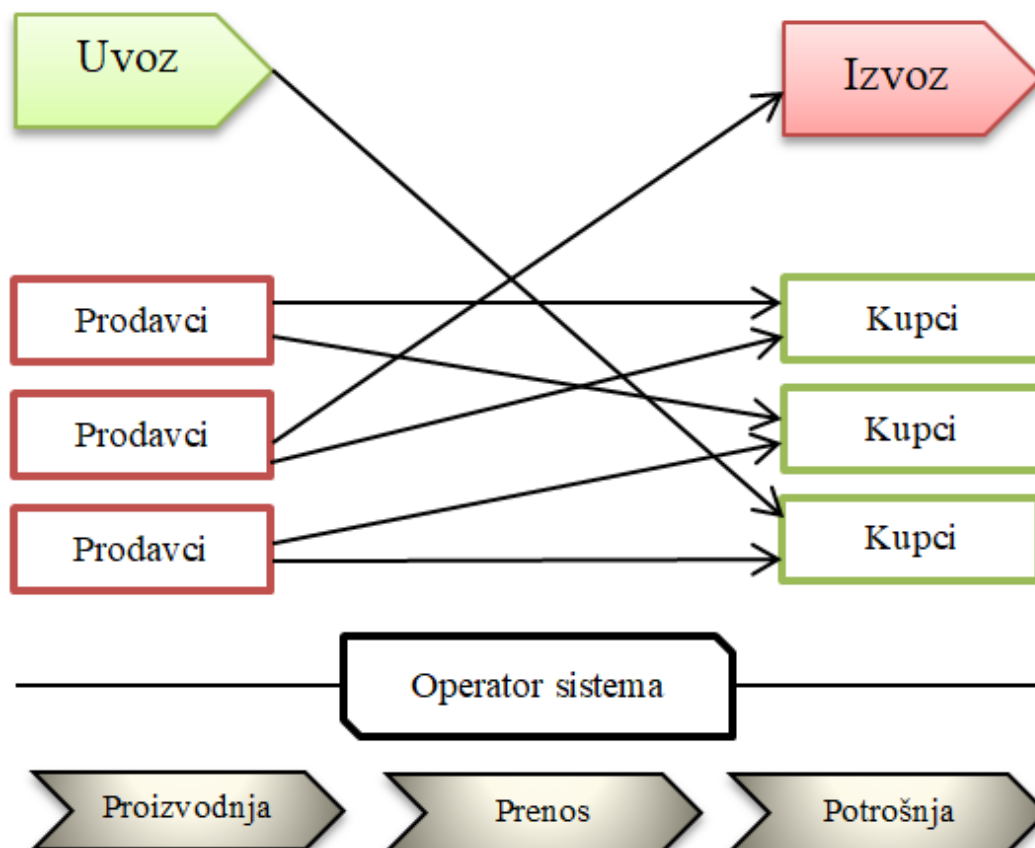


Slika 12. Blok šema toka informacija prilikom trgovine na berzi (kupovina/prodaja)

Neke kompanije smatraju da merenje i kontrola rizika može biti teža sa OTC ugovorima zbog nepostojanja transparentnosti cena i likvidnosti na OTC tržištu (za razliku od regulisanih berzi koje objavljuju podatke o cenama u realnom vremenu) i ovo može da stvori mogućnost za neočekivani gubitak. Takođe ponekad se javljaju dodatni pravni, kreditni i operativni rizici sa OTC ugovorima u poređenju sa berzanskim ugovorima. Mnoge kompanije smatraju da je fleksibilnost OTC benefit zato što se može vrednovati u odnosu na iste cenovne reference energije koja se proizvodi ili troši (James, 2012). Jasna razlika između OTC tržišta i berze polako nestaje usled težnje tržišta ka zajedničkom

rezultatu. Klirinške kuće širom sveta su počele da prihvataju OTC trgovine u okvir svojih garancija. To znači da nakon izvršenja OTC trgovina, obe strane mogu da prihvate da "predaju" svoje OTC trgovine klirinškoj kući. Iako je penetracija tržišta naftnog sektora bila veoma spora, novija tržišta električne energije i gasa sve više koriste elektronske platforme za trgovinu. Ovo je donelo veliku cenovnu transparentnost, pošto korisnici mogu da vide i da trguju prema cenama vidljivim na ekranu kao kod fjučers tržišta.

Bilateralna trgovina ili neposredna trgovina („OTC“) može da bude ili finansijska ili fizička, s tim što ova druga obuhvata stvarnu fizičku isporuku. Čisto bilateralna trgovina, odnosi se na direktne transakcije između kupca i prodavca bez ikakvih posrednika. Stoga se trgovanje uglavnom odigrava telefonskim putem bez posrednika. Međutim, u praksi, bilateralna trgovina može da se vrši i preko brokera ili oglasne table. Kao i kod zaliha, brokera ne trguju kao nalagodavci, već ostvaruju kontakt između kupaca i prodavaca. Oglasne table su uglavnom internet stranice na kojima učesnici postavljaju svoje ponude za kupovinu ili prodaju električne energije i definišu određene aspekte svoje ponude kao što je, na primer, lokacija i trajanje. Važna odlika bilateralnih tržišta je to što su ugovori o kojima se pregovara potpuno fleksibilni i mogu se izraditi prema potrebama svakog pojedinačnog potrošača, jer potrošači mogu da navedu koji god uslov oni žele. Od ukupne količine trgovine električnom energijom na nekom organizovanom tržištu, količina električne energije kojom se trguje na berzama, iznosi oko (20-30)% od ukupne, dok se (70-80)% trgovine ugovori bilateralnim ugovorima.



Slika 13. Model bilateralne trgovine

Standardni bilateralni ugovori su:

- Osnovno opterećenje: Snabdevanje za sve sate za svaki dan perioda trgovanja.
- Vršni sati: Snabdevanje između 9. sata i 24. sata (od 08:00 do 00:00) za svaki radni dan izabranog perioda.
- Vikend: Snabdevanje tokom svih sati subotom i nedeljom.
- Noći: Snabdevanje između 1. i 8. sata (od 00:00 do 08:00) videndom.
- Vanvršno opterećenje: Kombinacija noću i vikendima plus vršni sati neradnim danima.

Od tih pet profila, najviše se trguje u okviru prva dva i tu je skoncentrisana sva tržišna likvidnost, pri čemu se najviše trguje osnovnim opterećenjem. Često se navodi da nasuprot organizovanim tržištima, bilateralna tržišta daju kupcima i prodavcima veću fleksibilnost sa cenama i drugim uslovima ugovora, jer u organizovanim tržištima učesnici mogu samo da kupe ili prodaju proizvode kojima se trguje na tržištu. Ovo viđenje je netačno. Čak i kod postojanja obaveznog pula, učesnici uvek mogu da imaju finansijske bilateralne ugovore. Ti ugovori se nazivaju Ugovori o razlici (eng. Contracts for Difference - CfD).

Četiri osnovna pitanja kada se radi o bilateralnim tržištima su:

- transparentnost cena,
- cenovna diskriminacija,
- likvidnost i
- transakcijski troškovi.

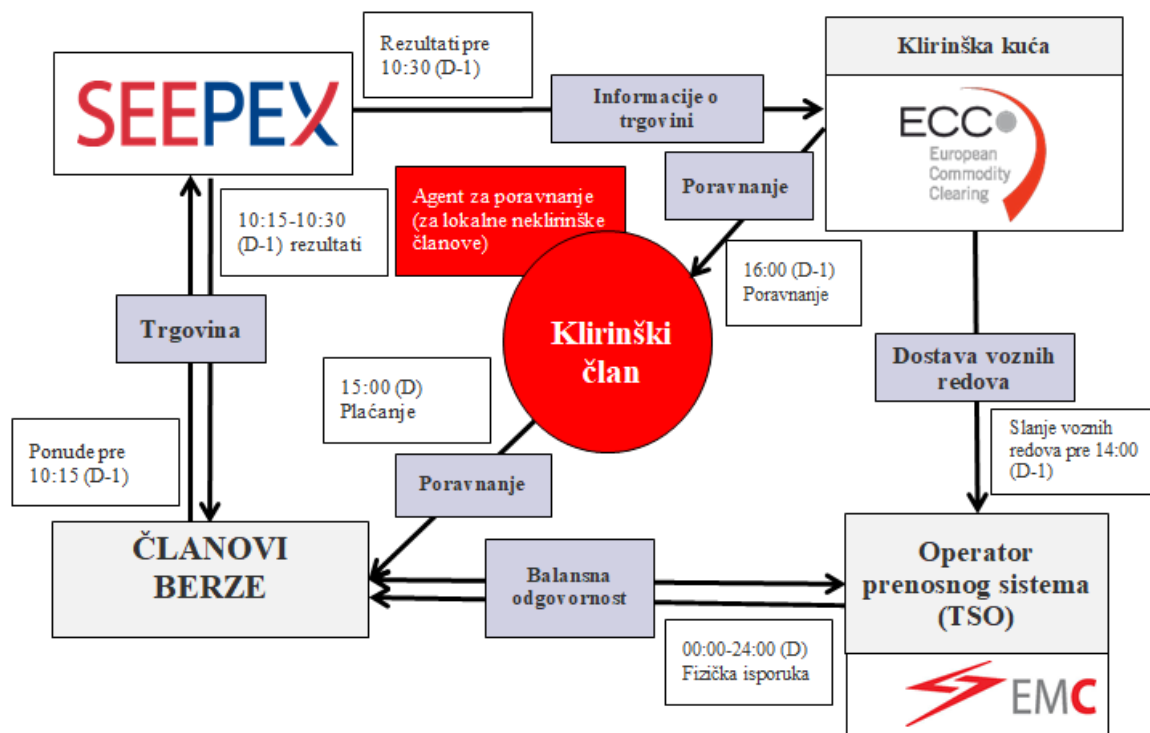
Pošto se transakcije na bilateralnom tržištu vrše po definiciji između dve strane, ostale strane ne mogu da znaju tržišnu cenu struje u bilo kom satu u toku dana. Taj nedostatak transparentnosti predstavlja ozbiljan problem za potrošače, jer oni tada ne mogu da uporede ponude proizvođača ni sa jednim jasnim reperom. Otkrivanje cena je takođe veoma važno za donošenje investicionih odluka, a naročito za ulazak. U teoriji, visoke cene će privući nove investicije. U odsustvu takvog signala, konkurencija može biti ograničena takvom destimulacijom ulaska na tržište i postoji verovatnoća da nivo investicija bude prenizak, ojačavajući tržišne sile trenutnih čelnika. Cenovna diskriminacija je u direktnoj vezi sa objavljivanjem cena. U svetu nesavršene konkurencije, cenovna diskriminacija je česta poslovna praksa. Na primer, cenovne razlike su rezultat pregovora, raznih pregovaračkih pozicija i različitih nivoa pristupa informacijama. Takva cenovna diskriminacija nije moguća na organizovanim tržištima, jer svaki učesnik prima informacije i svestan je jedinične tržišne cene.

Likvidnost je povezana sa količinom trgovanja električnom energijom. U tom trenutku, prednost namenskih ugovora postaje nedostatak. Raspon ugovora otežava kupcima preprodaju ovog ugovora ili njihovih delova, jer namenske odredbe ugovora otežavaju nalaženje drugog kupca koji želi da preuzme takav ugovor. Stoga raznolikost ugovornih vrsta može da poremeti razvoj jednog likvidnog tržišta, a to je neophodno kako bi kupci i prodavci mogli da usklade portfelje. Takva raznolikost ugovora znači da će postojati jednaka raznolikost i u cenama. Konačno, troškovi transakcija predstavljaju važnu slabost čisto bilateralnih tržišta. Bilateralne transakcije zahtevaju da učesnik prvo nađe drugu stranu, što iziskuje troškove nalaženja. Drugo, kada se druga strana pronade, pregovara se o ceni i tačnim uslovima ugovora. To je skup proces koji iziskuje vreme i stručnost. Iako se takvi troškovi mogu opravdati i smatrati marginalnim kada se pregovori tiču velikih ugovora, takvi troškovi mogu da budu i preterani kada se radi o manjim ugovorima, na primer kratkoročno trgovanje. Stoga, čisto bilateralni model ne pogoduje kratkoročnom trgovanju koje je od ključne važnosti za usklađivanje portfelja među igračima na tržištu.

Jedan od važnih kriterijuma projektovanja berzi je definisati prirodu tih ponuda (Shuttleworth & McKenzie, 2002). Trgovanja za dan unapred i u realnom vremenu često se mešaju, jer se često grupišu pod pojam „spot tržišta“ (Stoft, 2002). Spot tržišta su tržišta na vremenskom okviru dan unapred, a ono se može organizovati bilateralno ili na berzi. Tržišta na kojima se trguje u realnom vremenu odnose se na realno balansiranje struje od strane operatora sistema. Zbog visokih troškova transakcija koji postoje u bilateralnom trgovanju dan unapred, tržište dan unapred je obično organizovano na

berzi. Tržišta na kojima se trguje u realnom vremenu ili tržišta za balansiranje uvek su organizovana tržišta, jer zahtevaju rad operatora sistema u realnom vremenu na balansiranju sistema.

S obzirom na to da je potrošnju električne energije teško predvideti i potrošači mogu bolje da procene svoju potrošnju jedan dan unapred nego što to mogu godinu dana unapred, tržišta dan unapred omogućavaju učesnicima da usklade svoj portfelj jedan dan pre isporuke. Tržišta dan unapred imaju četiri faze. U prvoj učesnici podnose ponude. U drugoj, berza određuje tržišnu cenu tako što prihvata ili odbija ponude. U trećoj se vrše same transakcije. U četvrtoj se rezultati prenose operatoru sistema kako bi se obezbedila fizička isporuka. Blok šema toka navedenih faza, prikazana je na primeru Srpske berze električne energije – SEEPEX.



Slika 14. Poslovni model SEEPEX berze

Tržišta na kojima se trguje u realnom vremenu navikla su na cenovna odstupanja u ponudi i potražnji od ugovornih specifikacija. Operator sistema mora da ispravi ta odstupanja, bilo da su namerna ili ne, kako bi se osigurala fizička isporuka i to za vrlo kratko vreme, stoga tržišta u realnom vremenu moraju da budu centralizovana. Bilateralna tržišta su prespora da bi rešavala veoma kratkoročne operacije. Štaviše, pored balansiranja, tržišta u realnom vremenu obezbeđuju dve druge vrste sistemskih usluga: jedna je bezbednost prenosa, a druga je efikasna isporuka.

Berza struje prikuplja ponude za sve učesnike za sve trgovačke sesije i za svaki sat se dobija kriva ukupne kupovine i kriva ukupne prodaje. Kriva ukupne prodaje se dobija sabiranjem energije koja se nudi po rastućem redosledu cena, bez obzira na učesnike. Kriva ukupne kupovine se dobija na isti način, ali po opadajućem redosledu cena. Tačka preseka dve krive određuje utvrđenu (presečnu) jediničnu tržišnu cenu („MCP“) i tržišnu količinu („MCV“) za svaki sat. Drugim rečima, prodavci su spremni da ponude MCV po MCP, a kupci su spremni da kupe MCV po MCP. Prihvataju se podnete ponude za prodaju koje su niže po ceni ili jednake MCP i ponude za kupovinu sa cenom jednakom ili višom od MCP, a ostale se odbijaju. Kada se takva cena i količina utvrde, spot trgovanja na berzi struje vode do fizičke isporuke. Mesto isporuke se najčešće definiše kao centar (eng. hub). Na većini

evropskih tržišta, ti centri su geografska područja sa nacionalnom visokonaponskom mrežom. Takav centar određuju zajedno operator sistema i berza struje. Ukoliko učesnici žele da kupe električnu energiju na berzi struje za isporuke u drugi centar ili da prodaju električnu energiju iz drugog centra, moraju da uđu u proceduru za prekogranične razmene. S jedne strane, berza struje vodi proces određivanja cena, a sa druge strane operator sistema je odgovoran za fizičku isporuku. Tehnički aspekti kao što su kapaciteti raspoloživi za prenos na nacionalnom i internacionalnom nivou veoma su važni, jer mogu da imaju veliki uticaj na cene.

Berze struje i bilateralna tržišta (OTC) su rivali, ali su i komplementarni i međusobno zavisni. Rivali su zbog toga što koegzistencija berzi struje i bilateralnih tržišta omogućava konkurenciju između te dve vrste tržišta (Gjerde, 2002). Sa stanovišta učesnika, ta konkurencija je korisna. S obzirom na to da su berze struje dobrovoljna tržišta, učesnici uvek koriste bilateralno tržište kad god su troškovi trgovanja na organizovanom tržištu previsoki. Zato ako troškovi korišćenja berze ne odslikavaju realne prednosti, trgovanje se može vršiti van berze.

Berze struje i bilateralna tržišta su međusobno zavisna iz dva razloga. Jedan je to što u slučaju bilateralnog, vanberzanskog tržišta dan unapred, cena između berze struje i bilateralnog tržišta mora da bude veoma blizu, jer će u suprotnom doći do arbitraže, tj. kupci će ići na „tržišta sa niskim cenama”, a prodavci na „tržišta sa visokim cenama” povećavajući cenu na prvom i smanjujući cenu na drugom dok se ne izjednače. Drugo, u slučaju OTC bez trgovanja dan unapred, svaki ugovor koji se proda ili kupi na bilateralnom tržištu može ponovo da bude predmet pregovora na berzi struje. Stoga, učesnici koji ugovore previše ili premalo na bilateralnom tržištu mogu da iskoriste berzu struje da izbalansiraju svoju poziciju. U slučaju berzi struje, postupanje svakog učesnika je poverljivo i u komercijalnom smislu osetljivo. Po definiciji, organizovane berze su mesto koje omogućava anonimno trgovanje. Anonimnost omogućava učesnicima na tržištu da izbalansiraju svoje portfelje bez otkrivanja svoje pozicije ostatku sveta.

Berze nude sledeće usluge:

- automatski i, u većini slučajeva, on-line tržišni interfejs;
- kliring i poravnanje trgovanja;
- preuzimanje rizika druge ugovorne strane;
- računovodstvo i fakturisanje za spot i terminske ugovore;
- razne informacije potrebne ili zatražene od strane učesnika na tržištu

Trgovanje električnom energijom kroz berze je uvedeno na mnogim tržištima električne energije. Dizajn i implementacija berze odnosno tržišta električne energije uopšte, zavise od tržišne ponude i potražnje, likvidnosti, ekonomije itd. Ključne osobenosti berzi su (Bichpuriya & Soman, 2010):

- mesto za trgovinu električnom energijom
- podstiče razvoj konkurencije
- transparentnost
- likvidnost

Faktor uspeha berze se može izmeriti i sledećim (Bichpuriya & Soman, 2010):

- Broj učesnika na berzi
- Likvidnost tržišta
- Rast tržišta u smislu obima trgovine
- Konkurentnost strukture naknade

Berze struje izbegavaju rizik diskriminacije i obezbeđuju poverljivost trgovanja svakom učesniku, a samim tim omogućavaju da se realizovane transakcije zasnivaju samo na objektivnim ekonomskim kriterijumima. Učesnici na berzama struje mogu da primene razne strategije trgovanja prema prirodi samih igrača. Većina proizvođača trguje na dugoročnim i srednjeročnim tržištima tako da mogu da planiraju proizvodnju i održavanje i s vremena na vreme koriste berzu struje da pokriju konkretne potrebe. Stoga, osnovna primena berze jednom proizvođaču električne energije obuhvata tri strategije:

- prodaju dodatnih kapaciteta,

- kupovinu kada se previše ugovara na bilateralnom tržištu ili u slučaju neplaniranog zastoja i
- kupovinu kada su cene na tržištu niže od troškova proizvodnje.

Kao ključne odgovornosti berze električne energije izdvajaju se sledeće (Botterud, et al., 2002):

- Da obezbedi referentne cene za energetska tržišta
- Da upravlja fizičkim spot tržištem i finansijskim tržištem za proizvode derivata
- Da nastupa kao neutralna i pouzdana strana u odnosu na tržišne učesnike
- Da koristi mehanizam cena spot tržišta radi umanjenja zagušenja mreže
- Da izveštava odgovarajuća vanberzanska tržišta o svim isporukama struje koja je predmet trgovanja i planovima njenog preuzimanja.

Predmet trgovine, da bi se njime trgovalo bez uzorka, mora biti podložan tipizaciji i standardizaciji. Tipizacija i standardizacija čine robu pogodnom za jednostavne i brze transakcije. Berza je mesto na kome se trguje, ali tipiziranom robom i po unapred utvrđenim pravilima. Berze električne energije su osnovni oblik organizovanog tržišta električne energije. One predstavljaju mesto gde se anonimno susreću licencirani tržišni učesnici koji žele da prodaju ili kupe električnu energiju, i na kome se na osnovu dobro poznatog ekonomskog zakona ponude i tražnje formira jedinstvena tržišna cena. Ona je dostupna svima i može da posluži kao praktični indikator prilikom sklapanja bilateralnih ugovora dajući orijentir i prodavcima i kupcima u pregovorima oko cene. Nadmetanje prodavaca i kupaca ove specifične robe u vidu električne energije uvodi u elektroenergetski sektor jednu sasvim novu dimenziju koja je okarakterisana primenom klasičnih tržišnih pravila u složenom tehničkom sistemu kakav je elektroenergetski sistem (Apostolović & Škokljević, 2005).

Osnovni način trgovine električnom energijom je bilateralna trgovina između prodavca (proizvođača) i kupca (potrošača). Detalji ovakvih bilateralnih ugovora koji se tiču cene, uslova isporuke i drugo, su poznati samo potpisnicima. Iako se i u ovom trenutku većina trgovine (između 60% i 90%) obavlja putem bilateralnih ugovora, svim učesnicima je ponuđena mogućnost izbora tj. alternativa u vidu učestvovanja na organizovanom tržištu - berzi električne energije, bilo kao prevashodni način trgovine ili, što je mnogo češći slučaj, kao dopuna bilateralnoj trgovini. Iako bilateralni ugovori pružaju veću sigurnost, jer na berzi ne budu prihvaćene sve ponude, upravo je to prostor za nadmetanje (kako između prodavaca/proizvođača, tako i između kupaca/potrošača) i prilika za stvaranje profita, odnosno smanjenje troškova. Berze električne energije obezbeđuju standardizovan i centralizovan način trgovine, neutralnu poziciju i ravnopravan tretman svih učesnika, lak pristup i jednostavno obavljanje trgovine uz niske režijske troškove, objavljuju referentne cene i predstavljaju pouzdanog partnera u trgovini kroz uslugu obračuna i poravnanja svih sklopljenih transakcija.

Prilikom trgovine na berzi, sama berza je u finansijskim transakcijama druga ugovorna strana tako da sva plaćanja idu ka berzi i od berze (preko njenog računa) čime je obezbeđena finansijska sigurnost svim njenim učesnicima. To takođe znači da učesnici praktično i nemaju informaciju kome su prodali odnosno od koga su kupili električnu energiju. Pored tržišta sa fizičkom isporukom, neke razvijenije berze organizuju i posebna tržišta finansijskim ugovorima (papierima) odnosno derivativna (terminska) tržišta (Errera & Brown, 2002). Ova tržišta služe za smanjenje rizika od promene cena, budući da se cene na berzi formiraju slobodno i da fluktuiraju u zavisnosti od uslova na tržištu. Osnovni oblici ovih finansijskih ugovora su forwards, futures i opcije. Za razliku od ugovora sa fizičkom isporukom gde se kupljena/prodata električna energija mora i fizički isporučiti/primiti narednog dana, finansijski ugovori imaju znatno duži rok važenja (od mesec dana pa do nekoliko godina), tokom koga se mogu i preprodavati, a njihova vrednost tokom vremena varira u zavisnosti od aktuelne situacije na tržištu.

2.2.3. Proizvodi i cena električne energije

Sistemi električne energije su izloženi interakciji između ekonomskih interesa i fizičkih ograničenja. Kao glavno fizičko ograničenje, ekvilibrijum između proizvodnje i potrošnje električne energije uvek mora da se ostvari. Kako bi obezbedili ovo na ekonomski najefikasniji način, sistemi električne energije uobičajeno naslede oblik višefaznog tržišnog okvira koji se sastoji od tržišta terminskih ugovora, dan unapred tržišta i tržišta balansiranja (Haring, et al., 2012). Dan unapred tržišta, unutardnevna tržišta i balansna tržišta stvaraju kratkoročna tržišta električne energije.

Na berzama se trguje standardizovanim produktima (proizvodima koje berza nudi) i osnovni su satni produkti (ponude se podnose za svaki pojedinačni sat narednog dana) i "blok" produkti (ponude se odnose na više uzastopnih sati). Blok produkti se razlikuju od berze do berze a osnovni je band (base) koji obuhvata čitav naredni dan od 0 do 24h, zatim su tu i blokovi dnevne (peak) i noćne tarife (off-peak), a postoje i razni produkti u trajanju od 2 do 4 uzastopna sata.

Pored tržišta dan unapred, mnoge berze takođe nude i unutardnevnu trgovinu i druge proizvode poput vršnog i baznog vikenda. Berze širom sveta imaju širok spektar takvih proizvoda zbog tržišnih zahteva i inovacija. Satni proizvodi su najjednostavniji proizvodi kod većine berzi. Na tržištu električne energije, proizvođač sa velikim investicionim troškovima može smatrati da je satna prodaja ekonomski neisplativa. Tada se trguje blok proizvodima koji su standardizovani ili fleksibilni. Prvi se odnose na određeni blok sati a drugi su prilagođeni od strane trgovaca.

Profil opterećenja opisuje pri kojoj količini snage po satu, se vrši isporuka snage na osnovu ugovora. Profil opterećenja kojim se trguje na berzi su:

- bazno opterećenje (base-load, band)
- vršno opterećenje i (peak-load, peak)
- vanvršno opterećenje (off-peak)

Dakle, na tržištima električne energije širom sveta trguje se off – peak, peak i mesečnim forvardima, nedeljama i spotovima (kao što je dan unapred) kojima se uglavnom trguje u trideseto – minutnim blokovima, što donosi 48 ugovora za 24 sata. Vikendima se trguje po drugačijim cenama u odnosu na radne dane (James, 2012). Bazno opterećenje obuhvata konstantnu isporuku svim danima isporuke od ponedeljka do nedelje i tokom sva 24 sata tokom perioda isporuke. Vršno opterećenje obuhvata konstantnu isporuku od ponedeljka do petka, tokom svih 12 sati isporuke od 08:00 (CET) do 20:00 h (CET) u danu isporuke tokom perioda isporuke.

- Trgovanje fizičkim količinama

Ugovori sa fizičkom isporukom električne energije (tzv. fizički ugovori) mogu da budu dugoročni tj. od jedne do deset godina, forvardi tj. sa tekućom ili predviđenom cenom sa isporukom u budućnosti, i spot tj. veoma kratkoročni, uglavnom dan unapred. Ovakva lepeza ugovora je neophodna da bi se održala ravnoteža između ponude i potražnje. Potrošači kupuju unapred pomoću dugoročnih i forvard ugovora kako bi pokrili svoju potrošnju. Ipak, učesnicima su potrebni i dodatni dnevni, pa čak i satni ugovori, kako bi ispunili svoje potrebe, jer realna potrošnja nije u potpunosti predvidiva.

Na liberalizovanom tržištu električne energije, učesnici mogu da trguju na različitim tržištima (Kraus & Turgoose, 1999). Tradicionalno, oni mogu bilateralno da trguju električnom energijom na OTC tržištu, gde se još uvek odvija većina transakcija. Alternativno, u brojnim zemljama su uspostavljena organizovana tržišta tj. berze. Ova organizovana tržišta obično sadrže jedno ili više sledećih tržišta:

- Tržište dan unapred (day – ahead market). Generalno, berze obezbeđuju tržište dan unapred na kom se ponude dostavljaju, a kliring tržišta se obavlja dan pre isporuke. Na dan unapred tržištu se uglavnom trguje sa satnim ugovorima (24 sata kalendarskog dana) ili blok ugovorima (tj. nekoliko uzastopnih sati). Dok prvi omogućava učesnicima na tržištu da

uravnoteže svoj portfelj ugovora sa fizičkom isporukom, drugi omogućava da u proces aukcije donesu celokupne kapacitete elektrane. Ponude za blok ugovore mogu biti organizovane za određeni broj standardizovanih blokova (dominantnih) ili fleksibilnih blokova (kao što je uvedeno na Amsterdamskom tržištu električne energije)

- Unutardnevno tržište (Intra-day/Adjustment/Hour-ahead market). Zbog dugog vremenskog perioda između poravnanja ugovora na dan unapred tržištu i fizičke isporuke, berze ponekad nude unutardnevno tržište, koje se takođe naziva i satno tržište. Ovo tržište se zatvara nekoliko sati pre isporuke i omogućava učesnicima da u kratkom roku poboljšaju balans ugovora sa fizičkim isporukama.
- Balansno tržište (Balancing services/Real-time market). Kako bi se izbalansirala proizvodnja električne energije u realnom vremenu, operatori sistema koriste balansiranje ili tržište u realnom vremenu. Nakon zatvaranja spot tržišta, učesnici mogu dostaviti ponude koje određuju cene koje im trebaju kako bi povećali njihovu proizvodnju ili smanjili njihovu potrošnju za određene količine. Takve usluge za balansiranje, za koje se sve više traže konkurentni tržišni mehanizmi, pokrivaju pružanje određenog broja usluga. Balansna tržišta u stvarnom vremenu (ili tržište u stvarnom vremenu) uglavnom se odnose na prilagođavanja u snabdevanju kako bi se održala ravnoteža sa potražnjom. Količina prodana u stvarnom vremenu je razlika između ukupne proizvodnje u stvarnom vremenu i količine naznačene u terminskim ugovorima (dan unapred). Količina u stvarnom vremenu je prilično mala ali cena u stvarnom vremenu je od suštinskog značaja. Pokriva (i kontroliše) sve protoke električne energije u stvarnom vremenu iako je većina tih protoka terminska trgovina. Cena u stvarnom vremenu mora uravnotežiti ukupnu stvarnu ponudu i potražnju. Stoga, treba obratiti pažnju na određivanje cene u „uslovima manjka”: kada opterećenje prekorači maksimalni isporučeni kapacitet, a zagušenje mreže onemogućava da se uveze električna energija. Cene treba da su dovoljno visoke radi ravnoteže tržišta. Ako se ravnoteža ne može ostvariti zbog manjka snabdevanja, opterećenje se mora odbaciti (Pham, 2015). Balansiranje tržišta u stvarnom vremenu (ili tržište u realnom vremenu) se sastoji od trgovina koje nisu pod ugovorom odnosno, transakcije na tržištu u stvarnom vremenu su izvedene iz odstupanja količine naznačene u terminskim ugovorima (uključujući dan unapred obaveze). Ovim tržištem upravljaju TSO kako bi garantovali raspoloživost električne energije i obezbedili globalnu ravnotežu ponude i potražnje u stvarnom vremenu. Trgovanje u veleprodaji bi se takođe moglo uključiti u tržišta kapaciteta. Zapravo, postoji razlika između tržišta električne energije i kapaciteta. Elektrana, na primer, proizvodi električnu energiju i ta energija se plaća na tržištima električne energije. S druge strane, tržišta kapaciteta su napravljena da obezbede pouzdanost energetskog sistema. Osnovna ideja je da elektrana dobije nadoknadu za kapacitet ili električnu energiju koju će obezbediti u nekom trenutku u budućnosti.

Sva fundamentalna i kvantitativna modelovanja polaze od kretanja spot cena. Ponuda i tražnja formiraju spot tržišne cene, a predviđanje kako će se formirati cena se vrši u svim ugovorima o derivatima. Ako je moguće u potpunosti razumeti tržišna kretanja spot cena, tada se poseduje sredstvo za vrednovanje i upravljanje derivatima električne energije.

Spot cene se određuju na dnevnim aukcijama usklađivanjem krivi potražnje i ponude. Kriva ponude električne energije se pravi tako da se svaka jedinica proizvodnje složi, rangira od najnižih (hidroelektrane i nuklearne elektrane) do najviših (manje efikasna postrojenja i elektrane koje se koriste samo tokom najveće potražnje) marginalnih troškova proizvodnje (Geman, 2009). Karakteristika rezultujuće krive (takođe se naziva funkcija slaganja električne energije ili rangiranje dostupnih izvora energije na osnovu rastućeg redosleda cena) je njena konveksnost jer postaje strmija kada se proizvodnja pomera na skuplje jedinice za proizvodnju, na primer, tokom vršnih časova. Oblik

krive ponude je stoga uglavnom vođen tehnologijom (efikasnost postrojenja), ali ekonomski faktori kao što je cena primarnih energenata (npr. gas, nafta, ugalj) takođe utiču na ili nivo krive (opšte kretanje cene) ili na rangiranje dostupnih izvora energije na osnovu rastućeg redosleda cena. Što se tiče potražnje, nivo potražnje je osetljiv na vreme i ljudske aktivnosti na način na koji to pokazuje svakodnevnim, nedeljnim i godišnjim obrascima. Uprkos nedavnoj deregulaciji i naknadnom porastu konkurencije na tržištima električne energije, kriva potražnje ostaje neelastična jer je električna energija osnovna roba neophodna za ljudske aktivnosti.

2.3. Efikasnost tržišta električne energije

Trgovina na energetske tržištima je po svojoj prirodi veoma nestabilna. Geopolitički, ekonomski, pravni, poreski, finansijski, tehnološki interesi i bige o životnoj sredini jesu uticaji na strukturu razvoja tržišta. Upravljanje rizikom u energetske industriji fokusira se na upravljanje odnosa između cene i vremena. Pošto je energija (nafta, gas, struja) suštinski nestandardna roba, energetska industrija je odabrala mali broj referenci sirove nafte i rafiniranih proizvoda kako bi se ostvarila fizička osnova za mnogo veće "papirno" tržište. To uključuje derivativne instrumente kao što su fjučersi, opcije, svopovi. Veoma je važno da trgovci ali i krajnji korisnici ne samo da razumeju dinamiku tržišta već i da izmere rizik koji nose njihove industrijske odnosno komercijalne aktivnosti. Rizik obično nastaje iz asimetrije između fiksnih i fluktuirajućih odnosno kratkoročnih i dugoročnih izloženosti (James, 2012).

2.3.1. Pojam i podela rizika

U toku uvođenja liberalizacije, fluktuacije cena nisu bile vrlo kontrolisane. Međutim, nakon liberalizacije, povremeno se javljaju preterano velike fluktuacije izazvane čestim naglim porastom cena. Te velike fluktuacije cene električne energije predstavljaju izvor neizvesnosti - proizvođačima u vezi sa prihodima, a trgovcima na malo u vezi sa troškovima, što na kraju može doneti više cene potrošačima. To, stoga, može biti dobar nagoveštaj da upravljanje rizicima nalazi svoje mesto u elektroenergetskom sektoru, kao što je slučaj sa finansijskom industrijom.

Jedna od posledica aktuelnog smanjenja regulative u energetske sektoru širom sveta je ta da tržišta fjučersa i terminska tržišta električne energije privlače veće interesovanje snabdevača i kupaca električne energije. Dugoročni ugovori su bitan alat za učesnike na energetske tržištu za smanjenje izloženosti rizicima, a ekonomsko upravljanje rizicima je dobilo na važnosti u novom tržišnom okruženju. Tržišta fjučersa i terminska tržišta mogu takođe da posluže kao pokazatelj profitabilnosti kod investicija u energetske sisteme, a time i doprinesu uravnoteženom razvoju ponude i tražnje (Botterud, et al., 2002). Kako bi se ova tržišta koristila na optimalan način, za energetske industiju je ključno da stekne znanja o informacijama koje kriju dugoročne cene, a naročito o vezi između dugoročnih i kratkoročnih cena električne energije.

Rizik može da potiče od nedostatka informacija ili od nepotpunih informacija, jer kada bi svi imali sposobnost predviđanja za sve, rizika ni u čemu ne bi ni bilo. Priroda rizika može da se stavi u sledeći okvir, u raznim kontekstima. Rizik je (Fianu, 2013):

- a. „svojstvo ili stanje sumnje, ili nedostatak uverenosti“,
- b. „verovatnoća da budući događaj dovede do štetnosti“,
- c. „konkretni štetni događaj ili posledica“,

- d. „merljiva neizvesnost (neizvesnost ne mora da kvantifikuje rizik)“,
- e. „moguća varijacija ishoda“,
- f. „odstupanja od očekivanog“.

Ove definicije se kreću od nemerljivih do merljivih i od kvalitativnih do kvantitativnih. Strukturni alati za analizu rizika uvedeni su u process upravljanja aktivama jedino zbog činjenice da je nemoguće sa sigurnošću znati šta će se desiti sutra ili naredne godine. Pitanja rizika ne tiču se samo pojedinačnih aktiva; tiču se naročito portfelja aktiva, jer je veoma složeno opisati rizik portfelja i njime upravljati, a još ga je teže predvideti sa visokom tačnošću. Upravljanje rizicima predstavlja bitan deo i izazov u upravljanju portfeljom i može se dosta detaljno analizirati na primeru energetskeg tržišta. Upravljanje rizicima obuhvata proces i alate koji se koriste za procenu, merenje i upravljanje različitim rizicima u okviru kompanijskih portfelja finansijskih, robnih i drugih sredstava. Pitanje koje treba postaviti je da li će tržišni sistem moći da ostvari nove investicije na osnovu pojedinačnih ekonomskih opravdanosti umesto koordinisanog planiranja. Da li će konkurentni tržišni sistem na duži rok postići cene koje su na međunarodnom nivou konkurentne, kao i nivo stabilnosti cena koji je prihvatljiv za tržišne učesnike i za industrijske i privatne potrošače, ili će tržišni sistem biti sputan politikom i vođen mehanizmima zajedničkog delovanja? Pre tržišne reforme, upravljanje rizicima kao aktivnost relevantna za kompanije nije smatrano pitanjem specifičnim samo za kompanije. S druge strane, upravljanje rizicima se smatralo i tretiralo kao zajednički projekat države, industrije i regionalne i lokalne uprave i vlasničkog sistema. Stoga se prioritet suštinski davao osiguravanju stabilnih i predvidivih cena za komercijalne, javne i privatne potrošače tako što se problem rizika apsorbovao u problem upravljanja količinom.

Upravljanje rizicima treba da bude samo upravljanje rizicima. Očekivati da upravljanje rizicima bude profitna funkcija značilo bi maskiranje drugih trgovačkih strategija pod veo upravljanja rizicima. Ovo bi trebalo da bude loša praksa za bilo koju kompaniju. Pa ipak, ideja da upravljanje rizicima može doneti vrednost i izvan upravljanja rizicima javlja se povremeno na berzi. Svakako je tačno da ponekad zaštita od rizika košta manje nego neke druge opcije, ali je takođe tačno da tržište uračunava stvarne tržišne troškove u svoje zaštite od rizika, a ko kaže da visoke cene ne mogu biti još više? (Ili pak niske cene još niže?) Stoga, ideja da je za kompaniju bolje da se ne zaštiti, značila bi (Pilipovic, 2007):

- da kompanija zna bolje od tržišta i
- da bi kompanija radije da snosi „cenu“ tržišnog rizika nego cenu zaštite od rizika.

U slučaju prve opcije, ako bi svaka kompanija znala bolje od tržišta, onda bi tržište u celini težilo da ujedini to znanje u još veće znanje (i tada nijedna pojedinačna kompanija ne bi mogla da zna bolje od tržišta). Druga tačka se odnosi na to da li je kompanija došla do ovoga putem analize troškova ili se radi o čistom nagađanju. Ne dovodi se u pitanje da postoji dobra zaštita od rizika, a takođe je tačno da neke kompanije ne poseduju osnovne kompetencije za špekulaciju. Veliki profiti idu ruku pod ruku sa velikim rizicima - nikada se neće posredstvom arbitraže zaraditi toliki novac kao ako se ne rizikuje - ali, ako se pametno postupa, preuzima se veoma mali rizik na berzi.

Kod trgovine električnom energijom prisutna je nestabilnost cena, sezonske varijacije i česti cenovni porasti. Činjenica je da rizik preovladava na tržištu dan unapred i može se predvideti u smislu da dobavljači električne energije, pre nego da rešavaju problem rizika od cenovnih varijacija na tržištu dan unapred, oni traže osiguranje u zavisnosti od svoje spremnosti da preuzimaju rizik i upravljaju portfeljom derivativnih ugovora što obuhvata buduće isporuke. Zauzimajući poziciju u portfelju ovih ugovora, kupci mogu da obezbede akviziciju (dela) očekivane buduće potrošnje ranije, i pre samog dospeća, a onda upravljaju rizikom od varijacija cena na tržištu dan unapred.

Kategorizacija rizika

Rizici u trgovini električnom energijom se mogu, prema izvorima, podeliti na rizike iz svih poslovnih transakcija vezanih za (Ćuk, 2014):

- trgovinu električnom energijom i njenim derivatima;
- trgovinu prekograničnim kapacitetima;

- trgovinu CO₂ sertifikatima;
- trgovinu struktuiranim proizvodima, koji pored električne energije, podrazumevaju i trgovinu drugim energentima u okviru istih poslovnih dogovora;
- trgovinu u različitim valutama;
- neophodna članstva na berzama i brokerskim platformama, kao i registracije kod operatora prenosnih sistema;
- licenciranje, dozvole i ostale zahteve regulatornih tela neophodnih za obavljanje poslova trgovine i snabdevanja.

Rizici u trgovini električnom energijom se mogu podeliti i po različitim kategorijama, koje pripadaju odgovarajućim klasama:

Klase rizika i definicija	Kategorije rizika
Tržišni rizik – rizik koji nastaje usled promene tržišne cene	Cenovni rizik – rizik od gubitka novca koji nastaje kao rezultat cenovnih kretanja na tržištima energenata i ponekad se naziva tržišnim rizikom.
	Količinski rizik - rizik likvidnosti tržišta
	Valutni rizik - rizik promene kursa strane valute.
Kreditni rizik – rizik od finansijskih gubitaka usled neispunjenja obaveza druge ugovorne strane. To je rizik vezan za nemogućnost partnera da izvrši svoje ugovorne obaveze.	Rizik partnera
	Rizik smanjenja rejtinga – rizik smanjenja kreditnog rejtinga druge ugovorne strane.
Operativni rizik – rizik nastao usled neodgovarajućih internih procedura, zloupotreba od strane zaposlenih, otkaza poslovnih sistema, fizičkih oštećenja osnovnih sredstava i slično.	Rizik poslovnog procesa
	Pravni rizik
	Rizik otkaza elektronskih/ softverskih i komunikacionih sistema
Rizik zemlje – rizik vezan za ekonomska i društveno-politička dešavanja u određenoj državi odnosno tržištu.	Politički rizik
	Regulatorni rizik – rizik može da nastane kada dođe do promena u propisima o oporezivanju koji mogu direktno da utiču na tržište derivata ili u određenoj meri na fizičke osnove energetskog tržišta
Rizik likvidnosti – rizik vezan za nemogućnost preduzeća da raspoloživim novčanim sredstvima izmiri svoje obaveze na vreme. To je rizik od neispunjenja zahteva ugovornih strana kada se trgovina obavlja u okvirima razumnih tržišnih cena. Prisustvo primarnih dilera i stabilno povećanje broja učesnika i porudžbenica po učesniku stvorili su tržište na kome se ova vrsta rizika svodi na minimum.	

Tabela 2. Podela rizika

- Tržišni rizik

Kada opšti faktori rizika deluju na sve firme čak ni visok stepen diversifikacije ne može eliminisati rizik. Rizik koji preostaje čak i nakon diversifikacije je tržišni rizik, sistematski rizik ili rizik koji se ne može otkloniti diversifikacijom, kao posledica faktora koji utiču na celo tržište. To je rizik od promene tržišnih cena, kamatnih stopa ili drugih ekonomskih faktora koji uzrokuju smanjenje vrednosti portfelja. On proističe iz otvorenih tržišnih pozicija (bilo da se radi o dugim ili kratkim pozicijama) ili

usled neadekvatno hedžovanih pozicija gde uzajamna veza sa "prebijenim" pozicijama nije u savršenoj koleraciji (Filbeck & Smaby, 2003b).

- Valutni rizik

Kako se širi globalizacija, sve je veća izloženost rizicima strane valute. Neočekivana volatilnost može da prouzrokuje razne gubitke koji mogu dovesti čak do nesolventnosti.

- Politički rizik

Fundamentalna analiza političkog rizika se zasniva na vezi između načina na koji je određena zemlja konstituisana i sredstava sa kojima raspolaže. U nekim zemljama je Ustav visoko pozicioniran dok je u drugim na usluzi Vladi za ostvarivanje svojih ciljeva, a ne za dobrobit građana. Priroda birokratije određene zemlje doprinosi njenom političkom riziku. Ako su birokratski procesi spori, to donosi relativno visok nivo političkog rizika. Isti uticaj ima stepen korupcije pri državnom aparatu (Filbeck & Smaby, 2003c).

- Operativni rizik

Operativni rizik je rizik od gubitaka usled poslovnih poremećaja, propusta u kontrolama, nastalim greškama i nezakonitostima ili eksternim događajima (Filbeck & Smaby, 2003d). Operativni rizik je moguće klasifikovati prema sledećem:

- Ljudski faktor – gubici usled aktivnosti zaposlenih
- Međukompanijski odnosi – gubici koji proizilaze iz odnosa koji kompanija ima sa klijentima, partnerima, investitorima i ostalima
- Tehnologija i procesi – gubici usled kvara, poremećaja procesa, uključujući i sigurnosne procese u prevenciji krađe informacija
- Fizički rizici – rezultat su gubitaka ili oštećenja na imovini za koju je kompanija odgovorna
- Ostali eksterni rizici – gubici usled aktivnosti drugih subjekata zbog prevara i zakonskih prestupa
- Politički i pravni rizik - politički rizik je povezan sa uticajem Vlade i donosioca političkih odluka koji utiču na način upravljanja biznisom.
- Kreditni rizici

Operativni rizici su oni rizici koji se javljaju kao posledica interne organizacije i internih poslovnih procesa. Dva razloga čine upravljanje operativnim rizicima specifičnim procesom u odnosu na ranije obrađene tržišne i kreditne rizike. Prvo, operativni rizici su manifestacija neadekvatnih internih procedura i pravila, lošeg upravljanja zaposlenima, te otkaza elektronskih i drugih sistema za rad. Eksterni razlozi, kao što su kretanje tržišnih cena ili problemi solventnosti kod partnera, nemaju uticaja, bar ne direktnog, na interna dešavanja i postupke, koja dovode do pojave neželjenih događaja. Drugi razlog je nemogućnost adekvatne i verodostojne kvantifikacije operativnih rizika.

- Kreditni rizik

U energetskom sektoru, primarni kreditni rizik je podrazumevani rizik, bilo kod ugovorenih isporuka ili kod plaćanja saldiranih trgovanja. Tu je i rizik zamene, na primer, kada se struja kupuje na spot tržištu radi zamene u slučaju neispunjenja obaveze isporuke. S obzirom na to da neispunjenje obaveze

isporuke može u velikoj meri da bude povezano sa vršnim cenama, zamenska struja može da bude znatno iznad nominale u odnosu na originalni ugovor.

Kreditni rejting sistem je najtradicionalniji i najrasprostranjeniji pristup u proceni kreditnog rizika. Dve najveće eksterne rejting agencije su Moody's i Standard and Poor's (S&P). Rejting proces uključuje kvalitativne, kvantitativne i pravne analize. Kvantitativne komponente se odnose na ocenu finansijskih rezultata, dok kvalitativne procenjuju način upravljanja i komparativnu poziciju u okviru privredne grane. Jedan od osnovnih benefita tačne i pravovremene primene rejting procesa jeste da pruži ujednačeno razumevanje za više nivoa rizika i podršku aktivnostima portfolio menadžmenta (Filbeck & Smaby, 2003c).

Uglavnom se smatra da je teže upravljati kreditnim rizikom nego tržišnim rizikom. Plan i efektna implemetacija pravih politika, metodologija i infrastrukture predstavljaju preduslov za dobro upravljanje kreditnim rizikom. Na primer, kreditni analitičari moraju imati pristup merama trenutne izloženosti i potencijalne buduće izloženosti, kao i podatke o realizaciji, zalagama i poravnanjima. Njima je takođe neophodan pristup raznim internim i eksternim alatima za procenu mogućnosti kašnjenja u otplati i gubitka nastalog zbog neispunjenja obaveze druge ugovorne strane. Pored toga, kreditni menadžeri takođe moraju na svom tržištu pratiti novosti u vezi sa tržišnim rizikom. Mogućnost kašnjenja u otplati se navodi kao kumulativna ili marginalna verovatnoća i procenjuje se kroz celu ročnu strukturu dospelosti, kako bi se procenio dugoročni rizik povezan sa drugom ugovornom stranom. Usluge procene, kao što su Moody's, Standard and Poor's i Fitch daju mogućnost kašnjenja u otplati na osnovu empirijskih podataka. Prema tome, očekivana učestalost kašnjenja i verovatnoća kašnjenja daju naznake o verovatnoći nastanka slučaja kašnjenja, dok gubitak nastao zbog neispunjenja obaveze druge ugovorne strane daje naznaku o izloženosti ukoliko dođe do kašnjenja. Po pravilu, ukoliko je kreditni rizik dovoljno velik, onda kontrolu odobrenja kreditne izloženosti vrši kvalifikovana komisija za kreditni rizik na višem hijerarhijskom nivou (Fusaro, 2007).

- Pravni rizik

Pravni rizik nastaje kada se ugovor ne može sprovesti. Razlog tome može biti nepotpuna dokumentacija, međutim najčešći krivac je legalnost trgovine. Takođe često su postojeći zakoni sastavljeni nekoliko godina ranije i ne odgovaraju kompleksnim izazovima savremenog poslovanja. Drugi problem je bankrot, a ugovori sa subjekom koji je proglasio bankrot najčešće ne mogu biti sprovedeni do kraja. Regulatorni rizik nastaje usled promene u zakonima ili njihovom tumačenju od strane suda, a što može da izazove troškove u prilagođavanju načina poslovanja.

ISDA International Swaps & Derivatives Association je grupa koja je kreirala ISDA krovni ugovor 1992. godine, koji je temelj brojnih trgovina energetskim derivatima. ISDA opšti ugovor jeste ugovor koji je u širokoj upotrebi od strane učesnika tržišta energenata. Pre ovoga svi veliki učesnici su imali sopstvene verzije ugovora koje su donosile velika kašnjenja i pravne troškove za sve učesnike. ISDA uspostavlja internacionalne ugovorne standarde upravljajući individualnim derivativnim transakcijama tako da se smanji pravna neizvesnost i ublaži kreditni rizik kroz poravnanje ugovornih obaveza. Ovaj ugovor uključuje konfirmacije kao kratke forme ugovora u kojima se definišu ekonomski činioци svake transakcije (količina, cena i period isporuke), ali i zasebne modifikacije. Pored ovog tipa ugovora koriste se i EFET ugovori (European Federation of Energy Traders). Mnogi trgovci energentima ponekad izvrše trgovinu sa novim partnerima pre potpisivanja opšteg ugovora, mada je ovo neuobičajeno zbog povećanog kreditnog rizika. Ukoliko se ne zaključi opšti ugovor pre trgovanja to može pogoršati kreditni rizik tako što se ugrožava sposobnost od zatvaranja transakcija i obaveza poravnanja u slučaju neispunjenja obaveza od strane partnera (James, 2012). EFET - European

Federation of Electricity traders je organizacija koja je kreirala EFET krovni ugovor trgovanja, koji koriste tržišta električne energije i prirodnog gasa kontinentalne Evrope.

- Rizik likvidnosti

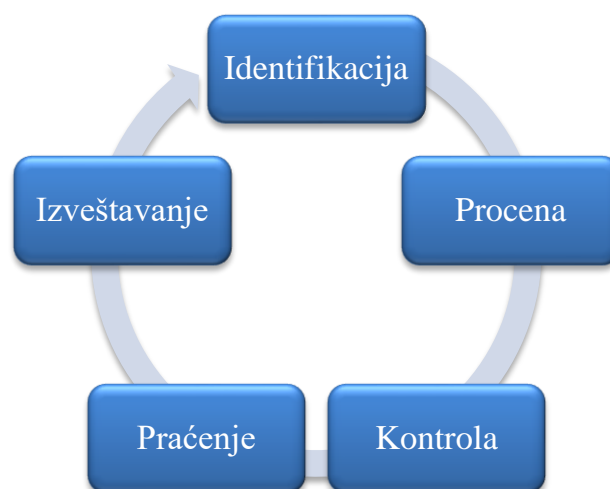
Postoje dva tipa rizika likvidnosti. Prvi se dešava kada je tržište nestabilno ili nerazvijeno, ili kada je obim trgovanja nesrazmerno velik. Rizik likvidnosti se takođe javlja kada druga strana ne ispuni svoje obaveze plaćanja na vreme. Dileri ali i trgovci bi mogli da smanje ovaj rizik tako što će bolje proučiti uticaje kojima je određeno tržište izloženo. Struktura tržišta, učesnici i obim trgovine jesu ključni faktori. Dobre politike upravljanja rizikom treba da obezbede listu alternativnih načina za hedžing, da opišu zahteve za kolateralom i da ograniče trgovce od preuzimanja dugoročnih pozicija na sporim i neefikasnim tržištima (Filbeck & Smaby, 2003d).

Politika rizika likvidnosti treba da definiše potencijal nastanka krize uzrokovane eksternim tržišnim uslovima ili strukturalnim problemima. Kao i kod većine odluka, odluke o likvidnosti rizika se zasnivaju na kompenzovanju, u ovom slučaju između troška i rizika. Postoje dve osnovne vrste rizika likvidnosti. Finansiranje rizika likvidnosti je rizik od nemogućnosti da se odgovori na pozive za uplatu zaloge i berzanskog jemstva, da se neće ispuniti gotovinske obaveze, te da se neće moći pristupiti tržištima kapitala i drugim izvorima finansiranja kada sredstva budu potrebna. Da bi se eliminisao rizik likvidnosti, potreban je okvir sa akcentom isključivo na potencijalnu tražnju i ponudu gotovinskog novca. Ovaj okvir treba da se odnosi na srednjeročne i dugoročne horizonte, kao i na troškove zatvaranja pozicija u stresnom tržišnom okruženju.

2.3.2. Upravljanje rizikom

Integrirano upravljanje rizikom uključuje četiri važne aktivnosti:

- identifikacija rizika (dekompozicija),
- merenje i monitoring,
- izveštavanje,
- upravljanje rizikom (kreiranje hedžinga upotrebom derivata).



Slika 15. Ciklus upravljanja rizicima

Identifikacija rizika predstavlja prvu i najvažniju fazu u procesu, u toku koje se utvrđuju svi potencijalni rizici sa kojima se kompanija može sresti u svom poslovanju.

Sledeća faza u procesu je **procena** rizika, u toku koje se utvrđuje verovatnoća neželjenog događaja i kvantifikuje jačina uticaja, odn. potencijalni gubitak ukoliko se događaj desi. Na bazi te analize, vrši se rangiranje rizika po prioritetu kojim će biti tretirani.

Kontrola rizika podrazumeva način na koji se tretiraju različiti rizici. Na osnovu toga, mogu se podeliti na četiri tipa:

- Izbegavanje rizika – potpuno izbeći transakcije koje dovode u rizik poslovanje. Najčešće se izbegavaju oni rizici koji se ne mogu kontrolisati ili zato što su veoma teški za upravljanje ili zbog nedostatka znanja iz specifične oblasti.
- Smanjenje rizika – predstavlja reakciju kojom se rizik svodi na prihvatljivu meru, a transakcija se ne izbegava. Primer može biti delimično zatvaranje špekulativne pozicije, kontra trgovinom. Time se kompanija izlaže riziku samo za deo prvobitno otvorene pozicije.
- Podela rizika – podrazumeva transfer rizika/dela rizika na treću stranu. Što je osiguranje kod osiguravajućih kuća u određenim industrijama, to za trgovinu električnom energijom predstavljaju tržišta derivata. Na primer kupovina „call“ opcije smanjuje/neutrališe rizik od porasta cena.
- Prihvatanje rizika – U nekim slučajevima ne postoji odgovarajući tj. isplativ način da se rizik izbegne ili umani i u tim situacijama, ako je transakcija dovoljno unosna, kompanija može preuzeti na sebe pun rizik. Primer toga je otvaranje pozicije na nelikvidnom tržištu, koje ne poznaje tržište derivata. Takva pozicija ne može biti zatvorena u svakom trenutku (bar ne po prihvatljivoj ceni) usled slabe likvidnosti i malog broja partnera, a ne postoje specifični instrumenti (poput opcija) kojima bi se iskontrolisao rizik.

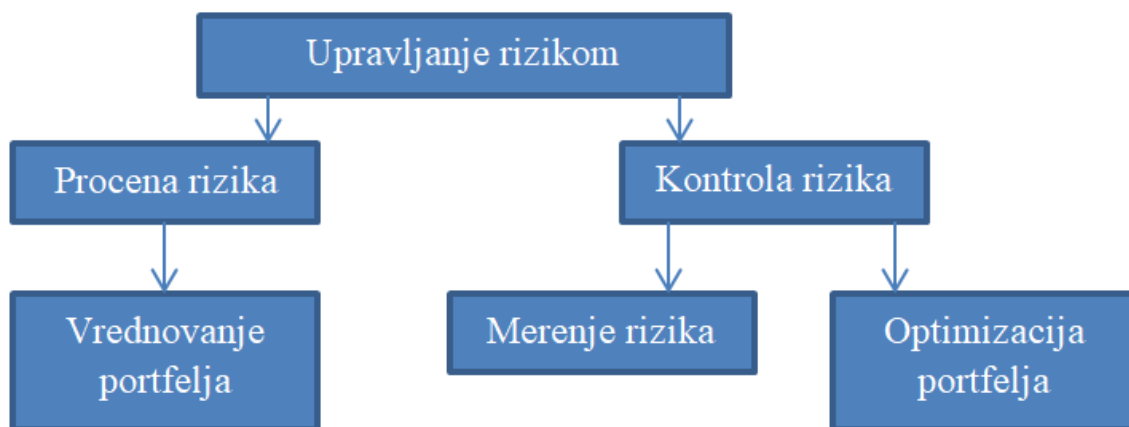
Praćenje rizika podrazumeva dve aktivnosti. Prva se odnosi na praćenje uočenih rizika i mera koje su primenjene za kontrolu tih rizika. Druga se odnosi na praćenje celokupnog procesa, s ciljem identifikacije eventualnih propusta i poboljšanja celog sistema upravljanja rizicima (utvrđivanje novih, ranije nepostojećih ili neidentifikovanih rizika, zatim uvođenje novih, ili već primerenijih mera za upravljanje već identifikovanim rizicima itd).

Izveštavanje kao poslednja faza u ciklusu, služi da informiše sve zaposlene uključene u procese trgovine električnom energijom o postojećim rizicima i efikasnosti usvojenih strategija na smanjenje rizika. Time se podiže svest o rizicima s kojima se kompanija sreće, a time se i smanjuje neželjeno postupanje, koje dovodi do novih rizika. Takođe, pruža menadžmentu uvid u ceo proces i nudi mere koje pomažu u evaluaciji učinka zaposlenih, stavljajući u odnos njihov doprinos i rizike kojima su izložili kompaniju tokom svog delovanja.

Kao što je već rečeno, na tržištu električne energije glavni izvori neizvesnosti obuhvataju (Barroso & Conejo, 2006):

- Cene električne energije, rezerve i uređenje
- Cene goriva
- Raspoloživost goriva (na primer, neizvesnost snabdevanja gasom i neizvesnost hidro-tokova u rezervoar za proizvodnju energije u hidroelektranama)
- Potražnja za električnom energijom
- Regulatorna pitanja: neizvesnost u nalogima i zakonima

Pravilno upravljanje rizicima ili minimalno pravilno razumevanje rizika od ključnog je značaja za pravilno ulaganje i donošenje operativnih i ugovornih odluka. Upravljanje rizicima je proces dostizanja željene ravnoteže između rizika i povrata uz pomoć određene trgovačke strategije (Fianu, 2013). U okviru kontrole rizika, optimizacija portfelja se razmatra kao tehnika trgovanja energijom, a drugi aspekt upravljanja rizicima je procena rizika. U tržišnom okruženju, to nije novina za elektroindustriju; međutim, javljaju se novi izazovi sa pojavom konkurentne trgovine. Grubo govoreći, u ovom polju postoji sedam zasebnih oblasti: opšti koncepti procene rizika, analiza odlučivanja o snabdevaču, predviđanje cena na konkurentnom tržištu, metode zaštite od rizika kroz upotrebu finansijskih derivata – hedžinga, planiranje resursa, analiza tržišta i tržišno operativno iskustvo (Ruii & Swales, 1998). Celokupni proces upravljanja rizicima, bez obzira na klasu rizika se može predstaviti sledećim dijagramom:



Slika 16. Dijagram tehnika upravljanja rizikom

Ključne odgovornosti u procesu upravljanja tržišnim rizicima su:

- Utvrđivanje poslovnog rezultata (P&L) korišćenjem metoda upoređivanja ugovornih i tržišnih cena (MtM), te izračunavanjem razlika u tako utvrđenim, poslednjim uzastopnim vrednostima portfelja;
- Praćenje i izveštavanje o izloženosti fizičke pozicije po periodima i tržištima;
- Praćenje MVaR (Market Value at Risk - Tržišna vrednost pod rizikom);
- Kontrola usklađenosti nivoa autorizacije i limita, i izveštavanje o eventualnim zahtevima za izuzećima;
- Analiza izveštaja o bitnim propustima u kontrolnim mehanizmima, a vezano za tržišne rizike;
- Određivanje cenovnih kriva koje će se koristiti, matrica korelacije i provera modela vrednovanja;
- Dalji razvoj i uvođenje naprednijih mera za utvrđivanje tržišnih rizika;
- Razvoj i održavanje strukture podele portfelja na delove - trading books.

Metod koji se koristi za utvrđivanje P&L rezultata jeste MtM – Marked to Market, odn. metod koji upoređuje vrednosti portfelja dobijene korišćenjem ugovornih sa onim dobijenim iz tržišnih cena. Pored uobičajenih dnevnih P&L izveštaja vrše se scenario analize, sa ciljem informisanja o mogućim

gubicima, do kojih bi došlo u iznenadnim, nepredviđenim slučajevima. Tada izveštaji uvažavaju mogućnost:

- da tržišta ne moraju korelirati na predviđeni, istorijski utvrđeni način, te da može doći do bitnijeg cenovnog razdvajanja;
- različite senzitivnosti promene cena u različitim periodima;
- promene u odnosima između proizvoda (npr. cena više u odnosu na cenu band energije);
- promene likvidnosti tržišta;
- promene u tražnji kod krajnjih potrošača;
- prekida u preko-graničnoj razmeni električne energije;
- ispada značajnijih proizvodnih kapaciteta.

Rezultati ovakvih scenario analiza ne podležu strukturi limita i služe samo da informišu menadžment o mogućim posledicama, ukoliko se pretpostavke iz datih scenarija i ostvare.



Slika 17. Faze upravljanja kreditnim rizikom

Osnovna mera za kontrolu i izveštavanje o tržišnim rizicima je MVaR (Market Value at Risk). Ova statistička mera predstavlja vrednost pod rizikom, odnosno onu vrednost koju će preduzeće izgubiti, sa uvaženim stepenom verovatnoće, u vremenskom horizontu na koji je primenjena i pod pretpostavkom da ne bude preuzeta nijedna korektivna akcija. Kontrola tržišnih limita se bazira na ukupnom MVaR ograničenju, koje se preko pojedinačnih limita, određenih za posebne delove portfelja distribuira prema komercijalnim interesima i ciljevima.

Ključne odgovornosti u procesu upravljanja kreditnim rizicima su:

- Analiza boniteta partnera i određivanje kreditnih limita;
- Praćenje izloženosti po partnerima;
- Praćenje ukupne/grupne izloženosti povezane grupe partnera;
- Praćenje ukupne kreditne izloženosti;
- Uspostavljanje i održavanje odnosa sa partnerima, kroz potpisivanje krovnih ugovora (npr. EFET i Master Netting Agreement);
- Obezbeđenje neophodne kreditne podrške, u formi bankarskih garancija i ostalih formi kolaterala, te potpisivanje marginskih ugovora.

Određivanje kreditnih limita za partnere, bazira se na kombinaciji:

- Analize podataka iz finansijskih izveštaja;
- Analiza i preporuka specijalizovanih agencija za procenu boniteta i rejtinga;

- Analize vlasničke i organizacione strukture, sa akcentom na analizu podataka većinskog vlasnika, te analizom finansijskih podataka povezanih lica;
- Procene rizika zemlje, sedišta partnera;

Važno je napomenuti da gore navedena analiza omogućava određivanje limita po partnerima, baziranih isključivo na kreditnoj proceni samog partnera. Tako određeni limiti predstavljaju gornji prag izloženosti, koji su trgovci spremni da prihvate u poslovanju sa datim partnerom, a u slučaju da nije obezbeđena dodatna kreditna podrška. Dozvoljena izloženost prema partneru, na bazi gore napisanog, predstavlja sumu inicijalno odobrenog kreditnog limita i dodatno obezbeđene kreditne podrške.

Kreditna podrška može biti u sledećoj formi:

- Avansno plaćanje;
- Gotovinski depozit, čuvan na namenskom računu;
- Korporativna garancija – tj. garancija kompanije koja ima većinski vlasnički udeo u kompaniji sa kojom se ostvaruje saradnja – Parent Company Guarantee (PCG)
- Garancija banke;
- U posebnim slučajevima kao sredstvo obezbeđenja može biti prihvaćen neopoziv akreditiv (Irrevocable Letter of Credit) ili neki drugi kolateral, ukoliko pružalac obezbeđenja ispunjava potrebne bonitetne uslove.

Kao obezbeđenje, u trgovini električnom energijom, najčešće se koristi avansno plaćanje, bankarska garancija i garancija majke firme - Parent Company Guarantee (PCG). U ređim slučajevima, kao obezbeđenje se koristi i gotovinski depozit ili neki drugi kolateral, ukoliko pružalac obezbeđenja ispunjava potrebne bonitetne uslove. Prilikom obezbeđivanja kreditne podrške koja nije u formi avansnog plaćanja ili namenskog gotovinskog depozita, pre prihvatanja ponuđenog kolaterala, neophodno je na isti način kao i prilikom procene partnera, izvršiti kreditnu analizu pružaoca dodatnog obezbeđenja. To znači da korporativna ili bankarska garancija neće biti prihvaćene, ako firme ili banke koje ih nude, ne odgovaraju zadatim kriterijumima. Ukupna kreditna izloženost iz posla sa partnerom može se predstaviti kao suma sledećih elemenata:

- Nenaplaćenih potraživanja - Nenaplaćena potraživanja predstavljaju vrednost isporučene, a neplaćene robe tj. električne energije i prekograničnih kapaciteta. To može biti roba za koju je izdat račun, a još nije dospela na plaćanje; te robu za koju je izdat račun i plaćanje je dospelo, a nije naplaćena; kao i robu koja je isporučena, ali račun još uvek nije izdat tj. obračunski period za fakturisanje nije prošao.
- Zamenske energije - Razlika u vrednosti ugovorene i zamenske energije – MtM, predstavlja onu vrednost novca koju bi preduzeće izgubilo, ukoliko bi moralo da nadoknadi ugovorenu energiju po trenutnim tržišnim cenama. U slučaju bankrota partnera, preduzeće bi moralo da nadomesti poziciju novom trgovinom. Ako bi pri alternativnoj nabavci tržišne cene bile više od ranije ugovorenih, sa partnerom koji je bankrotirao i ne može da ispuni obaveze, preduzeće bi imalo neplanirani gubitak. Ista situacija bi bila i u slučaju da preduzeće mora da proda robu po tržišnoj ceni, manjoj od prethodno ugovorene.
- Potencijalne buduće izloženosti - Predstavlja promenu u potencijalnoj budućoj vrednosti ugovora, procenjenoj ranije opisanom MtM metodom. Kao i u slučaju MVaR u obzir se uzima verovatnoća od 95%, ista senzitivnost promena cena, kao i već korišćene cenovne krive.

Prilikom sumiranja ukupne kreditne izloženosti rizicima prema pojedinačnom partneru neophodno je uvažiti postojanje klauzule kompenzacije – Netting Clause. U tim slučajevima neophodno je saldirati sve otvorene pozicije prema partneru, te posmatrati vrednosti nakon kompenzacije. Kompenzacija je najčešće predviđena u tekstu krovni ugovora (EFET, ISDA) po kojima ona važi za sve pozicije odn. pojedinačne ugovore obuhvaćene krovni ugovorom, a može biti i predmet posebnog ugovora koji reguliše odnose sa partnerom putem krovni ugovora za kompenzacije – Master Netting Agreement.

Suma prethodna tri elementa predstavlja ukupnu kreditnu izloženost prema datom partneru. To je primarna mera kontrole kreditnog rizika, a predstavlja onu vrednost koju bi preduzeće izgubilo ako bi partner bankrotirao, te bio u nemogućnosti da ispunjava svoje ugovorne obaveze.

Moguće je, međutim, da preduzeće ne uđe ni u jednu novu transakciju sa partnerom, a da dođe do probijanja limita. Dva su razloga za to:

- Prilikom obračunavanja nenaplaćenih potraživanja u dužem vremenskom periodu, u obzir se uzima samo trenutnu, otvorenu situaciju, a kad postoje dugoročne pozicije sa istim partnerom, nikada sa sigurnošću ne može se reći u kom trenutku može doći do bankrota, te u kom trenutku i pri kom iznosu otvorenih potraživanja partner neće moći izvršavati svoje ugovorne obaveze;
- Prilikom izračunavanja potencijalne buduće izloženosti u obzir se uzimaju promene do kojih može nastupiti između uzastopnih radnih dana. Na dug rok, ta odstupanja mogu značajno nadmašiti dnevni procenjeni nivo.

U slučaju probijanja odobrenih limita dozvoljeno je sledeće:

- Zaustaviti svu trgovinu sa datim partnerom;
- Zatražiti dozvolu za povećanjem kreditnog limita;
- Dozvoliti samo one transakcije koje smanjuju kreditnu izloženost. Npr. dozvoliti samo kupovine od partnera u datom periodu.

Pre trgovine bilo kojim standardnim ili struktuiranim proizvodima/poslovima kao odobrenim proizvodima, potrebno je odobrenje limita, s ciljem da se osigura:

- Da postoji opravdani poslovni interes za željenu trgovinu novim proizvodom;
- Da su svi rizici povezani sa novim proizvodom razmotreni i da se mogu razviti i sprovesti odgovarajuće metode za smanjenje/izbegavanje rizika; i
- Da su izvršene sve neophodne aktivnosti kako bi se osigurala uspešna trgovina.

Dobavljači i korisnici električne energije su obično dislocirani u pogledu njihove lokacije, stoga se kaže da su tržišta električne energije decentralizovana. Činjenica da su tržišta električne energije decentralizovana uvodi novi rizik – „geografski rizik”. Na zajedničkim tržištima kapitala jedna jedinica neke valute ima jednaku vrednost svuda, u suprotnom bi se pojavile očigledne mogućnosti za arbitražu. To jednostavno nije moguće na tržištima električne energije, iz više razloga, kao što su ograničenja kapaciteta elektroenergetske mreže. Stoga cena energije nije značajna samo za parametre modela, već i za lokacijske parametre. Ograničenja skladištenja električne energije time doprinose visokoj volatilnosti cena energije.

Merenje nivoa koncentracije rizika je ključno za upravljanje rizikom. Ignorisanje međuzavisnosti između komponenata portfelja bi moglo dovesti do pogrešnih strategija alokacije ili hedžinga usled pogrešne slike o ukupnom riziku.

2.4. Tržište derivata

Teorija upravljanja rizikom se zasniva na korišćenju derivata s ciljem da se smanji varijabilnost novčanih tokova (što takođe smanjuje razne troškove vezane za finansijske poremećaje). Teorijski, ovo može da poveća tržišnu vrednost kompanije. Uglavnom su velike kompanije te koje u značajnoj meri koriste derivate, za razliku od manjih kompanija. Takođe, korporativni hedžing programi često su nesistematični, a hedžing se primarno koristi na kratkoročnim ugovornim transakcijama, dok su odluke da se pristupi hedžingu zasnovane na kompanijskim percepcijama o budućim cenovnim kretanjima. Kada se razvija strategija upravljanja rizikom, kompanija prvo mora da identifikuje i kvantifikuje svoju izloženost rizicima i kako ti rizici utiču na novčane tokove, a kako na vrednost kompanije (Filbeck & Smaby, 2003b).

Razvoj tržišta energetske derivata može biti predstavljen u tri dekade. Period 1980-ih jeste period rapidne adaptacije opcija razvijenih od finansijskih tržišta ka energetskim tržištima i industriji. Mnoge od ovih adaptacija su ukinute. One jednostavno nisu odgovarale potrebama industrije. Glavni predmet energetskih tržišta u odnosu na finansijska jeste potreba da se kontroliše, u isto vreme, a često i u okviru istih derivativnih instrumenata, rizik koji je bio povezan sa obe tržišne cene i neizvesne izloženosti obimu trgovanja. 1990-te jesu period u kome se tržište trgovanja derivatima suočava sa surovom realnošću da energetska tržišta imaju mnogo specijalnih osobenosti koje ih razlikuju od finansijskih tržišta. Glavni izazov koji naznačava razvoj kompetitivnog tržišta električne energije jeste priroda cenovnih kretanja. Tradicionalni finansijski modeli tržišnih cena zasnovani na modelima difuzije jednostavno nisu odgovarali energetskim tržištima. 2000-te karakteriše tržište sa povećanom cenovnom volatilnosti i visokim cenovnim razvojem egzotičnih derivata kako bi se ispunile potrebe onih koji žele da hedžuju. Ovo je period u kome dolazi do značajnog porasta upotrebe derivata u energetskoj industriji širom svih tržišta (James, 2012).

U javnosti derivati su veoma često povezani sa aktivnostima pohlepnih špekulanata ili sa finansijskim krahom korporacija. Ovo je ironično zato što derivati pre svega predstavljaju instrumente za upravljanje i smanjenje rizika. Oni su kreirani da omoguće smanjenje cenovnih rizika i da održe nivo profita, uz smanjenje fluktuacije bilansa stanja i potencijalnih gubitaka. Tačno je da su postojali slučajevi u kojima je upotreba derivata dovela do špekulativnih gubitaka, ali je to bio rezultat njihove pogrešne upotrebe ili zloupotrebe od strane nekompetentnih lica. Svakako da u normalnim uslovima poslovanja, derivati su pametan i gotovo nezamenljiv alat za upravljanje cenovnim rizikom. Energetski derivati se ne mogu pravilno razumeti niti efektivno koristiti osim ako se smatraju delom složenijeg korporativnog pitanja nego što je to sam cenovni rizik. Kada kompanija odluči da kontroliše cenovni rizik kroz upotrebu derivata to može da poveća rizik u drugim oblastima kao što je operativni, pravni ili poreski rizik (Deng & Oren, 2006).

Pored tržišta sa fizičkom isporukom, neke razvijenije berze organizuju i posebna tržišta finansijskim ugovorima (papirima) odnosno derivativna (terminska) tržišta. Ova tržišta služe za smanjenje rizika od promene cena, budući da se cene na berzi formiraju slobodno i da fluktuiraju u zavisnosti od uslova na tržištu. U današnjem konkurentskom okruženju, sa povećanjem volatilnosti cena električne energije, potražnja za metodama zaštite od ovog rizika se povećala. Finansijski instrumenti koji zavise od osnovne cene su definisani kao derivati (Hull, 2003). Osnovni oblici ovih finansijskih ugovora su "forwards", "futures", "swaps" i "options".

Dakle, derivati uključuju instrumente kao što su:

- forvardi,
- fjučersi,
- svopovi i
- opcije.



Slika 18. Vremenska dekompozicija tržišta električne energije

Ogroman rast tržišta derivata tokom 1980-ih godina je rezultirao u sve većoj neophodnosti uspostavljanja kontrole i upravljanja rizikom. Derivati se koriste da bi preneli rizik sa jedne strane na drugu, kojoj je to prihvatljivije. Njima se svuda u svetu trguje ili na berzama ili preko OTC. Berze obično trguju standardizovanim ugovorima, dok OTC tržište preferira kompleksnije ili jedinstvene vrste ugovora. Postalo je veoma popularno da kompanije koriste derivate kako bi poboljšale tokove svojih priliva, kroz (Filbeck & Smaby, 2003a):

- pripisivanje dnevne vrednosti kojom se omogućava postavljanje ponude i odgovarajuće cene uz određene garancije, kako bi se bilo u pripravnosti za kupovinu ili prodaju uz očekivanje da se stekne profit na zagarantovanim provizijama;
- zauzimanje pozicije koje se odnosi na prihvatanje rizika usled pozicioniranja, očekujući profit od povećanja cena i
- kroz arbitraže gde se profit traži u malim cenovnim razlikama za iste ili komplementarne instrumente kojima se trguje na različitim tržištima.

Derivati omogućavaju efektivne metode za razčlanjavanje kompleksnih rizika uz njihovo odvojeno upravljanje. Prednosti su brojne, od kreditnih rizika prema stranama koje imaju komparativne prednosti da ih snose, do jačanja valutne pozicije ili diversifikacije finansijskog portfelja. Transakcije sa derivatima pružaju alate za upravljanje tržišnim, kreditnim, pravnim i operativnim rizicima.

Za razliku od ugovora sa fizičkom isporukom gde se kupljena/prodata električna energija mora i fizički isporučiti/primiti narednog dana, finansijski ugovori imaju znatno duži rok važenja (od mesec dana pa do nekoliko godina), tokom koga se mogu i preprodavati, a njihova vrednost tokom vremena varira u zavisnosti od aktuelne situacije na tržištu (Napoli, 1992). Tržište na kome se aktivno trguje i koje je kolebljivo stvara potražnju za informacijama o budućim cenama i smanjenjem cenovnog rizika.

Ekonomska uloga derivativnih instrumenata je da obezbede utvrđivanje ovih cena i funkcije zaštite od rizika (Black, 1986) i (Moser, 1991). Kako su visoko uređena tržišta aktive transformisana u strukture otvorenog tržišta, likvidnost, aktivnost, veličina i volatilitet ovih tržišta su se povećali.

Derivat u svom uobičajenom obliku je finansijski instrument ili ugovor, sa vrednošću koja je izvedena iz osnovnog sredstva. Na zajedničkim finansijskim tržištima osnovna sredstva su akcije ili obveznice, sa definisanom vrednošću, troškovima ne-skladištenja i dobro definisanim putanjama. Ovi finansijski instrumenti se često koriste za zaštitu od rizika. Za razliku od tržišta novca, diversifikacija i dugoročni ugovori sa fiksnom cenom se ne mogu stvarno primeniti (Pilipovic, 2007). Fjučersi, svopovi i egzotične opcije su najvažniji na tržištima električne energije. Svi ovi ugovori su često predmet trgovine na zvaničnim berzama s obzirom na potražnju za standardizovanim proizvodima.

Predstavljaju i uslovna potraživanja zato što su isplate koje donose ovi instrumenti uslovljene cenama drugih finansijskih instrumenata. Kada se pogrešno koriste, derivati mogu dovesti do nesolventnosti, međutim, pravilnom upotrebom derivati postaju moćno sredstvo za upravljanje rizikom. Oni predstavljaju sredstvo za kontrolu rizika koje se suštinski razlikuje od klasičnih metoda.

Tržište derivata je osmišljeno da služi kao alat za upravljanje rizicima za proizvođače i trgovce na malo, koji žele da svoj budući profit zaštite od rizika. U isto vreme, ovo tržište, u cilju povećanja likvidnosti na tržištu, pokušava da privuče špekulante, koji žele da profitiraju od visoko kolebljivih cena električne energije.

Terminsko tržište omogućava zaštitu od rizika pozicija u budućnosti, a sastoji se od sezonskih i godišnjih ugovora. Godišnji ugovor se dele na tri sezonska ugovora, primenom određenih pravila, dok se sezonski ugovori ne mogu dalje deliti. Za razliku od tržišta fjučersa, na terminskom tržištu nema poravnanja uz vrednovanje po poslednjem berzanskom kursu. Stoga, akumulirana dobit i gubitak u periodu trgovanja se ne realizuju sve dok ne počne period isporuke. Ovo doprinosi većoj likvidnosti dugoročnih terminskih ugovora, jer se ne zahteva gotovinsko plaćanje u periodu trgovanja. Dodatno poravnanje tokom celog perioda isporuke je međutim na isti način organizovano kao i za fjučers ugovore.

2.4.1. Forvardi

Karakteristike forvarda (James, 2012):

- dogovorena cena,
- standardna količina, kvalitet i lokacija,
- određeni budući period;
- fizička isporuka,
- bez anonimnosti,
- kreditni rizik,
- rizik od neispunjenja ugovornih obaveza,
- mali transakcioni troškovi.

Forvard ugovori su sporazumi za kupovinu/prodaju dogovorene količine robe po određenoj ceni u određeno vreme. Međutim, forvard ugovor ne predstavlja ulaganje u strogo smislu plaćanja određenog iznosa za određeno sredstvo. To je samo obavezivanje danas na transakciju koja će se desiti u budućnosti. Dakle radi se o odloženoj isporuci pri čemu se prodajna cena dogovara danas. Forvard ugovor štiti obe (i kupovnu i prodajnu stranu) od budućih cenovnih fluktuacija. Prema (Fama & French, 2016), teorija očekivanja kaže da forvard cene za robu koja se ne može skladištiti odslikava

očekivanja tržišnog učesnika za spot cenu u periodu isporuke i premije za rizik koje kompenzuju proizvođačima za pretrpljenu neizvesnost obavezivanja na prodaju prema fiksnim cenama.

Forward ugovori o električnoj energiji predstavljaju obavezu kupovine ili prodaje određene količine električne energije po unapred određenoj ugovornoj ceni, poznatoj kao fiksna cena, u određeno vreme u budućnosti (vreme dospeća ili isteka). Drugim rečima, ovi ugovori o električnoj energiji su prilagođeni ugovori o snabdevanju između kupca i prodavca prema kojima je kupac obavezan da uzme energiju, a prodavac je obavezan da je snabde. Isplata forward ugovora koji obećava isporuku jedne jedinice električne energije po ceni F u budućem vremenu t je isplata forward ugovora $(S_t - F)$ gde je S_t spot cena električne energije u vremenu t . Iako izgleda da je funkcija isplate ista kao i kod svih finansijskih terminskih ugovora, forwardi o električnoj energiji se razlikuju od drugih finansijskih i terminskih ugovora o robi u tome da je osnovna električna energija različita roba u različita vremena. Cena poravnanja S_t se uobičajeno izračunava na osnovu prosečne cene električne energije u periodu isporuke u vreme dospeća t (Deng & Oren, 2006).

Dospeće forward ugovora o električnoj energiji kreće se od časova do godina, iako se ugovorima sa rokom dospeća dužim od dve godine likvidno ne trguje.

2.4.2. Fjučersi

Fjučers ugovori su standardizovani forward ugovori kojima se trguje na berzama i nije potrebna fizička isporuka. Fjučersi u zimskim mesecima pokazuju veće cene u odnosu na ugovore tokom leta (Kiesel, et al., 2009). Fjučersi su ugovori čije se obaveze odnose na buduće transakcije. Najznačajnija razlika kod ovih ugovora je dnevno pripisivanje vrednosti koja se primenjuje kod fjučersa. Ekonomisti često razmatraju da li je očekivana buduća spot cena $E(S)$ jednaka ceni fjučersa. Veza između te dve cene najčešće zavisi od aktivnosti hedžera na tržištu. Ako hedžeri treba da kompenzuju špekulantima za zauzimanje dugih fjučers pozicija onda je $F_0 < E(S)$, omogućavajući im da zarade kada ove dve cene budu jednake (Filbeck & Smaby, 2003b). Finansijski instrumenti za zaštitu od rizika, kao što su fjučersi i forwardi za električnu energiju, predstavljaju važne alate u razvoju efikasnih tržišta električne energije. Prvi fjučers ugovor električne energije realizovan je na Njuroškoj berzi 1996. Dok su se na spot tržištu morali razviti novi mehanizmi trgovine električnom energijom, fjučers tržište nije zahtevalo nikakve promene. Osnovni način trgovine fjučers ugovorima električne energije je isti kao i trgovina fjučers ugovorima soje ili nafte.

Fjučers cene se danas određuju na centralnoj berzi i rezultat su „kvaliteta“ robe, odnosno ponude i tražnje. Spot cene se dalje određuju u odnosu na ove referentne cene. Ove informacije su korisne i svima onima koji ne učestvuju direktno na tržištu. Fjučers tržišta su donela mogućnost investiranja od strane „sitnijih“ trgovaca. Ugovori su razbijeni na dovoljno male jedinice koje su ekonomične i za ovakve trgovce. Cena fjučers ugovora motivisana je obezbeđivanjem zaštite od fluktuacija cena učesnicima na tržištu. Na primer, distributeri koji kupuju električnu energiju od proizvođača na spot-tržištu i isporučuju ih kupcima po fiksnim cenama (određuju ih regulatorna tela), mogu izgubiti velike iznosa novca kada se spot-cene iznenada povećaju u datom periodu isporuke. Stoga će biti definitivno zainteresovani za zaštitu ovog velikog rizika koristeći derivate, naročito fjučers ugovore (Ignatieva, 2014).

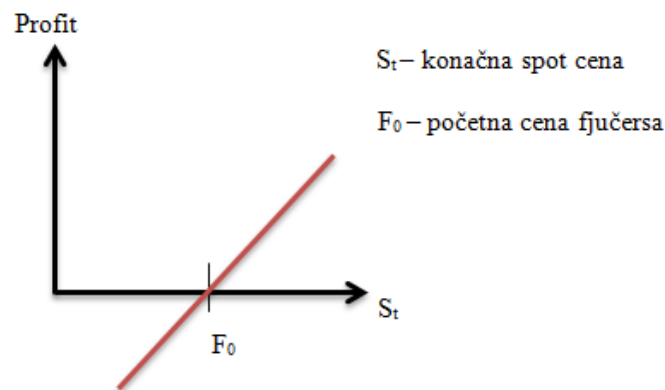
Mogućnost osiguranja od rizika (hedžing) povećala je obim trgovine i donela olakšanje u planiranju učesnicima na tržištu. Firme mogu zaključiti cenu nekog proizvoda za određeni trenutak u budućnosti, i time sprečiti bilo kakvu mogućnost većih „potresa“ u svom poslovanju. Rizik je ovako smanjen, pa su tako i cene pojedinih proizvoda postale niže. Karakteristike fjučersa (James, 2012):

- dogovorena cena, količina u lotovima,
- standardni kvalitet i lokacija,
- određeni budući period;

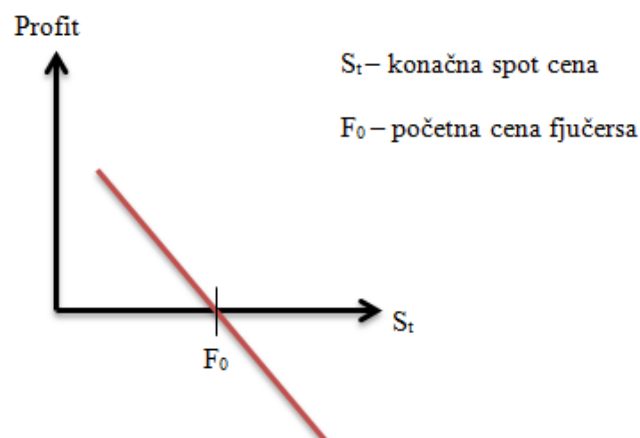
- uglavnom se podmiruje finansijski, ali ponekad se vrši isporika,
- anonimnost putem berze,
- kliring eliminiše kreditni rizik i rizik od neispunjenja ugovornih obaveza,
- ograničeni transakcioni troškovi,
- neophodan kapital da bi se ispunili marginski pozivi

”Ugovor o fjučersu zahteva isporuku robe ili finansijskih instrumenata ili njihove gotovinske vrednosti na utvrđeni datum isporuke ili dospeća po dogovorenoj ceni koja se naziva cena fjučersa i koja će biti plaćena prilikom dospeća ugovora” (Bodie, et al., 2012). Trgovac koji se obavezuje da će kupiti robu na dan isporuke, drži dugu poziciju, dok kratku poziciju zauzima trgovac koji se obavezuje da će prilikom dospeća ugovora isporučiti robu. Trgovac koji drži dugu poziciju zarađuje na porastu cena, dok kratka pozicija gubi isto onoliko koliko duga dobija. U tom smislu prilikom dospeća važi sledeće:

- profit od duge pozicije = spot cena o dospeću – početna cena fjučersa;
- profit od kratke pozicije = početna cena fjučersa – spot cena o dospeću; gde je spot trenutna tržišna cena na datum isporuke.



Grafikon 3. Profit duge fjučers pozicije



Grafikon 4. Profit kratke fjučers pozicije

Dakle ukupan profit od trgovine fjučersima, kada se saberu profiti svih investitora, mora biti jednak nuli, a isto važi i za neto izloženost promenama u ceni robe. U oba slučaja je naravno moguće izgubiti. Na tržištu važi jednostavno pravilo da na svakog dobitnika dolazi jedan gubitnik, tako da je prosto nemoguće da u svakoj transakciji svi zarade. Zarade i gubici na tržištu su uvek izjednačeni (net out) a berza sama za sebe ostaje nepromenjena kada cene rastu ili opadaju. Stoga se, fjučers ugovori nazivaju „igra“ sa nultom sumom dobiti i gubitaka.

Fjučers ugovor predstavlja obavezu da se kupi ili proda određena roba, određenog dana, po unapred poznatoj ceni. Zapravo fjučers ugovor predstavlja terminski ugovor između dve strane o kupovini ili prodaji aktive u poznato buduće vreme po poznatoj ceni. Fjučers ugovori predstavljaju standardizovane ugovore, a zahtev za njihovom standardizacijom nameću berzanska pravila ponašanja. Kod fjučers ugovora obično nije specificiran datum isporuke, kao što je to slučaj kod forvard ugovora. U ugovoru se samo precizira mesec isporuke, a konkretna berza utvrđuje period unutar meseca kada će se ta isporuka realizovati. Praktična iskustva ukazuju da ugovor ima nekoliko različitih vremena isporuke sa kojima se trguje u isto vreme.

Berza utvrđuje tačan iznos aktive koja mora biti isporučena po jednom ugovoru, kao i ograničenje iznosa do kojeg se može kretati fjučers cena u toku jednog dana. Na primer, u momentu prodaje ograničenje dnevnog kretanja fjučersa za električnu energiju je jedan evro. Ako cena padne za ovaj iznos, za ugovor se kaže da je na donjem limitu (limit down). Ukoliko cena poraste za ovaj iznos, kaže se da je na gornjem limitu (limit up). Cilj utvrđivanja dnevnih varijacija za kretanje cena je da se spreče velike oscilacije zbog potencijalno špekulativnih ponašanja. Ako se radi o berzanskim proizvodima, berza takođe utvrđuje kvalitet proizvoda i lokaciju isporuke.

Jedan od osnovnih zadataka fjučers tržišta je da javnosti obezbedi informacije o kretanju cena na tržištu. Kao primer mogu se uzeti naftni derivati koji se prodaju širom sveta, i cena je različita u zavisnosti od vrste, mesta iz kojeg potiče i mesta u kojem se prodaje. Fjučers tržište obezbeđuje centralnu berzu i cenu definisanu na njoj, tako da se širom sveta uspostavljaju cene u skladu sa ovom. Fjučers cene se redovno objavljuju u finansijskoj štampi, i njihova visina se utvrđuje na berzi na isti način kao i visina ostalih cena (zakon ponude i tražnje). Ako ima više investitora koji žele dugu poziciju tada cena raste, a ako ima više investitora koji žele kratku poziciju tada cena berzanskih proizvoda pada.

- Strategija trgovine fjučers ugovorima

Funkcionisanje fjučersa vezano je za postojanje institucionalnog okvira - klirinške kuće koja garantuje ispunjenje ugovora. Naime, kada se zaključi ugovor, ugovarači prenose uslove ugovora na klirinšku kuću koja postaje poslovni partner za obe ugovorne strane. Ona se izlaže riziku u slučaju da ugovarači odustanu od izvršenja posla. Da bi se ovaj rizik ograničio, klirinška kuća zahteva od svojih partnera da polože određeni garantni iznos – depozit (margin) na poseban račun, koji služi kao obezbeđenje za pokrivanje gubitaka u trgovini, ukoliko trgovac odustane od svojih obaveza. Strana koja odustane od ugovora gubi pravo na povraćaj garantnog depozita. U zavisnosti od kretanja tekuće tržišne cene račun prodavca i kupca fjučersa kod klirinške kuće se odobrava i/ili zadužuje, a sve u cilju usaglašavanja fjučers cene sa tekućom tržišnom cenom.

Učesnici na fjučers tržištu mogu se podeliti u dve osnovne kategorije :

- Komercijalni (hedžeri)
- Nekomercijalni (špekulanti)

Komercijalni - oni učesnici koji poseduju ili će posedovati neku realnu robu, pa je njihov interes da koriste fjučers tržište kako bi smanjili rizik od varijacije cena te robe. Ovakav način poslovanja se naziva hedžing. Uprošćeno, hedžing se može opisati kao vrsta poslovanja na berzama u cilju smanjenja gubitaka, odnosno svaka akcija preduzeta u tu svrhu.

Hedžeri (hedgers) na fjučers berzama su "igrači" koje interesuje roba, i oni uglavnom žele samo da se zaštite od rizika usled neželjene promene cene. Smanjenje rizika ostvareno je pretpostavljanjem pozicije u budućnosti nasuprot poziciji koja bi bila na aktuelnom tržištu spot tržištu. Kombinacija ove dve pozicije omogućava pokrivanje mogućih gubitaka koji bi nastali usled promene cena.

Nekomercijalni (špekulanti) - ulaze u poslove u kojima cene variraju i na taj način pokušavaju da dođu do profita. Motivisani su profitom koji se može ostvariti na fjučers tržištu. Koriste se ekonomskim proračunima i pretpostavkama rizika za održavanje likvidnosti na tržištu. Različiti tipovi analiza se koriste u ove svrhe. Nadaju se profitu koji je jedino ostvariv uz promenu cena u njihovu korist. Kupuju kada procene da su cene dovoljno niske, a prodaju kada procene da su cene dostigle svoj maksimum. Zahvaljujući njima tržište je aktivno. Oni prihvataju rizik i očekuju veliku dobit od skoka cena.

Fjučers tržišta formalizuju i standardizuju forvard ugovoranje. Dakle, standardizuju se tipovi ugovora kojima se može trgovati: veličine ugovora, kvalitet robe, datumi dospeća i slično. Iako se standardizacijom smanjuje fleksibilnost u ugovoranju ona ima svoju prednost u likvidnosti pošto se veliki broj trgovaca usredsređuje na isti mali skup ugovora. Takođe fjučers ugovori zahtevaju dnevno poravnanje bilo kakvih gubitaka ili dobitaka na ugovorima, dok kod forvarda nema razmene novca do datuma isporke. Pošto berza garantuje da će svaka ugovorna strana izvršiti svoje obaveze iz ugovora, skupe provere kreditne sposobnosti drugih trgovaca nisu neophodne. Umesto toga svaki trgovac polaže garantni depozit koji se naziva margina i na taj način garantuje izvršenje ugovora. Kod fjučers ugovora retko dolati do isporuke robe jer ugovorne strane najčešće zatvaraju svoje pozicije pre dospeća ugovora, realizujući dobitke i gubitke u gotovini. Kod ovih ugovora breza određuje sve uslove iz ugovora a trgovci se samo dogovaraju o ceni. Povremeno tržišni učesnici mogu ograničiti svoje trgovanje kako bi limitirali rizik iznenadnog porasta zahtevanih margina. Ovo se posebno pogoršava u slučaju volatilnih tržišnih uslova.

Ključni faktori fjučers tržišta:

- Kupac fjučers ugovora zauzima dugu poziciju i obavezuje se da primi isporuku,
- Prodavac fjučers ugovora zauzima kratku poziciju i obavezuje se da izvrši ugovor,
- Ugovorima se trguje na regulisanoj berzi, ili putem otvorenog nadmetanja, ili elektronski,
- Fjučers ugovorima se na kraju svakoga dana pripisuje dnevna vrednost po zaključenoj ceni,
- Fjučers ugovori mogu biti zatvoreni suprotnom transakcijom od one koja je otvorila poziciju.

U poređenju sa forvardima, prednosti fjučers ugovora o električnoj energiji leže u konsenzusu na tržištu, transparentnosti cena, likvidnosti trgovanja i smanjenim troškovima transakcije i praćenja, dok ograničenja proističu iz različitih osnovnih rizika povezanih sa striktnošću u specifikaciji fjučersa i ograničenim količinama transakcija u ugovorima. Korišćenjem ovih ugovora stabilizovana je buduća cena, čime se smanjuje neizvesnost cena i obezbeđuju buduće isporuke. Buduće spot cene će postati manje volatilne uz korišćenje fjučers ugovora.

Velika potražnja za električnom energijom dovela je do povećanja obima derivata kojima se trguje na tržištu. Jak rast potražnje povećava volatilnost cena električne energije. Kao i ostala roba, veća volatilnost može biti uzrokovana verovatnim nedostatkom resursa. Kod električne energije nedostatak podrazumeva ograničenje proizvodnje i prenosa. Rast potrošnje i razvoj cena primarne energije

svakako nisu jedinstveni elementi koji objašnjavaju dugoročne nivoe varijansi i kovarijansi fjučersa električne energije. Drugi dugoročni faktori mogu biti odgovorni za ove promene, kao što su političke odluke u korist čistije električne energije, pokretanje novih tehnologija proizvodnje ili uvođenje prava emisija kojim se menja rangiranje dostupnih izvora energije na osnovu rastućeg redosleda cena, podizanje svesti o oskudnosti resursa što utiče na smanjenost izlaganju riziku investitora i novi propisi koji osiguravaju nezavisnost TSO. Dolazak novih tržišnih učesnika, novih finansijskih proizvoda, spajanja, akvizicija i drugih saveza takođe menja strukturu tržišta rebalansom stvarnih snaga koje upravljaju tržištem. Nespremnost izlaganja riziku, tržišnu moć ili uticaj nekih tržišnih trendova je teško meriti kvantitativno.

Mesečne fjučerse direktno prati period isporuke, dok drugi fjučersi kaskadno dospevaju (Bauwens, et al., 2013). Kvartalni i godišnji fjučersi se izvršavaju kaskadno. To znači da se dugoročni ugovori automatski dele na ugovore sa narednim najkraćim periodom dospeća/ispоруke koji zajedno čine ukupan obim dugoročnog ugovora (Geman, 2009). Na primer, tri dana trgovanja pre januara 2018. godine je fjučers za 2018. godinu podeljen na tri fjučersa za januar, februar i mart, i tri kvartalna fjučersa za drugi, treći i četvrti kvartal. Zatim, tri dana trgovanja pre aprila, drugi je kvartalni ugovor podeljen na aprilske, majske i junske fjučerse, itd (Bauwens, et al., 2013).

Kombinacija različitih trgovačkih pristupa poznatija je kao portfelj, a odgovarajuća metodologija kontrole rizika zove se optimizacija portfelja. Kada se radi o upravljanju portfeljima, fjučersi za električnu energiju imaju mogućnost fiksnih cena isporuke, čime se smanjuje izloženost fluktuacijama cena u trgovanju za dan unapred. Ukratko, kupovina fjučersa za električnu energiju štiti od rizika koji inherentno postoji na tržištu dan unapred, dok su očekivani troškovi zaštite od rizika jednaki premiji za rizik koji je uključen u terminsku cenu. Sa dogovorenim fjučers ugovorom za električnu energiju kojim se može trgovati svakog dana, upravljanje služi da se kvantifikuje optimalan izbor fjučersa električne energije za razne periode isporuke. Optimalan izbor zavisi od metodologije procene rizika u trgovanju za dan unapred, očekivanja u vezi sa cenom na tržištu dan unapred u periodu isporuke, iznosa premije za rizik koju treba platiti i spremnosti investitora da rizikuju ili njihovog prihvatanja rizika. Cilj menadžera portfelja je da zadrži portfelj koji donosi najniže očekivane troškove potrošnje električne energije poštujući svoj stav prema rizicima ili spremnost da prihvate nivo rizika (Fianu, 2013).

Ukoliko prodavac (onaj koji ima kratku poziciju na tržištu) drži fjučers ugovor do isteka, moraće da isporuči predmetnu energiju (naftu, gas, električnu energiju), a ukoliko kupac (onaj koji ima dugu poziciju na tržištu) drži ugovor do isteka, moraće da prihvati isporuku predmetne energije. Međutim, stvarne isporuke preko tržišta fjučersa su veoma male, obično manje od 2% od ukupne otvorene pozicije (ukupan iznos neisteklih ugovora na tržištu) (Fusaro, 2007). Većina trgovanja na ovim tržištima jeste u svrhu obezbeđenja od rizika i/ili špekulacija, s obzirom da potrošači ili proizvođači radije vrše isporuku preko redovnih fizičkih tržišta nego preko tržišta fjučersa.

Kao što je napred navedeno, fjučers ugovor pravno obavezuje na njegovo izvršenje u budućnosti. Ova obaveza se može izvršiti na dva načina:

1. Stvarnom (fizičkom) isporukom robe koja je predmet ugovora. Roba se isporučuje na mesto isporuke naznačeno u ugovoru kao "delivery point". Vreme isporuke mora biti u toku meseca isporuke sa datumom naznačenim u ugovoru. Prodavac je dužan da uz isporuku dostavi i prateću dokumentaciju. Broj stvarnih isporuka varira od berze do berze, ali se u proseku u 2% slučajeva ugovori zatvaraju na ovaj način.
2. U 98% slučajeva ugovori se zatvaraju pokrivanjem (offset). Ova procedura podrazumeva, da se u slučaju kupovine fjučers ugovora (duga pozicija), pokrivanje izvršava prodajom istog broja ugovora za iste mesece isporuke kao i kod kupljenih ugovora. Berza dozvoljava izjednačavanje ove dve pozicije, čime se ispunjava obaveza preuzeta kupovinom ugovora. Finansijska pozicija se dobija kao posledica razlike u ceni duge (kupljenih ugovora) i kratke (prodanih ugovora) pozicije. Pokrivanje je moguće i poslednjeg trgovinskog dana u mesecu isporuke.

Postoje dva tipa depozita u na fjučers tržištu:

- inicijalni (zahtevani) depozit
- depozit održavanja (servisiranja), ili depozit varijacije (promene).

Zahtevani inicijalni depozit se određuje od strane berze i ažurira se periodično kada se faktori kao što su volatilitet cena i vrednost ugovora promene. Inicijalni depozit služi kao čvrst polog za ispunjenje ugovora.

Depozit održavanja (poznat i kao depozit varijacije) se tipično kreće između 60% i 85% inicijalnog depozita. Ideja depozita održavanja je u tome da kada ugovor pretrpi gubitke do tačke kada depozit opadne do 60-85 % inicijalnog depozita, trgovac će primiti marginski poziv (margin call) i od njega će se tražiti da položi dodatni novac da bi svoj račun podigao na nivo traženog inicijalnog depozita. Ako klijent ne položi dodatnu sumu, klirinška kuća će likvidirati njegovu poziciju.

Niži inicijalni depozit se traži za komercijalne ili trgovačke račune. To su nešpekulantski, hedžing računi, gde je moguće da neto vrednost hedžera bude velika a verovatnoća neplaćanja mala. Brokerske kuće često traže malo veći inicijalni i depozit održavanja nego berze.

Za izračunavanje depozita održavanja uzima se u obzir ukupan iznos svih ugovora koji nisu pokriveni (offset) na računu klijenta. Tada ne bi bilo zahteva za dodatnim depozitom, sve dok je ukupna vrednost pozicije svih ugovora koji se vode na računu, veća od zahtevanog depozita održavanja.

Hedžerski računi se takođe svakodnevno revidiraju na tržištu. Ipak, zahtevani depoziti su niži na hedžerskim računima nego na računima špekulanata. To je zato što korektno postavljena hedžerska pozicija nije tako rizična kao što je pozicija špekulanta, budući da je fjučers pozicija uvek uravnotežena spot pozicijom. Tako da, ono što hedžer izgubi na jednoj strani (fjučers), kompenzuje se na drugoj strani (spot). Istina je, ipak, da hedžer mora isplatiti dodatnu marginu ako se fjučers strana hedžinga kreće nepovoljno.

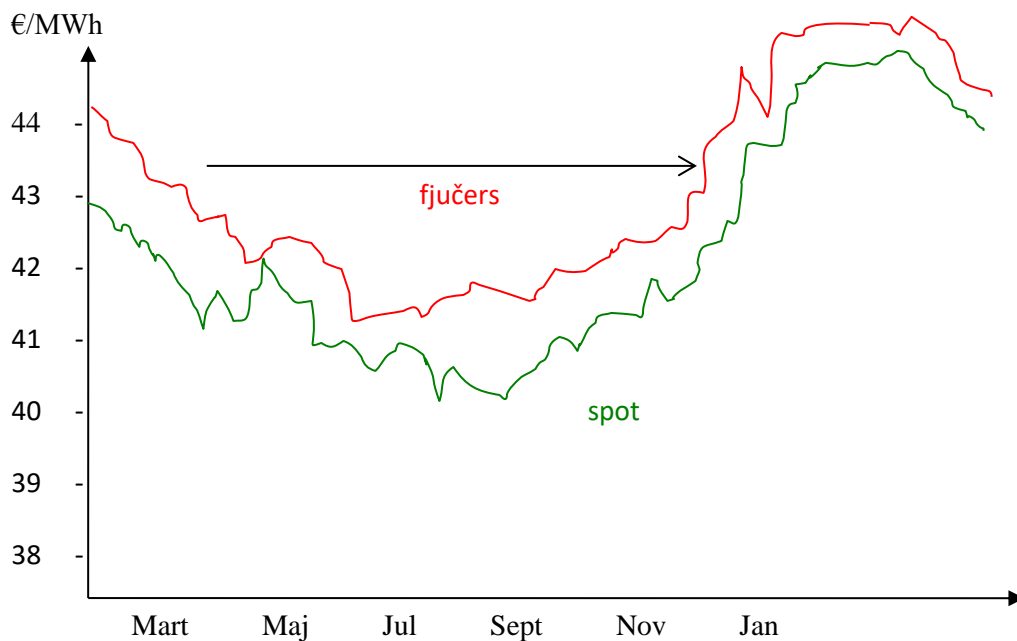
Hedžing i špekulacija zasnivaju se na dva osnovna principa:

- paralelizam
- konvergencija

Oba principa su povezana sa odnosom između spot i fjučers cena. Paralelizam se pojavljuje kada faktori koji utiču na kretanje cena na spot tržištu imaju ulogu i u kreiranju cena na fjučers tržištu. Učesnici na fjučers tržištu imaju pristup istim informacijama kao i trgovci na spot tržištu, koje značajno utiču na kretanje fjučers cena. Paralelizam omogućava efikasnost hedžinga. Hedžer pretpostavlja poziciju na fjučers tržištu koja je, finansijski gledano, suprotna poziciji koju ima na spot tržištu. Kako se cene kreću uporedo na oba tržišta, svaki gubitak i dobit na spot tržištu je pokriven dobitkom odnosno gubitkom na fjučers tržištu. Rezultat kombinovanja spot i fjučers tržišta je smanjenje variranja određenih pozicija u poređenju sa promenama koje bi postojale samo posmatrajući jedno tržište.

Drugi princip je konvergencija. Spot i fjučers cene teže da budu iste ili da konvergiraju u trenutku isteka roka fjučers ugovora. Po isteku roka, posedovanje fjučers ugovora je potpuno isto kao i posedovanje spot ugovora. Prema tome, cena mora biti ista kao na spot tržištu. Ako to nije slučaj, postoji šansa za arbitražu između spot i fjučers tržišta.

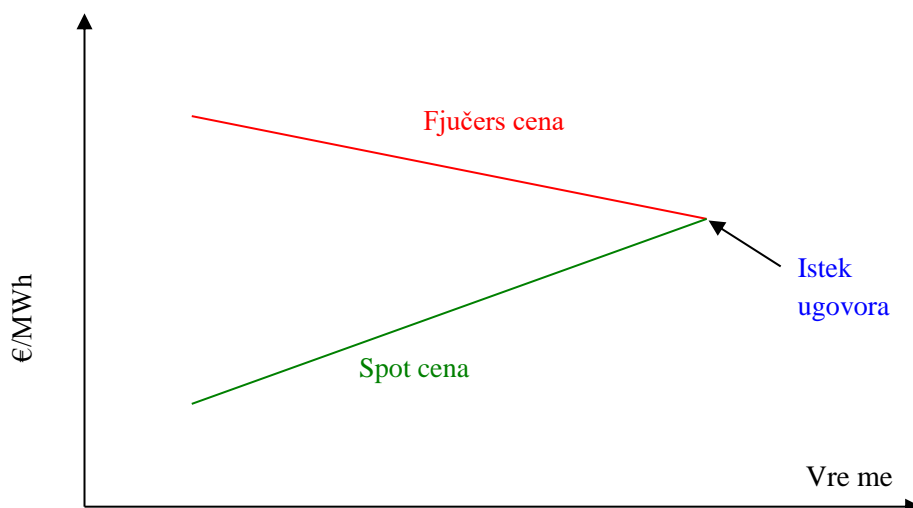
Na sledećoj slici prikazan je odnos fjučers i spot cene. Na slici je prikazan najčešći slučaj odnosa ove dve cene, odnosno da je fjučers cena iznad spot cene. Obrnut slučaj se dešava u trenucima kada se na tržištu desi da je veća potražnja od ponude a to je obično u toku najhladnijih meseci.



Grafikon 5. Odnos spot i fjučers cene

- Baza

Da bi se bolje razumeo hedžing potrebno je razumeti pojam baze (basis). Ako se baza ne menja bitno pri promenama cena na spot tržištu, ispoštovan je najvažniji uslov hedžinga čime je pokrivena mogućnost gubitaka na fjučers tržištu.

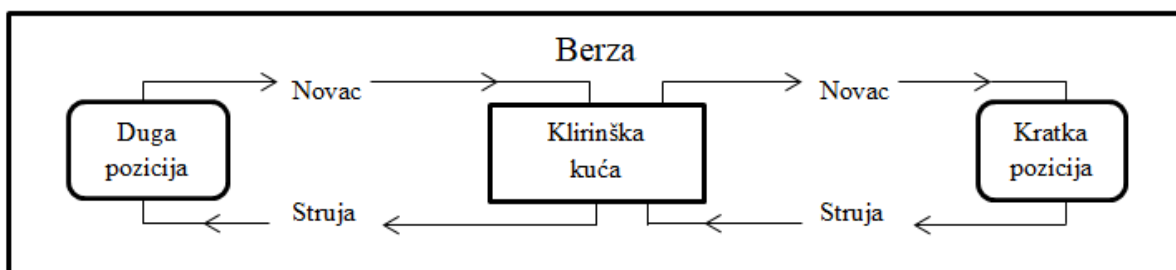


Grafikon 6. Promena baze neposredno pre isteka ugovora

Baza se može definisati kao razlika fjučers cene proizvoda i spot cene i moguće je podeliti na dve komponente:

- Komponenta zavisna od vremena - predstavlja bazu kao posledicu vremena izvršenja fjučers ugovora. Izdvaja se tako što se posmatra spot cena na isteku ugovora - delivery point. Ova komponenta predstavlja razliku fjučers cene i spot cene u tom trenutku.
 - Komponenta zavisna od lokacije - Lokacijska baza se može posmatrati kao baza zavisna od lokacije. Predstavlja razliku spot cena na različitim tržištima u isto vreme. Svako tržište tada ima svoju bazu
- Kliring

Postupak poravnanja su dodatno pojednostavile klirinške kuće (clearing house). Transakcije svih članova berze beleže se svakodnevno i međusobno se prebijaju tako što svaki član prosleđuje ili prima samo netiran iznos koji je kupio odnosno prodao tog dana. Član berze zatim namiruje račun sa klirinškom kućom umesto pojedinačno sa svakom kompanijom s kojom je trgovao. Kada se postigne dogovor o trgovini, klirinška kuća stupa na scenu. Ona postaje prodavac ugovora za dugu poziciju i kupac ugovora za kratku poziciju. Na taj način ona predstavlja trgovačkog partnera za obe strane. Dakle klirinška kuća mora ispuniti svoje obaveze po svakom ugovoru i kao takva, jedina je strana koja može biti oštećena u slučaju da bilo koji trgovac ne ispuni svoje obaveze po osnovu fjučers ugovora. Na taj način se omogućava jednostavno zatvaranje pozicija. Umesto da zaista prime ili izvrše isporuku robe, gotovo svi tržišni akteri, zauzimaju suprotnu poziciju da bi poništili svoje početne pozicije i na taj način realizuju dobitke ili gubitke po ugovoru (Bodie, et al., 2012). Klirinška kuća trgovcima omogućava jednostavno zatvaranje pozicija pri čemu eliminiše obaveze iz ugovora i svodi neto poziciju na nulu.



Slika 19. Trgovina fjučersima na berzi, sa klirinškom kućom

Vreme od zaključenja ugovora do njegovog dospeća sadrži otvoreni interes koji predstavlja broj ugovora u opticaju. Kako vreme teče, tako se povećava otvoreni interes, odnosno broj dugih ili kratkih pozicija u opticaju, jer se zaključuje sve veći broj ugovora. Ovo je prirodno zato što fjučers ugovor zahteva izvršenje obaveze u budućnosti a to se ne može tako lako garantovati. Međutim, gotovo svi trgovci zatvaraju svoje pozicije pre datuma dospeća ugovora. Kliring algoritam uvek daje ostvarljiv ishod. Ako bi ishod bio nemoguć, ne bi bio izvršen kliring tržišta. Međutim, MCP nije nužno i efikasna cena (Meeus, 2006). Kliring jedinstvenog tržišta podrazumeva postavljanje cene i , s tim u vezi, usklađivanje ponude i potražnje po toj ceni. Ukupan dobitak ili gubitak trgovca sa dugom pozicijom koji kupuje ugovor u trenutku 0 i zatvara ili poništava poziciju u trenutku t jednak je promeni cene fjučersa u tom periodu $F_t - F_0$. Simetrično, trgovac sa kratkom pozicijom zarađuje $F_0 - F_t$.

- Marking to market

Cene istrgovanih fjučers ugovora svakog dana mogu rasti ili padati. Umesto da sačeka do datuma dospeća da trgovci realizuju svoje dobitke ili gubitke, klirinška kuća zahteva da sve pozicije priznaju svoje stanje koje se obračunava svakodnevno. Postupak obračunavanja dobitaka i gubitaka trgovaca se naziva dnevno pripisivanje vrednosti (mark-to-market). Dnevno pripisivanje vrednosti je proces pri kom se otvorene pozicije na fjučers tržištu vrednuju po trenutnoj fer vrednosti od strane klirinške kuće, na kraju svakog dana trgovanja po zvaničnom poravnanju cena propisanom od strane berze fjučersa. Otvorene pozicije su one koje su kupljene, ali još nisu prodane odnosno one koje su prodane ali još nisu otkupljene. Broker je član berze i on dostavlja trgovcu izveštaj na kraju svakog dana prikazujući njegove otvorene pozicije. Pored ovog podatka trgovac takođe dobija izveštaj koji pokazuje koliko je neophodno deponovati sredstava da bi se održao marginski račun, kako bi se zadržala otvorena pozicija do narednog dana trgovanja (James, 2012).

Kod fjučersa se primenjuje ovaj metod dnevnog poravnanja u skladu sa tekućom cenom fjučersa. Berza fjučersa može ograničiti iznos za koji se cene fjučersa mogu menjati iz dana u dan i ta ograničenja se često ukidaju kada se približi vreme dospeća ugovora. Cenovna ograničenja se smatraju sredstvom za ograničavanje naglih fluktuacija cene.

Važno je napomenuti da će cena fjučersa na datum isporuke biti jednaka spot ceni robe na taj dan. Roba dostupna iz dva izvora (spot tržište i tržište fjučersa) mora biti jednako vrednovana jer bi u suprotnom trgovci pohrlili da je nabave iz jeftinijeg izvora kako bi je prodali na skupljem tržištu. Takva arbitražna aktivnost bi dovela do korekcije cena kojom se otklanja prilika za arbitražu. Iz tog razloga, prisutno je svojstvo konvergencije odnosno poklapanja cena fjučersa i spota, na datum dospeća.

Na berzama električne energije, mehanizam dnevnog pripisivanja vrednosti se za obe strane osigurava da izloženost pri transakcijama bude jednaka nuli, na kraju svakog dana. To je jedan od najboljih načina povećanja kreditnog kvaliteta. Nažalost ovaj mehanizam zahteva stalan i napredan monitoring uz sisteme podrške koje samo velike institucije mogu priuštiti (Filbeck & Smaby, 2003c).

2.4.3. Opcije

Postoje dve vrste opcionih ugovora:

- Kol (Calls)
- Put (Puts)

Za razliku od kupaca čiji je rizik poznat i ograničen, prodavci opcionih ugovora su suočeni sa nepredvidivim eventualnim gubicima. Naravno, prodavci mogu imati spot poziciju koja pokriva eventualne gubitke. Zbog potencijalnih neograničenih gubitaka, prodavcima opcija se izdaju zahtevi za depozit. Visina depozita je uslovljena nestabilnošću cene robe koja je predmet ugovora.

''Kol opcija daje svom vlasniku pravo da kupi određeni finansijski instrument po utvrđenoj ceni koja se naziva cena izvršenja ili strajk cena, na utvrđeni datum dospeća ili pre tog datuma'' (Bodie, et al., 2012). Strajk cena je nivo cene na kom opcija postaje profitabilna nezavisno od toga da li je za kupca ili prodavca. Kupci opcija dobijaju pravo kupovine/prodaje fjučers ugovora po tačno utvrđenoj ceni

koja se naziva exercise ili strike cena. U našoj terminologiji ova cena se naziva utvrđena cena. Imalac kol opcije nije u obavezi da istu realizuje, jer izvršenje jedino ima smisla ukoliko tržišna vrednost finansijskog instrumenata koji se može kupiti, premašuje cenu izvršenja opcije. Na taj način vlasnik opcije ostvaruje korist koja je jednaka razlici između cena izvršenja i tržišne vrednosti, dok u suprotnom opcija ostaje neiskorišćena. Opcija će isteći i više neće imati nikakvu vrednost, ukoliko se ne realizuje pre dospeća.

Za kupovinu opcije se plaća premija. To je nadoknada koju kupac kol-opcije treba da plati prodavcu da bi stekao pravo da realizuje opciju u budućnosti, ako to postane isplativo. Podavac odnosno ispisnik opcije, prima premiju i obavezuje se da će isporučiti aktivu ako cena izvršenja bude manja od tržišne cene na datum dospeća, odnosno na zahtev vlasnika opcije. Ako ugovorena cena izvršenja bude veća od tržišne i opcija ostane neizvršena, onda ispisnik opcije zadržava premiju, ali ako ista bude veća, onda je njegov profit jednak premiji umanjenoj za razliku između tržišne i izvršne cene. Ako je ta razlika veća od premije, onda je prodavac u gubitku.

”Put opcija daje vlasniku pravo da proda određeni finansijski instrument po utvrđenoj ceni izvršenja na utvrđeni datum dospeća ili pre tog datuma” (Bodie, et al., 2012). Ova opcija se realizuje samo ukoliko njen vlasnik može po izvršnoj ceni isporučiti finansijski instrument tako da je njegova cena niža od izvršne. S tim u vezi, nasuprot profitu na kol-opcije koji se povećava sa povećanjem vrednosti finansijskog instrumenta, profit na put-opciju se povećava opadanjem vrednosti finansijskog instrumenta. Sa povećanjem roka dospeća povećavaju se i cene opcija.

Kada se kaže da je opcija ”u novcu” (in the money) tada izvršenje opcije donosi zaradu njenom vlasniku. Opcija je ”van novca” (out of the money) kada izvršenje nije profitabilno. Opcije su ”na novcu” (at the money) kada su izvršna cena i cena aktive jednake. Kol-opcija je ”u novcu” kada je cena izvršenja niža od tržišne cene, dok je put-opcija ”u novcu” kada je strajk cena veća od vrednosti aktive.

Egzotične opcije koje se najčešće koriste su azijske, zajedno sa složenim vremenskim derivatima za temperaturu, kišu ili sneg koji mogu uticati na cene električne energije. Ove opcije obezbeđuju dodatno smanjenje volatilnosti tržišnih cena zbog sposobnosti da postave donje i gornje granice. Stoga se kaže da su opcije zavisne od putanja, jer isplata ne zavisi samo od cene na dan zatvaranja.

Opcija	Kupac	Prodavac
Kol put	Pravo kupovine	Obaveza prodaje
	Pravo prodaje	Obaveza kupovine

Tabela 3. Tabelarni pregled kol i put opcije

Opcije mogu da se primenjuju na određene fjučers ugovore (opcije na fjučerse) ili na određene novčane tokove (OTC opcije) ili se mogu koristiti za kupovinu odnosno prodaju određenog svop ugovora (OTC, svop opcije). Fjučers opcije ili opcije na fjučerse, daju vlasnicima pravo da kupe ili prodaju određeni fjučers ugovor, koristeći izvršnu cenu opcije kao cenu fjučersa. Uslovi opcijskog ugovora na fjučers definisani su tako da se omogući da opcija glasi na samu cenu fjučersa. Nakon izvršenja opcije, vlasnik prima neto prihod koji je jednak razlici između tržišne cene fjučersa određene aktive i cene izvršenja opcije.

Kada se na berzi fjučersa trguje opcijama, ukoliko je opcija pri dospeću "u novcu", klirinške kuće aktiviraju klirinške brokere da blagovremeno obaveste svoje klijente o tome da su im opcije "u novcu" i da zatraže odgovor na pitanje da li da pristupe izvršenju opcije, pošto je to u datom trenutku profitabilno. Opcija je "u novcu" kada dostigne sopstvenu vrednost, što znači da će izvršenjem opcije na fjučers ugovor i zatvaranjem pozicije, taj fjučers doneti profit. U nekim slučajevima, ako je opcija u velikoj meri "u novcu", klirinška kuća na berzi fjučersa čak može automatski da pristupi izvršenju opcije, u cilju podizanja nivoa sigurnosti za učesnike na tržištu.

Na prvi pogled, strategije sa opcijama mogu biti manje primamljive jer zahtevaju podmirivanje troškova premije unapred, za razliku od svopova koji nemaju takve troškove. Međutim, fleksibilnost koju pružaju opcije dolazi do izražaja kada margina pređe trošak opcije. Kada se kupuje opcija na tržištu fjučersa, potrebno je položiti marginu, u vidu depozita (u proseku 10% od nominalne vrednosti prema kretanjima na tržištu u trenutku trgovine). Nakon toga se poziciji pripisuje njena dnevna vrednost, uz obavezu da se finansira svaka negativna varijacija margine. Kod OTC opcija kupac unapred plaća premiju prodavcu. Ovakvo generisanje novca kod OTC opcija može da omogući povezivanje različitih vrsta energenata ili njihovih projekata kojima je potrebno finansiranje. To znači da je moguće kreirati strukture koje obezbeđuju hedžing od cenovnog rizika, a da se istovremeno promptno generišu novčani tokovi koji se mogu reinvestirati u projekte ili druge poslovne aktivnosti. Za špekulante koji pokušavaju da zarade novac na rizičnim cenovnim kretanjima energenata, opcije mogu da ponude sledeće (James, 2012):

- da kreiraju strategije trgovanja kojima se profitira iz pravca cenovnih kretanja,
 - da kreiraju strategije trgovanja kojima se profitira iz cenovnih kretanja u okviru određene cenovne grupe,
 - da kreiraju strategije trgovanja kojima se profitira na osnovu cene koja ostaje nepromenjena usled volatilnosti trgovanja. Novac se može zaraditi ne po osnovu tržišnog kretanja cena već na osnovu nestabilnosti pri povećanju i smanjenju trgovanja.
- Opcije električne energije

Elektroenergetska industrija koristila je ideju opcija kroz utvrđene uslove i odredbe u različitim ugovorima o nabavci i kupovini već decenijama, bez eksplicitnog priznavanja i vrednovanja opcija do početka restrukturiranja elektroenergetske industrije u Ujedinjenom Kraljevstvu, SAD-u i Nordijskim državama 1990-ih godina. Pojava tržišta veleprodaje električne energije i širenje određivanja cena opcija i tehnika upravljanja rizicima, stvorili su opcije električne energije ne samo na bazi osnovnog atributa cena (kao što je slučaj sa jednostavnim prodajnim i kupovnim opcijama za električnu energiju) već i na osnovu drugih atributa kao što su obim, mesto i vreme isporuke, kao i kvalitet (Deng & Oren, 2006). Isplata kupovne opcije električne energije jednaka je $\max(S_t - K, 0)$; gde S_t je spot cena električne energije u vremenu t i K je cena izvršenja

Većina transakcija za prodajne i kupovne opcije električne energije se javlja na nezvaničnim OTC tržištima. Prodajne i kupovne opcije električne energije su najefikasniji alati dostupni elektranama i trgovcima električnom energijom za hedžing cenovnog rizika, jer se kapaciteti za proizvodnju električne energije mogu u suštini posmatrati kao kupovna opcija električne energije, posebno kada su troškovi proizvodnje fiksni.

Važna klasa nestandardnih opcija električne energije je opcija razlike cene gasa i električne energije. Razlike cene gasa i električne energije su opcije različite robe koje isplaćuju razliku između cene električne energije koju prodaju elektrane i cene goriva koje se koristi za proizvodnju te energije (Deng & Oren, 2006). Količina goriva potrebna elektrani za proizvodnju jedne jedinice električne energije zavisi od efikasnosti goriva ili stope zagrevanja (Btu/kWh).

Za javno preduzeće koje proizvodi struju i koristi prirodni gas može biti poželjno da se zaštiti od oba rizika i da koristi hibridnu „spark spread“ opciju (razlika između cene prirodnog gasa i električne energije) kako bi umanjilo rizik cene. Hedžeri često koriste nepokrivene standardne opcije (naked plain vanilla options) kao što su kupovina prodajnih ili prodaja kupovnih opcija ili oba (razlike između minimalne i maksimalne kamatne stope kod „mini-max“ fluktuacije) kako bi se zaštitili od negativnih cenovnih kretanja. Špekulacioni investicioni fondovi, banke i neke marketinške kompanije u oblasti energetike, kupuju nepokrivene opcije za usmereno trgovanje, što im obezbeđuje ograničene negativne (trošak premija) i neograničene pozitivne strane. Špekulanti takođe predviđaju smer kretanja tržišnih kolebanja primenom „straddles“ (istovremene kupovine ili prodaje kupovne i prodajne opcije, sa istim rokovima dospeća, istim cenama izvršenja opcije na iste finansijske instrumente) i „stranglers“ (isto kao „straddles“ ali sa različitim cenama izvršenja) strategija. Arbitražeri su oni subjekti koji profitiraju iz slabih tački tržišta. Likvidnost predstavlja uslov u arbitražnim prilikama. Trenutni nedostatak opcija električne energije i termenske likvidnosti ograničava ovu strategiju, osim ukoliko arbitražeri mogu da oforme i uspešno koriste druga međuzavisna tržišta, kao što je prirodni gas, koji teorijski obezbeđuje veću likvidnost za stvaranje profita sa ograničenim rizicima (Fusaro, 2007).

Za razliku od fjučers ugovora, koji sa sobom nose pravo i obavezu da se kupi/proda neki ugovor u budućnosti, opcioni ugovori podrazumevaju pravo, ali ne i obavezu za kupovinu/prodaju. Prema tome, najvažnija odlika opcija je da omogućavaju vlasniku ugovora da profitira usled povoljne promene cena, ali i da izbegne gubitke izazvane nepovoljnim promenama cena.

Kupac opcionih ugovora plaća pravo da učestvuje u promeni cena u za njega željenom pravcu. Opcija se često upoređuje sa osiguranjem, gde osiguranik plaća premiju osiguranja osiguravajućoj kompaniji kako bi izbegao gubitke. Kod opcija, premija osiguranja se plaća prodavcu opcionog ugovora u obliku tržišne cene opcije, što se naziva opciona premija.

Za razliku od fjučers ugovora, gde su eventualni gubici usled nepovoljnog kretanja cena neograničeni, kupac opcije ima gubitke ograničene na visinu opcione premije. Ova karakteristika je u mnogome doprinela „popularnosti“ opcionih ugovora.

Ako se pojmovi kupca, prodavca odnosno kol i put opcije predstavljaju tabelarno, dobiće se jasniji odnos:

KOL opcija		Put opcija	
kupac (duga pozicija)	prodavac (kratka pozicija)	kupac (duga pozicija)	prodavac (kratka pozicija)
Pravo kupovine fjučers ugovora.	Preuzimanje obaveze prodaje ugovora.	Pravo prodaje fjučers ugovora.	Preuzimanje obaveze kupovine ugovora.
Kao naknadu plaća premiju.	Kao naknadu dobija premiju.	Kao naknadu plaća premiju.	Kao naknadu dobija premiju.

Tabela 4. Tabelarni pregled opcije na fjučerse

Datumi isteka opcionih ugovora su obično od jednog do tri dana pre isteka odgovarajućeg fjučers ugovora. Najveći broj aktivnosti vezan je za ugovore koji ističu za otprilike tri meseca.

Tržišna cena opcije se naziva premija. Premija (P) se sastoji iz dve komponente:

- Vremenska vrednost (TVP) – je cena koju kupac opcije plaća za špekulaciju, odnosno za procenu da će cena fjučers ugovora rasti iznad (kol) ili pasti ispod (put) utvrđene (strike) cene.
- Osnovna vrednost (IV) – vrednost profita dobijenog samom kupovinom opcionog ugovora.

$$P = IV + TVP \quad (1)$$

- Isplativost

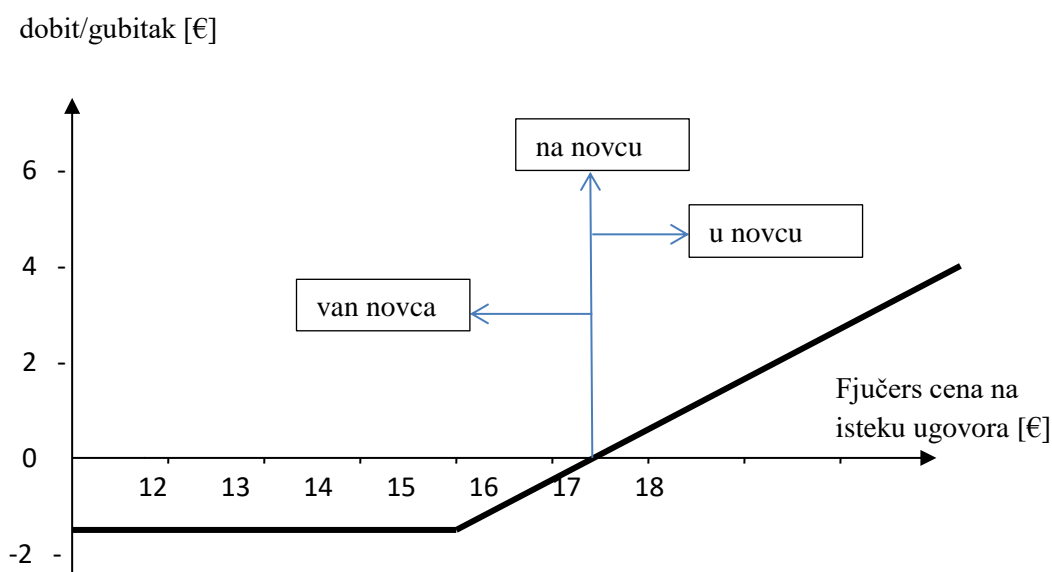
Tržišna cena opcije (premija) se menja sa promenom cene odgovarajućeg fjučers ugovora. Slično kao kod fjučersa, nije neophodno kupiti predmet trgovine opcionog ugovora kako bi se došlo do profita, ali to uvek postoji kao mogućnost.

Poznato je da se fjučers ugovor mora, ili pokriti (offset-om) ili se mora fizički izvršiti obaveza. S druge strane opcioni ugovor ima treću mogućnost – odustajanje. Moguće je da opcioni ugovor postane neisplativ. To se dešava kod kol opcije kada je cena fjučers ugovora (na njegovom isteku) manja od utvrđene (početne) cene, ili kod put opcije kada je fjučers cena veća od utvrđene.

Na isteku opcionog ugovora mogu se desiti tri stvari. Da bi se sagledale ove mogućnosti potrebno je znati da – istek ugovora podrazumeva da je vremenska vrednost premije (TVP) jednaka nuli. To je zato što ne postoji više mogućnost, odnosno nema vremena za promenu cene na kojoj bi se moglo zaraditi. To znači da, na isteku ugovora, opcioni ugovor može biti prodat po njegovoj osnovnoj ceni (IV), ako ona postoji, ili je bezvredan. Tako se dolazi do jedne od tri mogućnosti:

- kol opcija postaje bezvredna
- opcioni ugovor je prodat po njegovoj osnovnoj ceni
- kupac izvršava obavezu iz opcionog ugovora

Zavisnost profita/gubitaka od kretanja fjučers cene prikazana je na sledećem grafiku:



Grafikon 7. Kupac kol opcije

Za kol opciju osnovna vrednost je razlika fjučers cene i utvrđene (strike) cene, ukoliko je fjučers cena veća od utvrđene cene. Opcija u ovom slučaju omogućava vlasniku da kupi fjučers ugovor, čija je trenutna cena F , po ceni S . Predstavljeno izrazom:

$$IV_c = F - S, \text{ za } F < S \quad (2)$$

Za ovakav opcioni položaj se kaže da je “in the money“. Osnovna vrednost ne može biti negativna. U slučaju da je fjučers cena manja od utvrđene cene, osnovna vrednost je jednaka nuli i tada se za kol opciju kaže da je “out of the money“.

Kako su premija i njena osnovna vrednost poznate u bilo kom trenutku vremena, vremenska vrednost se može izračunati, odnosno:

$$TV_{Pc} = P_c - IV_c \quad (3)$$

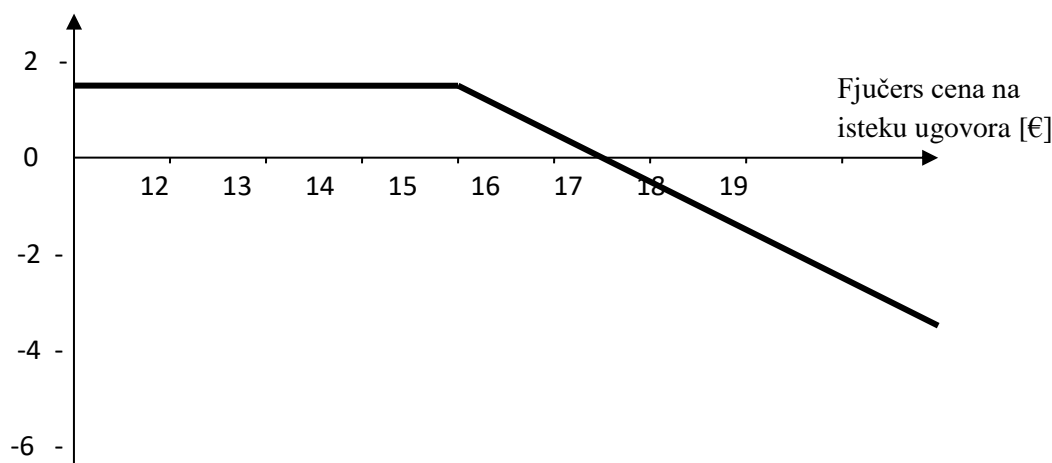
Ako su fjučers i utvrđena cena jednake, za kol opciju se kaže da je “at the money“. Objašnjenja i relacije su analogne samo obrnute i za put opciju. Tako se dobija:

$$IV_p = S - F, \text{ za } F < S \quad (4)$$

Kao i kod kol opcije, vremenska vrednost se dobija kao:

$$TV_{Pp} = P_p - IV_p \quad (5)$$

dobit/gubitak [€]

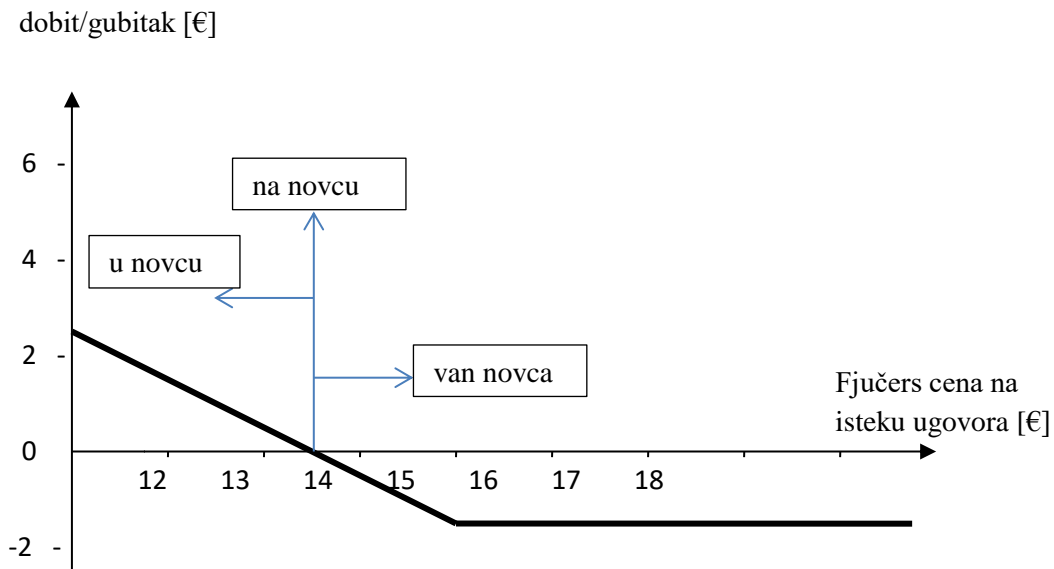


Grafikon 8. Prodavac kol opcije

Slično kao kod fjučersa, velika većina opcionih ugovora se pokriva (offset) i stvarno izvršenje je veoma retko. To je uglavnom zbog toga što opcioni ugovori ističu par dana pre fjučers ugovora, pa bi preuzimanje fjučers ugovora značilo i preuzimanje obaveze za stvarnu isporuku dobara koja su

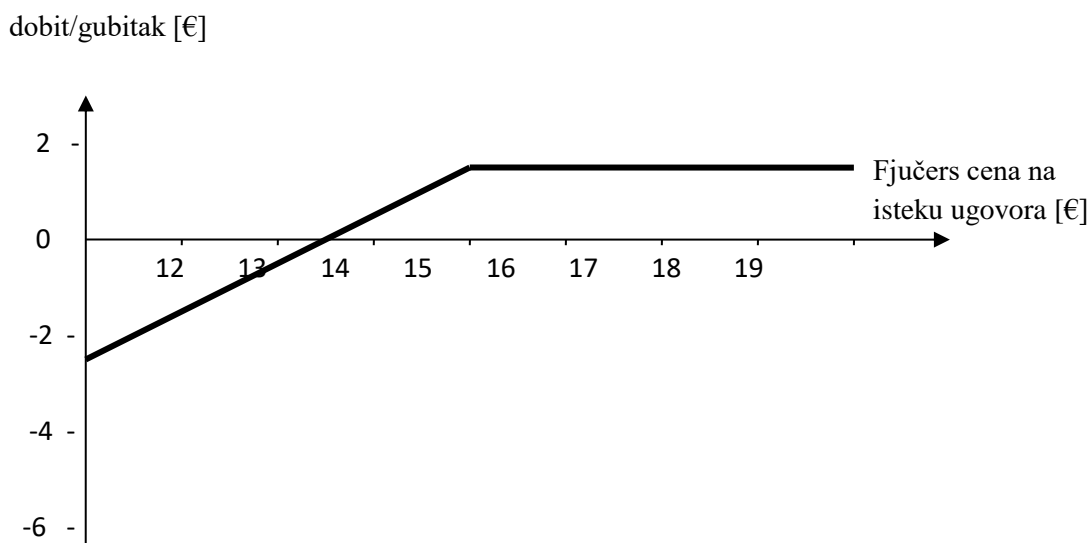
predmet ugovora. Posledica ovoga je da su, slično kao kod fjučers tržišta, opciona tržišta uglavnom finansijske prirode i da je stvarna isporuka robe ili fjučers ugovora relativno retka.

Kupac put opcije će zaraditi za svaku cenu koja je manja od razlike utvrđene cene i premije. Prikazano grafički:



Grafikon 9. Kupac put opcije

Prodavac put opcije dobija premiju od kupca, ali preuzima obavezu da kupi fjučers ugovor po utvrđenoj ceni, u toku perioda trajanja opcije. Za razliku od kupca, prodavac zarađuje ukoliko je fjučers cena veća od utvrđene. Prikazano grafički:



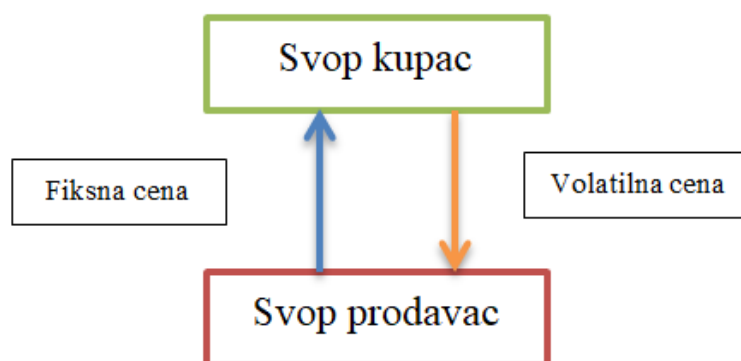
Grafikon 10. Prodavac put opcije

Fjučers i opcioni ugovori doneli su mnogo koristi učesnicima na tržištu ali i kompetnoj populaciji. Jedna od najvažnijih prednosti je potpuno javan i efikasan mehanizam procene kretanja cena. Trgovina fjučers ugovorima odvija se pod uslovima koji gotovo odgovaraju savršenoj konkurenciji tj. - postoji veliki broj kupaca i prodavaca koji učestvuju u bilo kojoj transakciji na tržištu. Pravila berze onemogućavaju manipulaciju i obezbeđuju fer, poštenu i otvorenu trgovinu. Prema tome, osim finansijske odgovornosti ne postoji nikakav drugi preduslov za „ulazak“ na tržište. Pod ovakvim uslovima ostvarena cena na tržištu se može smatrati „pravom“ cenom, u smislu da reprezentuje konsenzus više hiljada učesnika na tržištu.

Pre pojave fjučers tržišta nije bilo „vidljivih“, jasno određenih referentnih cena. Većina cena je bila predmet raznih modifikacija, zbog čega su postale nekorisne u donošenju poslovnih odluka. Cena energenata bila je češće pod političkim uticajem nego u funkciji ponude i tražnje. Naime, referentna cena određena na jednom tržištu nije imala nikakvog smisla na nekom drugom tržištu.

2.4.4. Svopovi

Dok se fjučersi mogu izmiriti kako fizičkim isporukama tako i u novcu, svopovi s druge strane uvek se odnose na gotovinu. Svopovi za energetska tržišta su razmena novčanih tokova između ugovornih strana, plaćanjem razlike između ugovorne cene i tržišne cene. Svopovi ne uključuju bilo kakav prenos električne energije ili fizičke isporuke, već samo gotovinu. Oni su po svojoj pravnoj strukturi, čisto finansijski ugovori, koji kompanijama omogućavaju da steknu benefite iz cenovnih/vrednosnih kretanja osnovnih sredstava iz kojih je cena svopa izvedena. Prilikom trgovine, trgovci se tokom pregovaranja fokusiraju na: fiksnu cenu, fluktuirajuće cenovne reference, cenovni period (mesec, kvartal, godina), datum početka i završetka. Predstavljaju proširenje forward ugovora na veći broj perioda.



Slika 20. Svop dijagram

Energetski svopovi predstavljaju obaveze između dve strane da razmene – da trampe – novčane tokove gde je jedan novčani tok po fiksnoj ceni utvrđenoj prilikom izvršenja, a drugi se zasniva na

prosečnom ili fluktuirajućem cenovnom indeksu tokom ugovornog perioda. Fizička isporuka predmetne energije se ne izvršava, postoji samo novčano poravnanje.

Svop ugovori o električnoj energiji su finansijski ugovori koji svojim vlasnicima omogućavaju da plate fiksnu cenu za osnovnu električnu energiju, bez obzira na fluktuirajuću cenu električne energije ili obrnuto tokom ugovorenog vremenskog perioda. Oni se standardno zaključuju za fiksnu količinu električne energije koja se odnosi na varijabilnu spot cenu na bilo kojoj lokaciji proizvođača ili potrošača. Svop ugovori o električnoj energiji se široko koriste u obezbeđivanju kratkoročne i srednjoročne sigurnosti cena do nekoliko godina. Oni se mogu posmatrati kao terminski ugovori o električnoj energiji sa istom izvršnom cenom i datumom isteka, sa višestrukim datumima poravnanja i identičnom fiksnom cenom za svako poravnanje (Deng & Oren, 2006).

To su aranžmani u kojima dve strane, svop kupac i prodavac, razmenjuju novčane tokove tako da jedni drugima omoguće restrukturiranje bilansa stanja. Svopovi imaju važnu ulogu u upravljanju rizikom izloženosti. Zbog svojih specijalnih karakteristika, oni su atraktivnije alternative u odnosu na druge hedžing instrumente. Posebne karakteristike se odnose na duži rok dospeća, veću fleksibilnost i likvidnost. Postoji pet tipova svopova:

- kamatni,
- valutni,
- robni,
- kapitalni i
- kreditni svopovi.

Kamatni svopovi nalažu razmenu niza novčanih tokova srazmernih utvrđenoj kamatnoj stopi za odgovarajući niz novačanih tokova srazmernih promenljivoj kamatnoj stopi. Važno je napomenuti da učesnici u svopu ne pozajmljuju jedan drugome novac. Oni samo pristaju na razmenu fiksnog novčanog toka za varijabilni koji zavisi od kratkoročne kamatne stope. Njihova prednost je pozicioniranje hedžinga na period od petnaest godina izbegavajući tako zahtev da se koriste fjučers ili forvard ugovori kako bi se dostigao dugoročni hedžing. Valutni svopovi zahtevaju razmenu valuta na nekoliko budućih datuma i mogu da se koriste za hedžing od fiksne i fluktuirajuće stope valutne izloženosti. Kreditni rizik svopova je generalno veći od ostalih derivata, ali je manji od kreditnog rizika pozajmica (Filbeck & Smaby, 2003b).

2.5. Likvidnost

Prvi tradicionalni pristup analizi konkurentnosti sastoji se od izračunavanja nivoa koncentracije na osnovu instalisane snage generatora po zemljama. S obzirom da se oblasti isporuke berze električne energije definišu na nacionalnom nivou, takva mera je zanimljiv odraz uslova koji utiču na rad svake berze. Analiza cena berze električne energije, zajedno sa prodatim odgovarajućim količinama, i struktura tržišta, daju značajne informacije o nivou konkurencije. Likvidnost je važna osobina tržišta koje dobro radi. Likvidnost se može definisati kao sposobnost da se brzo kupi ili proda željena roba ili finansijski instrument bez značajne promene u ceni i bez značajnih troškova transakcije. Ključna osobina likvidnog tržišta je da ima veliki broj kupaca i prodavaca spremnih da obavljaju transakcije u svako doba.

Likvidnost se zasniva na obimu trgovine po osnovu određenog derivativnog ugovora. Što je veća likvidnost tržišta, to je veće i poverenje njegovih učesnika, a posledično i vrednost generisanih tržišnih cena. Likvidnost ima značajnu ulogu pri selekciji derivativnih ugovora za hedžere ili špekulante.

Većina aktivnih hedžera na tržištu energenata uglavnom hedžuje do 50% svog fizičkog obima kako bi se smanjila volatilnost bilansa stanja kompanije. Kada je tržište izuzetno nestabilno onda se hedžuje i više od 50% (James, 2012).

U kontekstu potpuno liberalizovanog tržišta električne energije, likvidna tržišta veleprodaje su poželjna jer (Rasool, et al., 2009):

- olakšavaju novi ulazak u proizvodnju i snabdevanje omogućavajući novim učesnicima kupovinu i prodaju električne energije kako bi uskladili svoju proizvodnju i bazu potrošača sa poverenjem;
- smanjuju sposobnost tržišnih učesnika da manipulišu na tržištu;
- mogu da obezbede širok spektar proizvoda i druge partnere za učesnike radi zaštite njihove izloženosti riziku;
- povećavaju poverenje u veleprodajne cene (veliki broj ugovora o snabdevanju gasom i električnom energijom između kupaca i prodavaca se poziva na tržišne cene);
- omogućavaju novim učesnicima koji nisu vertikalno integrisani da učestvuju pod istim uslovima kao i vertikalno integrisana pripadajuća društva;
- mogu omogućiti učesnicima da bolje upravljaju dugoročnim rizikom i obezbede dugoročne cenovne signale o budućem razvoju tržišta, što utiče na investicione odluke i promoviše dugoročnu bezbednost snabdevanja; i
- mogu omogućiti tržišnim učesnicima da dodatno prilagode svoje pozicije bez velikih troškova (npr. čvrsta razlika između kupovne i prodajne cene).

Sa aspekta trgovca, likvidnost se može definisati kao sposobnost da se izvrši kupovina ili prodaja naloga bilo koje veličine i bilo kada, a da na cenu ne utiče taj nalog (Amihud & Mendelson, 1991); (Liu, 2006); (Weber, 2010). Autori (Amihud, 2002) i (Arnott & Wagner, 1990) naglašavaju da likvidnost ne može direktno da se posmatra jer bi njeno merenje zahtevalo podatke o razlici između stvarne cene obavljene trgovine i tržišne cene koja bi prevagnula u nedostatku transakcije. Pomenuti teoretičari tvrde da je likvidnost multidimenzionalna struktura koja se ne može direktno posmatrati. Iako postoji saglasnost o multidimenzionalnosti likvidnosti, prevladava neslaganje o dimenzijama likvidnosti, kako o broju dimenzija tako i o stvarno relevantnim dimenzijama. Autor (Kyle, 1985) identifikuje tri dimenzije:

- restriktivnost,
- dubina tržišta i
- fleksibilnost.

Naime, (Kempf, et al., 2009) se slaže da likvidnost ima tri dimenzije ali ih definiše kao:

- razliku između prodajne i kupovne cene,
- dubinu tržišta i
- fleksibilnost.

Zatim (Liu, 2006) pominje četiri dimenzije likvidnosti a to su:

- obim trgovanja,
- troškovi trgovanja,
- brzina trgovanja i
- uticaj cena.

Prema (Amihud & Mendelson, 1991) razlikuju se tri vrste troškova nelikvidnosti:

- razlika između kupovne i prodajne cene (BAS),
- troškovi izazvani situacijom na berzi i
- troškovi kašnjenja i pretraživanja.

Likvidnost na tržištu nije zagarantovana. Kada nepovoljni događaji nastanu, dolazi do povećanja raspona između cena ponude i tražnje, usled smanjenja količina. Takva je priroda trgovanja. Na

tržištima električne energije, učestalost i veličinu događaja može ispratiti samo visok stepen volatilnosti. Da bi stvari bile još složenije, krive terminskih cena ostaju u nesavršenoj korelaciji, dok na kratkoročne i dugoročne segmente, krive terminske cene električne energije utiču različiti tržišni faktori koji su slabo ili nimalo povezani.

Neizvesnost cena stimuliše celu industriju derivata i upravljanja rizikom. Igrači na tržištu električne energije često se suočavaju sa inherentnim rizikom nelikvidnosti. Nelikvidna tržišta predstavljaju dva problema:

- neadekvatno predviđanje cena i
- nedostatak adekvatnih prilika za zaštitu od rizika.

Analiza elastičnosti berzi električne energije, odnosno osetljivosti cene poravnjanja na povećanje tražnje, daje zanimljiv uvid u nivo likvidnosti na tržištu. Procena uticaja različitih vrednosti dodatne tražnje na tržišne cene jeste dobar pokazatelj osetljivosti tržišta na potencijalnu tržišnu manipulaciju. Na primer, kada neznatna dodatna tražnja od 1 MW uzrokuje drastično povećanje cena, to odražava nizak nivo konkurencije, gde skoro svaki igrač može uticati na cene. S druge strane, kada velika dodatna tražnja ima mali uticaj na cene, to znači da nijedan igrač pojedinačno ne može uticati na cene.

Likvidnost predstavlja značajan preduslov za efikasan rad tržišta električne energije. Međutim, nije moguće izmeriti likvidnost samo na osnovu jednog pokazatelja. Zbog toga je važno analizirati trendove koji obuhvataju razne pokazatelje kako bi se ostvario uvid u nivo likvidnosti. Posebna pažnja je posvećena pokazateljima povezanim sa likvidnošću (Giesbertz, et al., 2004):

- razlici između prodajne i kupovne cene,
- tržišnom potencijalu za arbitražu,
- volatilnosti cene,
- obimu tržišta i

broju aktera na tržištu.

Pretpostavka savršene konkurencije na tržištu je da trgovinsko ponašanje učesnika utiče na obezbeđenje likvidnosti. Značaj najčešće korišćenih pokazatelja likvidnosti, kao što su razlika između kupovne i prodajne cene, fleksibilnost, dubina tržišta, variranje cena, kašnjenje i troškovi pretraživanja, kao i obim trgovanja i broj trgovina, se analiziraju u odnosu na model likvidnosti (Hegemann & Weber, 2013). Restriktivnost, volatilnost i trgovanje su različite dimenzije likvidnosti. Prema (Lybek & Sarr, 2002) likvidnost na bilo kom tržištu se uopšteno smatra poželjnom jer povećava njegovu efikasnost.

Na berzama se smatra da je kratkoročna volatilnost cena još jedna dimenzija likvidnosti. Veličina kretanja cena zbog trgovanja zasnovanog na informacijama može biti pod uticajem iznosa likvidnosti (Handa & Schwartz, 1996). Štaviše, navedeni autori zaključuju da na berzama kratkoročna volatilnost može ohrabriti plasiranje novih naloga koji zauzvrat smanjuju kratkoročnu volatilnost.

Deo definicije likvidnosti je sposobnost da se izvrši nalog za kupovinu ili prodaju i zato (Frestad, 2012) zaključuje da samo trgovanje može biti važan pokazatelj likvidnosti. Obim trgovanja se može definisati kao apsolutni iznos megavat časova (MWh) električne energije koja je kupljena ili prodana po času trgovanja. Pored obima trgovanja, broj obavljenih trgovina po času je zanimljiv pokazatelj aktivnosti trgovanja jer je verovatno u pozitivnoj korelaciji sa obimom trgovanja i brojem aktivnih tržišnih učesnika.

Nelikvidna roba (koja uključuje retku i diferenciranu robu) ima veći rizik da se neće prodati ili kupiti kada je potrebno, što odbija učesnike na tržištu. Stoga, tržišta mogu efikasno funkcionisati samo sa dovoljnim brojem učesnika na tržištu (Risch, et al., 2010). Stvaranje takvog tržišta sa velikim brojem trgovaca je daleko od trivijalnog. Prvo, potrošači će se pridružiti otvorenom tržištu samo ako brzo mogu da nađu ono što im treba. Drugo, dobavljači će se pridružiti tržištu samo ako mogu biti prilično sigurni da će resursi koje pokušavaju biti prodati po pravoj ceni (Samuelson & Nordhaus, 2004). Ako se nijedan od ovih uslova ne ispuni, dobavljači i potrošači neće učestvovati na tržištu. Tržište samo

može funkcionisati efikasno, ako postoji dovoljna likvidnost robe. Nelikvidnost doprinosi volatilnosti. Više učesnika znači veću likvidnost, što znači manju volatilnost usled otkrivanja cene.

Primarna karakteristika uspešnog tržišta finansijskih derivata je likvidnost. Na likvidnim tržištima se odvija aktivno trgovanje uz male promene u cenama (Napoli, 1992). Nelikvidna tržišta mogu biti barijera za ulazak na tržište proizvodnje i snabdevanja, i izvor konkurentno nepovoljnog položaja za male dobavljače. Nasuprot tome, likvidna tržišta pružaju investicione signale tržišnim učesnicima i smanjuju mogućnost da učesnici manipulišu cenama. Nelikvidna tržišta stoga mogu smanjiti efikasnost tržišta veleprodaje električne energije i smanjiti konkurenciju među industrijskim učesnicima (Rasool, et al., 2009).

Likvidnost je važna u stvaranju konkurentnog pritiska kako na tržištima maloprodaje tako i na tržištima veleprodaje, posebno olakšavajući kupovinu ili prodaju električne energije na tržištu da bi se održao novi ulazak (ili pretnja novog ulaska). Bez likvidnog tržišta veleprodaje, novim dobavljačima može biti otežan ulazak na tržište, a nezavisni proizvođači možda ne budu imali poverenje u tržište zbog njihovog učinka. Pored toga, potencijalni investitori mogu oklevati da investiraju. To se dešava jer niski nivoi likvidnosti mogu povećati tržišni rizik jer postaje sve teže zaštititi se od njega i odgovoriti na promene u tržišnim uslovima.

Još jedna mera likvidnosti je ukupan broj trgovina koji pruža pokazatelj učestalosti trgovanja određenim proizvodima. Procena asortimana proizvoda dostupnih tržišnim učesnicima je takođe korisna, jer se očekuje da se vidi veliki izbor proizvoda na likvidnim tržištima na osnovu čega kupci mogu da usklade „oblik” (profil korišćenja) svog zahteva za električnu energiju.

Međutim, treba zabeležiti da dok je likvidnost tipična karakteristika tržišta električne energije koje dobro posluje, ne treba smatrati da je to kraj sam po sebi i to ne obezbeđuje garanciju da će tržište poslovati efikasno.

Obim terminskog trgovanja takođe može pružiti pokazatelje nivoa likvidnosti. Dodatni terminski proizvodi se nude tržišnim učesnicima onoliko koliko su sposobni da pruže zaštitu. Obim ili dubina proizvoda kojima se trguje duž krive je takođe važan. Broj tržišnih učesnika je korisna mera jer veliki broj aktivnih učesnika na tržištu može biti pokazatelj poverenja u tržište, što može pomoći u podršci razvoja likvidnosti.

Još jedan pokazatelj likvidnosti tržišta je razlika između kupovnih i prodajnih cena. Razlika između kupovnih i prodajnih cena je mera razlike između cene po kojoj kupci i prodavci električne energije ulaze na tržište. Male razlike između kupovnih i prodajnih cena su karakteristične za likvidno tržište jer omogućavaju tržišnim učesnicima da obave transakcije po minimalnim troškovima i ukažu na prisustvo velikog broja učesnika. Razmatranje načina na koji se razlika razvijala vremenom i poređenje sa srodnim tržištima je korisno jer pruža način kvantifikovanja troška nedostatka likvidnosti. Mala razlika između kupovne i prodajne cene će verovatno ukazati na veliki broj učesnika na tržištu. Ona takođe treba da ohrabri ulazak na tržište kako bi učesnici imali poverenja u lako kupovanje i prodaju sa niskim troškom.

Tržišta koja već imaju visok nivo likvidnosti mogu ohrabriti nove ulaske, što zauzvrat može dodatno stimulisati trgovinu i povećati likvidnost. Uticaj sledećih aspekata na likvidnost (Rasool, et al., 2009):

- Vertikalna integracija;
- Veličina tržišta;
- Povezanost sa drugim tržištima;
- Učešće potražnje; i
- Neizvesnost politike.

Nelikvidna tržišta veleprodaje su barijera za ulazak jer ih karakteriše velika volatilnost cena. Volatilna tržišta veleprodaje mogu obavezati nove učesnike da uđu kao vertikalno integrisani proizvođač i dobavljač, što je teže. Trenutni nivo likvidnosti na tržištu električne energije je visok onoliko koliko može podneti tržište sa svojim karakteristikama, odnosno premalo učesnika i fizičkih količina. U meri u kojoj je ovo valjan problem, jedno rešenje je dodatna integracija jednog tržišta u druga tržišta preko ojačanog kapaciteta interkonektora i dodatne integracije tržišta u regionalnom kontekstu. Veća

međusobna povezanost može potencijalno unaprediti likvidnost dovodeći nove fizičke učesnike na tržište, šireći geografski obim tržišta i može pomoći u smanjenju volatilnosti cena.

Drugi preduslov za likvidnost je da pozicije postoje na tržištu, gde je moguće da tržišni igrači trguju po ograničenom trošku. Takve pozicije se mogu ili dogovoriti (u obliku razmene električne energije, na primer) ili mogu nastati spontano. Uopšteno gledano, što tržište postaje likvidnije, to više troškovi opadaju i veće su koristi. Razbijanje takvog začaranog kruga može biti razlog da se privremeno podrže pozicije na tržištu.

2.6. Volatilnost

Volatilnost je jedna od karakteristika cena koja definiše ponašanje cenovnog procesa. Postoji mnogo različitih vrsta merila volatilnosti. Volatilnost spot cena govori koliko je nasumičnosti prisutno u povraćaju od spot cena u veoma malim vremenskim intervalima. Sva merila volatilnosti predstavljaju procene stepena u kome nasumičnost učestvuje u kretanju cena. Zato što volatilnost govori o veoma značajnom aspektu kretanja cena, ona se koristi kao bitan ulazni podatak u proceni i upravljanju rizicima u trgovačkoj knjizi. Volatilnost na većini tržišta električne energije je vremenska funkcija, koja odražava kombinaciju deteminističkog i nasumičnog ponašanja, koja može imati različite karakteristike u kratkom roku u poređenju sa dugim rokom. Volatilnost je jednostavno standardno odstupanje povraćaja na cenu, koje se vremenski normalizuje, pri čemu se vreme izražava u godinama. Volatilnost grubo predstavlja procenat opsega cene u okviru koga je moguće očekivati date cene tokom 66% vremena.

Uvek se pretpostavlja da volatilnost cenovnog procesa meri širinu raspodele povraćanja na cenu, koja su normalizovana na godišnjem nivou. Standardna odstupanja, s druge strane, su mnogo uopštenija i ne moraju da mere samo širinu raspodela povraćaja na cenu, već bilo koju raspodelu po izboru. Stoga, na primer, može postojati standardno odstupanje povraćaja na cenu ili pak cene. Dakle, iako odstupanje raste sa vremenskim periodom koji je potreban da se dobije povraćaj na cenu, mera volatilnosti je izražena na godišnjem nivou. Ova normalizacija odstupanja povraćaja na cenu kao volatilnost omogućava da se poredi različita tržišta ili modeli kroz dosledno merenje veličina nasumičnog kretanja. Moguće je meriti volatilnost istorijskih vremenskih serija cena, a dobijene vrednosti se nazivaju istorijske volatilnosti. Treba napomenuti da su ove vrednosti prosečna kolebanja u analiziranom periodu. Volatilnosti se mogu uočiti iz istorijskih podataka spot ili terminskih cena (Pilipovic, 2007).

Tržišne varijable koje se mogu posmatrati su procena obima trgovanja, vreme do dospeća i dubina tržišta. Obim trgovanja, vreme do dospeća, asimetrični uticaj negativnih „šokova” u prihodima (leveridž efekat), i unutar-nedeljna sezonalnost su identifikovane kao varijable koje utiču na volatilnost na tržištu električne energije. (Giot, et al., 2010) navode da dosta empirijske literature dokumentuje pozitivan savremeni odnos između obima i volatilnosti na finansijskim tržištima (Haugom, et al., 2011). Može se uočiti nekoliko uzroka „normalne“ volatilnosti (i naglih porasta cena):

- Neočekivani ispad postrojenja
- Neočekivani pad raspoloživog kapaciteta interkonekcije
- Mala elastičnost tražnje. Ove razlike u tražnji nastaju usled činjenice da su nivoi opterećenja manji vikendom nego u toku nedelje
- Uobičajene visoke/niske temperature
- Loši hidrouslovi
- Volatilnost cena goriva
- Tržišna manipulacija/tržišna snaga

Problem ograničenja u pogledu skladištenja uzrok je svakodnevnih nestabilnih kretanja u različitoj meri, kada su u pitanju električna energija, prirodni gas, lož ulje i sirova nafta. Druga posledica

skladišnih ograničenja jeste ta da, iako su spot cene visoko kolebljive, volatilitnost terminskih cena se značajno smanjuje sa povećanjem roka isticanja terminskih cena. Ova druga karakteristika volatilitnosti ogleda se u činjenici da se, na duži vremenski period, očekuje uspostavljanje ravnoteže između ponude i tražnje, čija su posledica dugoročne terminske cene koje odražavaju ovaj relativno stabilan uravnoteženi cenovni nivo. Napokon, kada je reč o energetske proizvodima, neophodno je suočiti se sa problemom skladišnog kapaciteta. Zbog skladišnih ograničenja, volatilitnost spot cena na tržištima električne energije je mnogo veća nego na tržištima novca. Tržišta električne energije su ekstremni slučaj u pogledu problema skladišnih ograničenja. Kada elektrane dostignu maksimalno dozvoljeno osnovno opterećenje i granični kapacitet, ne ostaje više prostora za proizvodnju. I dok nema više nove struje za prodaju, ista jedinica električne energije može biti kupljena i prodana, i još uvek je moguće dobiti ponude na tržištu. Nije iznenađujuće što tako ekstremni tržišni uslovi mogu lako dovesti do toga da cene električne energije dostignu višestruke nivoe srednje vrednosti.

Cene energetskih proizvoda su naročito volatilne u poređenju sa drugom robom. Razlog volatilitnosti može biti veća transparentnost cena i špekulisanje više igrača o budućem kretanju cena. Ova volatilitnost može imati loše uticaje po kupce: mogu se uljukati kupujući struju po kolebljivim cenama specifičnim za dato mesto, a onda biti prinuđeni da plate više cene kada dođe do skoka na tržištu. Druga loša strana je da otvaranje nije bezbedno. Postoji rizik da elektrane neće imati podsticaja da drže dodatni ili rezervni kapacitet na tržištu, što ih čini ranjivim u slučaju nepredviđene tražnje. Pored toga, postoji rizik neispunjenja obaveza, naročito kod učesnika bez fizičkih proizvodnih kapaciteta koji trguju fizičkom energijom na berzi. Neuobičajene okolnosti, kao što su nagli skokovi cena, mogu dovesti do neispunjenja obaveza, ograničavajući ponudu, a moguće i dodatno povećati cene sve dok još više igrača ima povećani rizik. Takve prepreke ne bi trebalo da spreče razvoj dobro regulisane berze, s obzirom da su ekonomske koristi po društvo velike (Mork, 2001).

Usluge upravljanja trgovanjem i rizicima su ključne komponente liberalizovanih tržišta električne energije. One uspevaju na tržištima gde su cene kolebljive i kupcima je potrebna zaštita od neželjenih i loše shvaćenih rizika. Jedna od najistaknutijih pojava na konkurentnim tržištima električne energije je pojava volatilitnosti tržišnih cena. Električna energija naginje ka većoj volatilitnosti nego što je to slučaj sa drugom robom iz dva osnovna razloga. Kao prvo, ona se ne može lako uskladištiti. Kao drugo, tražnja za električnom energijom veoma je promenljiva, mnogo više nego u slučaju neke druge robe. Kada se spoje, ova dva razloga za rezultat imaju nagli porast tražnje, što opet vodi ka velikoj fluktuaciji cena. Jedna od lekcija usled velikih promena cena je važnost strategije zaštite od rizika, tržišne likvidnosti i kreditne sposobnosti druge strane (Sioshansi, 2002). Kao i većina proizvođača, preduzeća za javne servise i kupci su otkrili, na teži način, da ugovor sa fiksnom cenom sa stranom koja ne želi ili ne može da isporuči ono što je dogovoreno nije dovoljan.

3. Empirijsko istraživanje

Tržište električne energije je najsloženije od svih energetske tržišta. Njega ne samo da karakteriše proces vraćanja cena na srednju vrednost uz ekstremne volatilnosti spot cena, već je i ekstremno snažno uslovljeno godišnjim i polugodišnjim sezonskim faktorima. Pored toga, spot cene električne energije izuzetno variraju u različito doba dana i teže različitim kretanjima. Cene električne energije u piku imaju tendenciju da budu znatno više uslovljene sezonskim faktorima nego što je to slučaj sa band cenama. Ovo ima smisla jer vršne vrednosti u letnjem periodu pretežno se dešavaju tokom dana, pre nego tokom noći. Na sličan način, budući da se veliki događaji prvenstveno dešavaju leti usled naglih temperaturnih skokova i s obzirom da ove vršne vrednosti ne utiču u toj meri na sate van špica, događaji su mnogo manje primetni u podacima o cenama izvan pika i ne igraju tako važnu ulogu.

3.1. Definisane cene električne energije

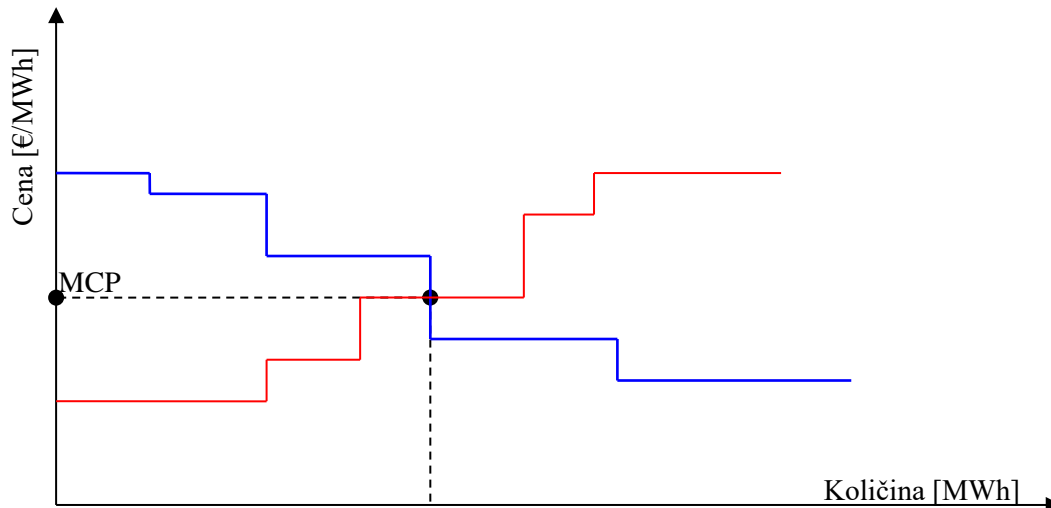
U većini evropskih zemalja, berze električne energije obezbeđuju jedinstvenu cenu, kao bazu u datoj zemlji. Zbog toga se na postojeće evropsko tržište može gledati kao na zonski sistem, ali samo u njegovom osnovnom obliku. Svaka zona predstavlja jednu zemlju. Ne postoje zone u okviru jedne zemlje, čak ni kada se zagušenje javi u jednoj zemlji. Ukoliko postoje ograničenja prenosnih sistema, teorija ekonomije predlaže primenu lokacijskih cena. U takvom sistemu, svaka oblast sa ograničenjima ima svoje cene električne energije. Ovaj pristup je poznat kao nodalno formiranje cena (Hogan, 1999). U nodalnom pristupu definiše se „oblast“ u odnosu na ograničenja prenosnih sistema. Oblast se definiše tako da ona ne sadrži interna ograničenja. Kod oblasti sa velikim brojem ograničenja, cene se određuju za svaku zonu u mreži. Glavna prednost zonskog pristupa, iz tačke gledišta tržišnog učesnika, jeste to što je lako za upravljanje i postoji samo jedna cena (zonska) ili par cena (višezonske), dok se kod nodalnog pristupa zahtevaju kompleksne kalkulacije i za rezultat ima više cena (Boisseleau, 2004).

Zbog varijacija u potrebama za električnom energijom, tržište je veoma dinamično, sa promenljivim brojem učesnika i nestalnim ponudama. Međutim, regionalno tržište ima punu kompetitivnost i pruža učesnicima prilike za veliki profit uz razuman rizik. U tako velikom tržištu sa mnogo učesnika, neophodna je brza komunikacija između operatora tržišta i učesnika, što je jedna od ključnih stvari za fer igru na dnevnom i balansnom tržištu.

Dan unapred cena po času je tržišna cena električne energije jednokratne aukcije za svaki čas isporuke u danu. Berza prikuplja sve ponude u krivu potražnje i sve ponude u krivu snabdevanja ili rangiranja dostupnih izvora energije. Prema (Von Hirschhausen, et al., 2007) rangiranje dostupnih izvora energije odražava marginalne troškove svih elektrana koje nude električnu energiju na konkurentnom dan unapred tržištu. Dan unapred ravnotežna cena i poravnanje tržišta se potom izračunavaju uparivanjem kriva ukupne ponude i potražnje. Dnevna osnovna cena je prosečna cena 24-časovne ravnotežne cene u toku dana. Dakle, presek krive daje tržišnu cenu ili MCP (Market clearing price), a MCV (Market clearing value) je obim trgovanja. Tržišna cena električne energije je takva da je količina koju su prodavci spremni da ponude jednaka količini koju kupci žele da postignu.

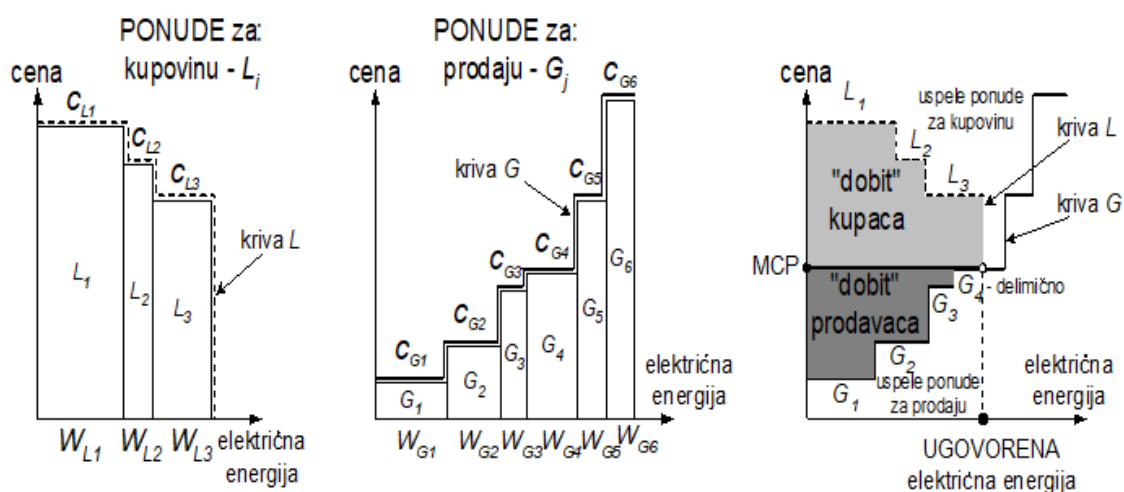
Ponude se slažu od najpovoljnije prema najnepovoljnijoj. Povoljnije su one ponude proizvođača koji nude svoju energiju po nižoj ceni, dok su sa druge strane, isto tako povoljnije one ponude snabdevača

(potrošača) koji su spremni da plate električnu energiju po većoj ceni. Ova dva dijagrama se preklapaju na način prikazan na slici i iz preseka krive ponude (crvena linija - proizvođači) i krive potražnje (plava linija - potrošači) se određuje konačna, odnosno jedinstvena tržišna cena (Market Clearing Price - MCP) po kojoj se obavljaju sve transakcije.



Grafikon 11. Mehanizam određivanja cene

Samo ponude levo od MCP će biti prihvaćene i ostvariće se, tj. proizvođači koji su bili spremni da prodaju električnu energiju po ceni ispod MCP će moći da je prodaju na tržištu, a potrošači koji su bili spremni da plate električnu energiju po ceni većoj od MCP ce moći da je kupe na tržištu. Na ovaj način na tržištu električne energije opstaju oni učesnici koji mogu da obezbede bolju ponudu. Oni učesnici čije su ponude prihvaćene, svoje transakcije će obaviti po ceni od MCP [€/MWh], bez obzira kolika je bila cena njihove prvobitne ponude. Takođe, navedeni princip se može prikazati na sledeći način:

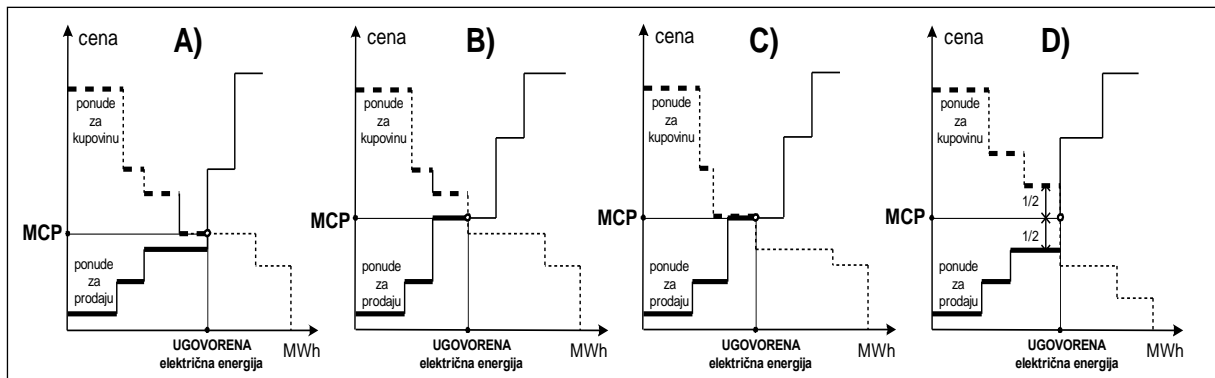


Slika 21. Princip određivanja tržišne cene (MCP)

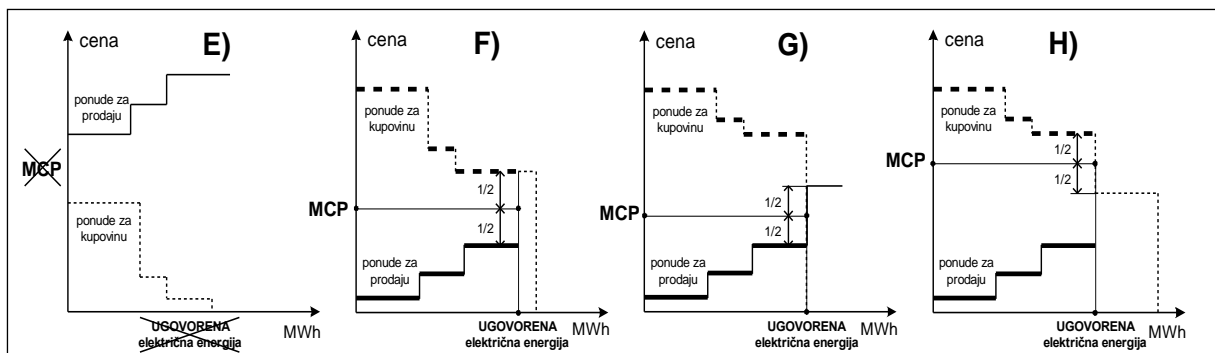
U prethodnom slučaju cena se može izračunati na osnovu sledeće formule:

$$Max(W_{L_i}, W)_{G_j} = \left\{ \sum_{L_i=1}^{L_i} C_{L_i} W_{L_i} - \sum_{G_j=1}^{G_j} C_{G_i} W_{G_i} \right\}; \sum_{L_i=1}^{L_i} W_{L_i} = \sum_{G_j=1}^{G_j} W_{G_i} \quad (6)$$

Cena kupovine predstavlja najvišu cenu koju je bilo koji kupac spreman da plati za dati proizvod u datom trenutku. Cena prodaje predstavlja najnižu cenu koju je bilo koji trgovac objavio kao cenu po kojoj će prodati dati proizvod (Meeus, 2006). U praksi se mogu dogoditi sledeće situacije:



Slika 22. Mogući (standardni) slučajevi preseka krivih ponuda za prodaju i kupovinu



Slika 23. Mogući (nestandardni) slučajevi kada nema preseka krivih ponuda za prodaju i kupovinu

Tržišna cena je javno dostupna i funkcioniše kao referentna cena za OTC trgovanje. Autor (Zachmann, 2008) beleži da cene OTC trgovanja ne mogu sistematski da odstupaju od berzanskih cena, jer trgovci obično imaju opciju da trguju ili na berzi ili na OTC platformi i neće prihvatiti ponudu na jednom tržištu ako trgovanje na drugom donosi veći profit.

Kod tržišta električne energije svi konkurentni proizvođači električne energije i kupci su obavezni da podnesu ponude za kupovinu i prodaju električne energije. Krive ukupne ponude i potražnje po času se

zatim izrađuju radi utvrđivanja tržišne cene električne energije kao i odgovarajućih planova ponude i potražnje. Sa aspekta modela nadmetanja, tržište električne energije se može klasifikovati u dve vrste:

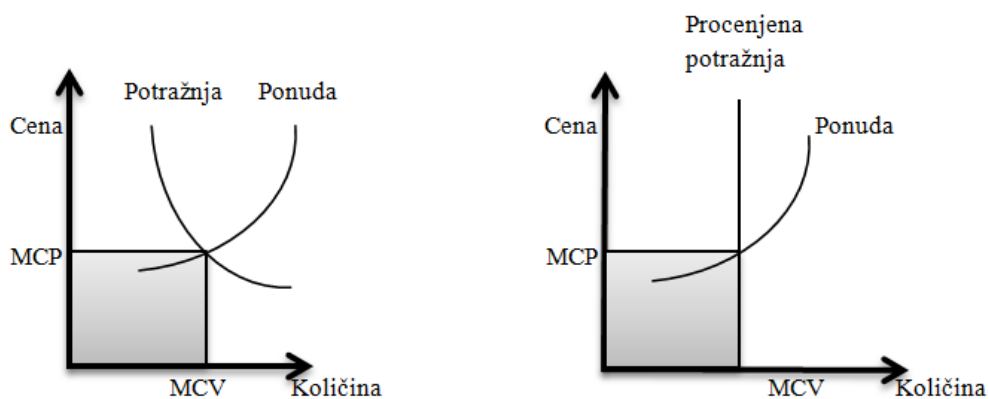
- jednostrano i
- dvostrano nadmetanje.

Kod jednostranog nadmetanja, određivanje cene zavisi od ponuda cene i količine koje dostave prodavci. Kod dvostranog nadmetanja i prodavci i kupci dostavljaju ponude i imaju jednaka prava prilikom određivanja cene (Prabavathi & Gnanadass, 2015). Prema komponentama cene koje su uključene u ponudu, protokol nadmetanja može biti jednostavna ili složena ponuda. Uopšteno se format ponude sastoji od para vrednosti: količina (MW) i cena (EUR /MWh). U šemi jednostavne ponude, ponude električne energije obuhvataju komponente jedne cene. U šemi složene ponude, ponude električne energije obuhvataju nekoliko komponenata cene kao što su kupovine koje uzrokuju povećanje cene, početni troškovi, troškovi isključenja, prazan hod i snaga (Kian, et al., 2005).

▪ Aukcija

Berze u Evropi su najpoznatije po svojim aukcijama jedan dan pre isporuke za svaki sat narednog dana. Ove berze često organizuju i trgovinu na vremenskom okviru unutar dana, pa čak i finansijska tržišta za mesečne, kvartalne i godišnje fjučerse. Aukcije koje berze organizuju imaju sledeće odlike:

- Obostrane su: postoji strana ponude i strana potražnje koje dostavljaju proizvođači, snabdevači, trgovci, veliki potrošači, itd.
- Koristi se više jedinica: nalozi se obično izražavaju u MWh za isporuku ili preuzimanje u određenom satu narednog dana.
- Jedinstvene cene: svi nalozi se izmiruju po istoj ceni.
- Zatvorene ponude – jednokružno nadmetanje: dnevnicu naloga se ne objavljuju i nalozi se ne mogu menjati. Kontinuirane trgovačke platforme omogućavaju trgovcima da objavljuju cene za prodaju i kupovinu za standardizovane proizvode.

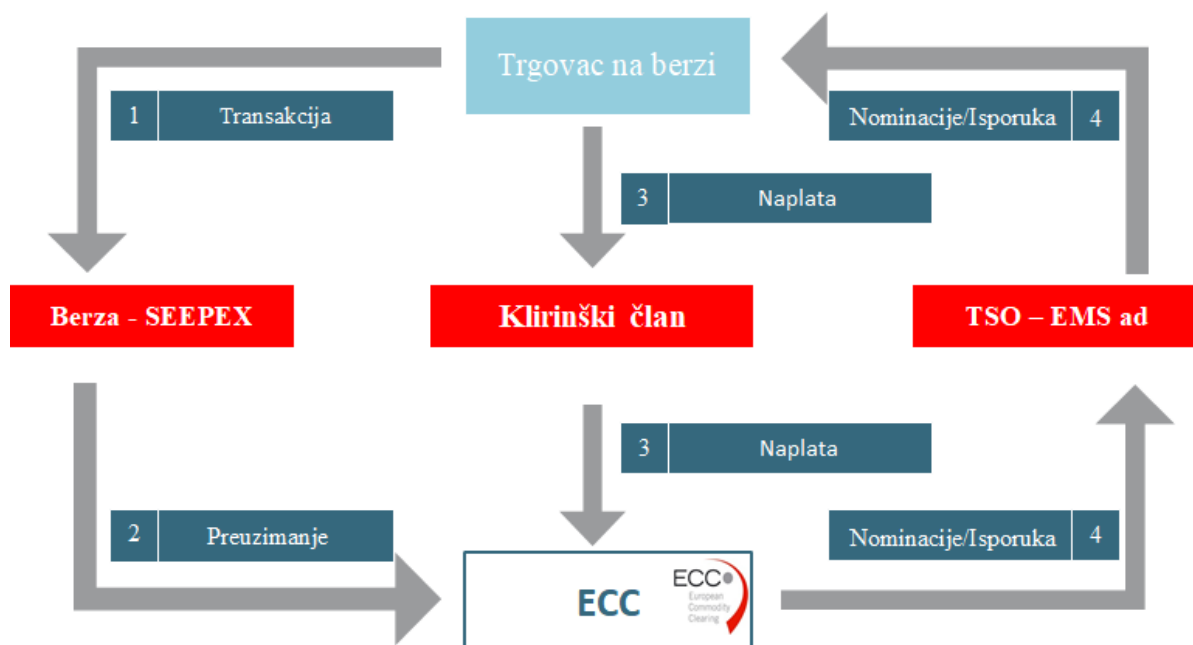


Grafikon 12. Jednostrane i dvostrane aukcije

Jednostrane aukcije se odnose na trgovanje gde se samo isporuke zasnivaju na ponudama, a potražnja se procenjuje (Green, 2004). Dvostrane aukcije omogućavaju da se i isporuka i potražnja zasnivaju na ponudama učesnika (Wolak, 1997). Robna tržišta su obično organizovana prema dvostranim aukcijama. Ukratko, berza spaja ponude za kupovinu i prodaju, a presek te dve krive definiše tržišnu cenu. Jednostrane aukcije očitno nisu idealni mehanizam za određivanje optimalnih tržišnih cena. One se mogu opravdati jedino iz praktičnih razloga, jer pri uvođenju tržišnih mehanizama, posebno tokom faze pokretanja, one mogu biti dobar način da se odredi tržišna cena, međutim, nedostatak direktnog

učesća potražnje u velikoj meri ograničava njihovu vrednost (Boisseleau, 2004). U Evropi satna dan unapred aukcijska trgovina je glavna aktivnost berze, a kliring se vrši posebno za svaki sat sledećeg dana, dan pre isteka otpreme. Ovo su zapečaćene i aukcije sa uniformnim cenama, što znači da se ista cena odnosi na svaku prihvaćenu ponudu i ponude nisu obelodanjene učesnicima.

Kupci i prodavci trguju električnom energijom stalno po diskriminatornoj ceni na dvostranoj aukciji kojom upravlja nezavisna klirinška kuća. Cilj svakog kupca i prodavca je da maksimizuje sopstveni profit. Diskriminatorna aukcija se odvija u rundama. U svakoj rundi kupci i prodavci istovremeno dostavljaju ponuđenu cenu (ponude za kupovinu) i traženu cenu (ponude za prodaju) klirinškoj organizaciji. Svaka ponuda se sastoji od jednog para cena-količina. Linearnost pretpostavljena za funkcije prihoda i troškova trgovaca, zajedno sa protokolom diskriminatorne aukcije, obezbeđuje da količina koja maksimizuje profit i koju nudi svaki trgovac jeste količina kapaciteta. Klirinška kuća uparuje ponuđene i tražene cene koristeći kao kriterijum maksimizaciju uočenog ukupnog profita, i saopštava te parove kupcima i prodavcima. Na kraju runde aukcije, upareni kupci i prodavci obavljaju dodeljene trgovine i beleže rezultat profita. Oni zatim koriste ove rezultate da odrede svoje ponuđene cene za sledeću rundu aukcije (Nicolaisen, et al., 2001). Proces kliringa na SEEPEX berzi električne energije, može biti prikazan kroz sledeću šemu:



Slika 24. Proces kliringa na SEEPEX-u

Kako bi ponašanje cena električne energije bilo jasnije, mora se napomenuti da se električna energija gotovo uopšte ne može skladištiti. U većini zemalja postoji samo nekoliko elektrana gde je to moguće, a korišćenjem pumpi stvara se gubitak od oko 30% energije. Posledice ove nemogućnosti skladištenja teško da se mogu preceniti. Jedna od mogućih implikacija je to što se odnos između spot cena i cena u fjučersima ne može opisati troškom držanja aktive. Međutim, najevidentniji rezultat su ogromne fluktuacije cena koje se mogu uočiti na svim tržištima električne energije. Fluktuacije cena se u velikoj meri odlikuju dnevnom, nedeljnom i godišnjom periodičnošću. To se može objasniti sa mikroekonomskog stanovišta, preko tržišne cene električne energije kao ravnotežne cene zasnovane na krivama ponude i potražnje. Pošto je potražnja veoma neelastična, cenu u velikoj meri određuju marginalni troškovi na strani ponude (opisani takozvanom vrednosno rastućom krivom). Ukoliko je ukupno opterećenje nisko, koriste se postrojenja sa najnižim varijabilnim proizvodnim troškovima, a

ukoliko je ukupno opterećenje visoko, dodatno rade i postrojenja na gasni ili naftni pogon sa visokim troškovima za gorivo. Periodičnost ukupnog opterećenja odgovorna je za periodičnost cena električne energije. Ukupno opterećenje ima i nasumičnu komponentu, zavisi od kratkoročnih vremenskih uslova i drugih neizvesnih parametara, ali ima i jasan predvidiv deo, kao i cene za električnu energiju.

Faktori koji određuju buduću spot cenu su buduća ponuda i potražnja – nažalost teško ih je predvideti. Stoga, umesto njih, treba koristiti varijable koje direktno utiču na ponudu i potražnju. Sledeće varijable imaju značajan uticaj na ili ponudu ili potražnju (Povh & Fleten, 2009):

- cene goriva – gas, nafta, ugalj
- dozvoljene emisije
- vremenski uslovi
- vremenski faktor
- ekonomska aktivnost
- nedovoljna likvidnost na nekim tržištima
- drugo – istorijska ili predviđena opterećenja, cene električne energije u susednim tržištima, struktura tržišta, uređenost i budućí demografski razvoj, itd.

Terminske cene se direktno vezuju za kretanje spot cena. Terminske cene su očekivane spot cene prilagođene u odnosu na rizik i troškove u određenim vremenskim tačkama u budućnosti. Stoga, moguće je na osnovu kretanja spot cena predvideti kretanje terminskih cena i obrnuto. Pri modelovanju kretanja spot cena, potrebno je odabrati model koji je u stanju da podrži karakteristike tržišta spot cena kako na dnevnom nivou, tako i tokom dužeg vremenskog perioda. Slično tome, model koji opisuje kretanje terminskih cena mora biti konzistentan sa kretanjem spot cena. Da bi se shvatilo kretanje spot cena, početna tačka je posmatranje spot cena tokom vremena. Slično tome, da bi se razumelo kako izgleda model terminskih cena na tržištima električne energije, početna tačka je posmatranje relativno jednostavnih krivi terminskih cena bez sezonskog uticaja (Pilipovic, 2007).

Cene ne zavise samo od sezone već i od toga da li je radni ili neradni dan. U nekim ekstremnim slučajevima, čak su zabeleženi skokovi cena u toku dana, što čini cene električne energije vrlo osetljivim. Značaj sezone uglavnom, ali ne u potpunosti, zavisi od temperatura. Na cene takođe utiču ekstremni vremenski uslovi ili količina padavina/sunčanih časova, baš kao u slučaju sezona useva i žetve (Bjerstaf & Södergren, 2012).

Na berzama električne energije se javljaju dva osnovna tipa ponašanja trgovaca. Jedan je to da posluju u ime drugih učesnika na tržištu koji od njih zahtevaju da prodaju ili kupuju njihovu električnu energiju. To je slučaj sa industrijskim potrošačima koji ne žele direktno da učestvuju na berzi. Postoje dva razloga za takvu odluku. Potrošač ili snabdevač može biti suviše mali igrač da bi direktno učestvovao na berzi. Za industrijske potrošače trgovanje električnom energijom ne predstavlja osnovnu oblast poslovanja, stoga oni nemaju stručnost u toj meri u kojoj je potrebno da bi učestvovali na berzi niti žele da grade sopstveno berzansko mesto koje donosi dodatne troškove.

Trgovci imaju ulogu i arbitara između tržišta, a da bi se to ostvarilo oni redovno menjaju pozicije u zavisnosti od raspona cena među tržištima. Takva arbitraža može da se ostvari među OTC tržištima, balansnim tržištima, berzama, ili između zemalja. Na primer, arbitraža se može vršiti za bilateralne ugovore i berzu. Trgovac će kupiti ugovor za osnovno opterećenje za definisani period po fiksnoj ceni i preprodaće uz očekivanje da će prosečna cena na berzi biti veća od cene koja je plaćena za bilateralni ugovor. Trgovci mogu i da kupuju električnu energiju u jeftinom području i preprodaju je na berzi. Trgovac omogućava niže cene u područjima sa visokim cenama i povećava cenu u područjima sa niskim cenama. Takvo ponašanje povećava efikasnost ovih tržišta i u odsustvu ograničenja prenosnog sistema, stvara jedinstvenu ravnotežnu cenu (Boisseleau, 2004).

- Trendovi u nadmetanju

Može se izdvojiti pet glavnih trendova u nadmetanju učesnika na berzi električne energije:

- prodaja po ceni koja (kao minimum) odgovara iznosu marginalnog troška,
- kupovina po ceni koja odgovara realnoj vrednosti,

- prodaja po nultoj ceni,
- kupovina po najvišoj ceni,
- i istovremena kupovina i prodaja, odnosno „dvostrano nadmetanje“.

Kratkoročno pravilo proizvođača pri odlučivanju jeste da li je u stanju da pokrije svoje varijabilne troškove (Lopez, 2001). Prema tome, ukoliko je cena poravnanja jednaka ili premašuje varijabilni trošak proizvodnje, proizvođač će prodavati, odnosno, ukoliko je ona niža, onda neće. Proizvođači računaju na period kada neće biti granični ponuđač, kako bi povratili svoje fiksne troškove. Prodaja električne energije po nultoj ceni nije karakteristična na berzi električne energije. Za to postoje četiri osnovna objašnjenja:

- postojanje elektrana baznog opterećenja,
- tehnologija niskih varijabilnih troškova,
- nepovratni troškovi po osnovu drugih ugovora i
- arbitraža između različitih tržišta.

Ova četiri razloga su sa istim ciljem, a to je prodaja po bilo kojoj ceni da se osigura uravnoteženi portfelj. To je povezano sa činjenicom da se električna energija ne može skladištiti, kao i sa postojanjem elektrana koje ne mogu tako lako smanjiti nivo proizvodnje. Proizvođači koji u svom vlasništvu imaju tu vrstu postrojenja gotovo su prisiljeni da nude po nultoj ceni. Ovo takođe važi, na primer, i za nuklearne elektrane, koje karakterišu visoki fiksni troškovi i gotovo neznatni varijabilni troškovi (Wolfram, 1998). Dodatna motivacija za nadmetanje po nultoj ceni je postojanje duge pozicije na vanberzanskom tržištu. Veliki potrošači koji nisu ugovorili dovoljne količine električne energije zbog zastoja na bilateralnom tržištu u pogledu njihove predviđene potrošnje jedan dan unapred, ili proizvođač koji se suočava sa zastojem na tržištu, nadmetaće se po najvišoj ceni ne bi li povećali svoje izgledne izjednačavanja na tržištu. Kupovina i prodaja istovremeno se podudaraju sa „složenom“ strategijom koja se služi fleksibilnošću igrača. Takva strategija je kombinacija mogućih trendova. „Fleksibilni proizvođač“ kupuje na tržištu ukoliko je cena poravnanja niža od troškova proizvodnje i prodaje ukoliko je ona viša. „Fleksibilni potrošač“ prodaje na tržištu kada je raspon između cene poravnanja i cene koja je prethodno dogovorena na vanberzanskom tržištu, veći od oportunističnog troška ukoliko ne bi bilo potrošnje.

Ne postoji samo jedna cena za bilateralno tržište, imajući u vidu da se ove transakcije sastoje od netipskih, namenski sastavljenih ugovora bilateralne trgovine, nasuprot trgovanju na berzama električne energije. Prva bilateralna trgovina, po definiciji, ugovora se između dva igrača, pri čemu su cene poznate samo stranama učesnicima. Takođe, ne postoje standardni obrasci ugovora na ovim tržištima, čime se sumiranje otežava: kako je moguće sabirati šestomesečni ugovor za osnovno opterećenje sa ugovorom koji se odnosi na sate u energetsom špicu u periodu od dve nedelje? Cene na takvom tržištu mogu se proceniti samo pomoću agregatnog pokazatelja.

U Evropi, trgovci uglavnom koriste cene koje objavljuje Platts. Ova kompanija kontaktira podskup različitih učesnika na tržištu koji joj saopštavaju cene svojih bilateralnih transakcija. Konkretno transakcije, sa imenima kompanija, količinama i cenama, poverljive su, stoga se one sabiraju i dobija se pokazatelj zasnovan na anonimnim podacima. Na osnovu tih informacija, Platts objavljuje prosečnu cenu za koju mnogi stručnjaci smatraju da je dobar pokazatelj bilateralnih cena. Postoji više kategorija cena: vršne cene, cene osnovnog opterećenja, jednu nedelju unapred i jednu godinu unapred. U svakoj kategoriji, izveštava se koja je visoka i niska cena. Na potpuno integrisanom evropskom tržištu električne energije, cena između lokacija treba da se razlikuje samo u odnosu na ograničenja prenosnih sistema, a arbitraža bi trebala da obezbedi da se cene kreću uporedo. Shodno tome, ukoliko su dva tržišta integrisana, cene u dva regiona treba dosledno da se međusobno prate. To znači da bilo kakav skok u ponudi ili potražnji na jednoj lokaciji treba da se odsluži i u drugim regionima, jer se električna

energija iz inostranstva može smatrati kao savršena zamena za nacionalnu proizvodnju u okvirima ograničenja prenosnih sistema.

Metode određivanja cena moraju uzeti u obzir faktore kao što su:

- tendencija cene električne energije da se vrati na srednju vrednost,
- nagli porast cena i
- nekonstantna volatilnost.

Sva finansijska tržišta se razvijaju, uključujući tržišta električne energije i kapitala. Shodno tome, hedžing, trgovanje i kvantifikacija rizika su se razvili i postali sofisticiraniji i složeniji. Sa složenijim derivatima dolaze i veći problemi efikasnog određivanja cene ovih derivata. Kada je poznata dinamika ponašanja cena, moguće je naći lakši način za modelovanje i kvantifikaciju rizika (Lemming, 2004). Jednak pristup transparentnim informacijama o ceni za sve učesnike je važan kako bi se osigurala pravična i konkurentna tržišta. Da bi se tržišta i likvidnost razvijali, mora postojati poverenje u mehanizam određivanja cena i otvoreni pristup pouzdanim i velikim podacima o cenama.

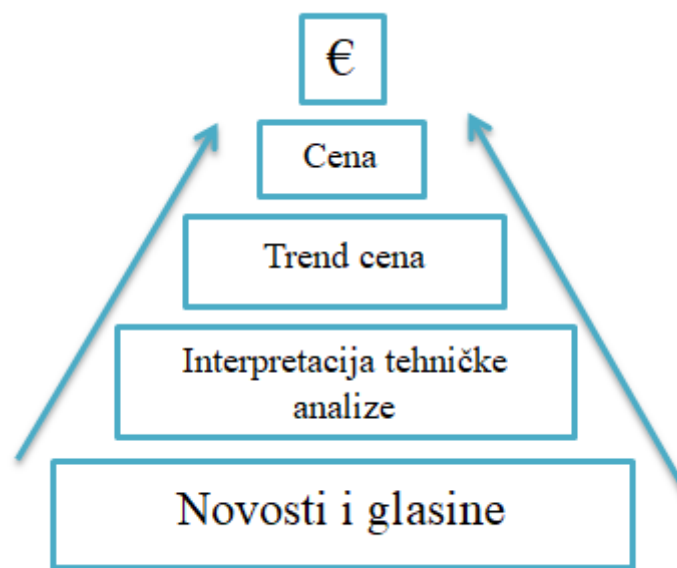
Ukoliko je likvidnost niska, određivanje cena će biti manje precizno u pogledu činjenice da male transakcije već mogu dovesti do fluktuacije cena. Pored toga, neće biti moguće da se sve transakcije ostvare, koje su neophodne za optimizaciju ponude i potražnje u pogledu činjenice da je teže ugovornim stranama da nađu jedni druge i zato što su njihove informacije više ograničene. Na kraju, na tržištu gde učesnici imaju tržišnu moć, lakše im je i ostvariti je zahvaljujući postojanju zajedničkih dostupnih informacija zbog nedostatka transparentnosti. Likvidnost je stoga pokazatelj neefikasnosti.

Aktivnost trgovanja se meri preko obima trgovanja u MWh, a broj trgovanja određuje se kao broj trgovanja po času isporuke. Međutim, usled nedostatka znanja o tržištu i stručnosti priličan deo potencijalnih tržišnih učesnika, kao što su veliki industrijski potrošači i potrošači javnog sektora, ne učestvuje direktno na tržištu veleprodaje električne energije, i umesto toga više vole da pribave električnu energiju od dobavljača. Nedostatak direktnog učešća učesnika na strani potražnje doprinosi niskim nivoima likvidnosti na tržištu veleprodaje. Značajniji stepen tržišne moći na tržištu električne energije, čak i ako se tržište električne energije koncentriše na relativno ograničeni opseg, osetljivo je na tržišnu moć proizvođača. Moguće je da one ugovorne strane koje imaju tržišnu moć utiču jednostrano na cene. Ovo može imati efekat podrivanja poverenja u tržište a samim tim i smanjenja spremnosti drugih tržišnih igrača na trgovanje.

Spot cene električne energije uopšteno odlikuje proces povratka na srednju vrednost (Schwartz, 1997), sa brzinom povratka koja je mnogo veća nego na finansijskim tržištima ili na tržištima druge robe. Ova komponenta kod cena električne energije je izraženija nego kod bilo koje druge robe i može se naći nekoliko različitih sezonskih obrazaca kod cena električne energije u toku dana, nedelje i godine. Oni uglavnom nastaju zbog promenljivog nivoa poslovnih aktivnosti ili klimatskih uslova, kao što je temperatura ili broj dnevnih časova.

Spot cene električne energije pokazuju pozitivna povećanja cene. Nasuprot skokovima zabeleženim na finansijskim tržištima, povećanja su obično kratka i čim se vremenske prilike ili prekid završe, cene se vraćaju na uobičajeni nivo (Kaminski, 1999). Standardno objašnjenje ovog fenomena je visoka nelinearna kriva ponude i potražnje u kombinaciji sa nemogućnošću skladištenja električne energije. Zbog razlika između tržišta, parametarski model sa najboljim performansama za jedno tržište neće nužno pružiti najbolje rezultate za drugo tržište (Pilipovic, 2007). Zbog toga dnevne spot cene električne energije teže da pokažu vrlo jak povratak na srednju vrednost i visoku volatilnost. Skokovi u spot cenama električne energije su posledica fizičkih događaja kao što je prekid rada postrojenja usled čega se stvaraju iznenadne promene u obliku funkcije slaganja energije, ili toplotni talasi na strani potražnje. Zbog konveksnog oblika funkcije slaganja energije, skokovi spot cena se javljaju češće prema gore praćeni brzim suprotnim kretanjima prema srednjem nivou. Pored toga, značajni ulazni podaci, pri određivanju budućih spot cena, uključuju potražnju i njenu zavisnost od temperature, troškova goriva, razmene sa drugim državama (uvozne i izvozne cene i količine) i početne nivoe rezervoara i akumulacije snega.

Kada je u pitanju proces određivanja cena električne energije, postojeća literatura sugerise korišćenje ili promene režima ili modela difuzije sa mogućim uključenjem skokova, stohastičke nestalnosti i stohastičkog nivoa dugoročne srednje vrednosti kako bi se zabeležile empirijske karakteristike i stilizovale činjenice o tržištu električne energije. Brojni rezultati u literaturi ukazuju na to da nijedan od modela ne izgleda da konzistentno ima prednost u odnosu na druge modele. Često, empirijski testovi postojećih parametarskih modela nisu u stanju da zabeleže određene empirijske karakteristike podataka i dodatni ekonomski faktori uvedeni u model, kako bi se zabeležile te karakteristike, često ne pokazuju jasnu dinamiku. Štaviše, možda je čak i nemoguće kvantifikovati povezanu tržišnu cenu rizika (Ignatieva, 2014). Međutim na cenu u velikoj meri utiču i drugi faktori informacija, analiza i trendova cena, a prikazani su u piramidalnom obliku na slici broj 25.



Slika 25. Piramida otkrića cene

Trgovanje električnom energijom počinje godinama unapred i nastavlja se do stvarnog vremena, nizom terminskih i spot tržišta koja se preklapaju. Spot tržišta za veleprodaju električne energije se sastoje od dan unapred, unutardnevnih i balansnih tržišta u stvarnom vremenu. U konkurentnoj strukturi, odnosno, ponuđači su mali u odnosu na veličinu tržišta, potražnja je relativno elastična, forma aukcija može lako da proizvede konkurentne cene ali u monopolističkoj strukturi, najbolji rezultati koji se mogu ostvariti jesu pravila aukcije prema kojima se tržišne cene mogu dovesti što je bliže moguće konkurentnim nivoima, odnosno, smanjenjem ostvarenja tržišne moći. Kod tržišta električne energije, konkurentne cene ponekad dostignu uznemiravajući visoke nivoe zbog deficita u snabdevanju u periodu najveće potražnje ili zbog zagušenja mreže.

Na nivou veleprodaje, električnom energijom se trguje nekoliko puta pre nego što dođe do stvarne isporuke. Trguje se po cenama koje mogu da variraju znatno kako se očekivanja za proizvodnju i potrošnju usklađuju na osnovu raspoloživih informacija. U veleprodaji na internom tržištu električne energije količinama se trguje bilateralno, u najvećem broju slučajeva. Snabdevači kupuju unapred, putem dugoročnih ugovora, kako bi pokrili svoj portfelj potrošnje. Kako realna potrošnja nije u potpunosti predvidiva i električna energija ne može da se skladišti, postoji potreba i za dodatnim dnevnim, pa čak i satnim ugovorima, na tržištima dan unapred ili unutar dana.

Dan unapred tržište omogućava tržišnim učesnicima da kupe i prodaju električnu energiju po obavezujućim dan unapred cenama (Tong, 2004). Takođe omogućava distributerima da isplaniraju

bilateralne transakcije po obavezujućim dan unapred cenama za zagušenje na osnovu razlika marginalnih cena na lokaciji između izvora i odredišta transakcije.

Kod stohastičkog modelovanja tržišta električne energije postoje dva glavna pristupa u literaturi. Prvi počinje sa stohastičkim modelom za spot cenu, i iz toga izvodi dinamiku cena fjučersa koristeći teoriju arbitražnog vrednovanja. Drugi pristup direktno modeluje dinamiku cena kompletnih krivi forward i fjučers ugovora kojima se trguje na tržištima električne energije. Pozivajući se na (Benth & Koekebakker, 2008) i reference sadržane u tom radu, prikazan je pregled literature o tržištima električne energije.

Modeli spot cena imaju dve glavne mane koje su posledica nemogućnosti skladištenja električne energije. Uobičajeni kupi-i-drži odnos između fjučersa i njihovih osnovnih spotova ne postoji, mora se identifikovati tržišna cena rizika ili ekvivalentna mera vrednovanja kako bi se odredile cene fjučersa (ili cene nekih drugih derivata). Međutim, izgleda da je prilagođavanje mere vrednovanja tržišnim podacima izazovan zadatak na tržištima električne energije. Dodatno, fleksibilnost spot modela je retko dovoljna za stvaranje skupa krivi fjučersa koja je konzistentna sa posmatranim krivama tržišta.

Drugi problem je definisanje filtriranja tržišnih informacija što je suštinski element kod vrednovanja derivata (Biagini, et al., 2015). Uobičajeni pristup, izveden je iz pretpostavke da se filtriranje informacija stvara pomoću osnovnih spot cena električne energije. Međutim, pretpostavka da su sve dostupne informacije na tržištu uključene u prethodni razvoj osnova, može biti prihvatljiv za sredstva koja se skladište na klasičnim finansijskim tržištima, ali kod osnovnih sredstava koja se ne mogu skladištiti (poput električne energije ili temperature) ova teza je fundamentalno pogrešna. Nasuprot sredstvima koja se mogu skladištiti, ne može se ostvariti profit na osnovu informacija o sredstvima koja se ne mogu skladištiti usmerenih ka budućnosti, zauzimanjem dugih ili kratkih pozicija danas. Konkretno, fjučersi su ugovori kojima se trguje i zato je prihvatljivo pretpostaviti da kriva fjučersa, integriše sve informacije o električnoj energiji usmerene ka budućnosti koje su dostupne na tržištu. Spot cena električne energije se zatim očita na kraju krive i razvoj spot cene će takođe biti pod uticajem informacija orijentisanih ka budućnosti koje su sadržane u cenama fjučersa. Volatilitnost se povećava kada dođe do isporuke prema ugovoru o fjučersu, jer vremenske prognoze, prekidi i druge specifičnosti perioda isporuke, postaju sve preciznije.

Kao što je već napomenuto, ponude proizvođača i potrošača, a sa tim i tržišna cena se uspostavljaju za svaki sat sutrašnjeg dana. Proizvodi kojima se najčešće trguje na tržištu električne energije su ugovori za bazno opterećenje, za vršno opterećenje i satni ugovori. Bazno opterećenje označava snabdevanje konstantnim kapacitetom tokom perioda isporuke. Vršno opterećenje označava snabdevanje konstantnim kapacitetom tokom onih fiksnih sati u nedelji kada je opterećenje obično visoko (Burger, et al., 2004). Na primer, na Evropskoj berzi električne energije („EEX“), vremena isporuke za vršno opterećenje definišu se kao radni dani između 8:00 i 20:00 sati. Ovde učesnici daju svoje ponude najkasnije do 12:30 h na dan pre isporuke. EEX objavljuje tržišne rezultate do 12:30h i oni postaju obavezujući pola sata kasnije. Na berzi se trguje fjučersima, i to sa ugovorima za isporuke do šest godina unapred. Nude se i vanberzanske klinške usluge, a 2004. godine je uvedeno trgovanje opcijama u fjučersima za električnu energiju. EEX trenutno nudi trgovanje spot proizvodima i derivatima za prirodni gas i pravima na emisije CO₂, kao i trgovanje finansijskim fjučersima za ugalj. Cena na berzi EEX predstavlja referencu za čitavo tržište, uključujući veleprodaju i maloprodaju u vanberzanskom poslovanju.

U okviru EEX grupe, posluje EPEX Spot (The European Power Exchange) koji vrši poslove trgovanja isključivo spot ugovorima. Ukupno 19 zemalja Evrope svoju spot trgovinu obavlja preko jedinstvene EPEX Spot berze, dok 5 zemalja koriste usluge kliringa pod njenim okriljem, a za još 9 zemalja se očekuje skorije priljučenje. Jedna od zemalja koja koristi usluge kliringa navedene berze, jeste upravo srpski SEEPEX. Zapravo uloga domaće berze nije samo delovanje na teritoriji Srbije, jer je njeno puo ime označeno za dalje napredovanje – South East European Power Exchange. Susedna Hrvatska je takođe formirala berzu CROPEX (Croatian Power Exchange) čiji su temelji trgovanja zasnovani na principu nekadašnjeg francuskog Powernext-a. Kasnije je ova berza takođe postala članica EEX. Treća najmlađa berza u regionu je bugarski IBEX (Independent Bulgarian Energy Exchange) koji je pri

osnivanju imao saradnju sa skandinavskim Nord Pool Spot. Detaljniji prikaz tržišta električne energije, čiji su podaci korišćeni u ovom radu, naznačen je u tabeli broj 5.

Tržište	Pun naziv berze	Skraćeno ime	Internet adresa
Mađarska	Hungarian power exchange	HUPX	https://hupx.hu/en/
Slovenija	BSP SouthPool Energy Exchange	BSP	https://www.bsp-southpool.com/home.html
Hrvatska	Croatian power exchange	CROPEX	https://www.cropex.hr/en/
Austrija	Energy exchange Austria	EXAA	https://www.exaa.at/de
Nemačka	EPEX SPOT	PHELIX	https://www.epexspot.com/en
Švajcarska	EPEX SPOT	SWISSIX	https://www.epexspot.com/en
Francuska	EPEX SPOT	FRANCE	https://www.epexspot.com/en
Italija: Sever	GestoreMercatiEnergetici	GME North	https://www.mercatoelettrico.org/En
Italija: Jug	GestoreMercatiEnergetici	GME South	https://www.mercatoelettrico.org/En
Grčka	Hellenic Energy Exchange	HEnEx	http://www.enexgroup.gr/en
Srbija	SEE Power Exchange	SEPEX	http://seepex-spot.rs/sr/
Češka	Czech electricity and gas	OTE	https://www.ote-cr.cz/en/
Bugarska	Independent Bulgarian Energy Exchange	IBEX	http://www.ibex.bg/en/
Rumunija	Romanian electricity and gas	OPCOM	https://www.opcom.ro/pp/home.php
Slovačka	Slovak short-term market	OKTE	https://www.okte.sk/en

Tabela 5. Nazivi berzi/pulova

Sa ukupno 15 tržišta električne energije u Evropi, uzeti su podaci koji predstavljaju predmet analize ovog rada. Od ukupno 15 tržišta, 14 funkcioniše po principu berze, dok Grčko tržište električne energije još uvek posluje po principu obaveznog pula. Pored navedenih berzi, treba napomenuti da usled zagušenja prenosnih sistema, ova tržišta predstavljaju lokalne berze koje karakterišu pojedinačne osobenosti u zavisnosti od klime i proizvodnog miksa. U tabeli 5 takođe su navedene reference sa internet adresama analiziranih berzi.

U cilju da se postigne jednakost u pogledu analize podataka, kao i da se izbegne bilo kakva potencijalna razlika u procesu poređenja, izvor podataka datira od dana kada je najmlađa berza električne energije SEPEX započela svoje operativno poslovanje, a to je 18. februar 2016. godine. U prilog tome, satne cene za 23. januar 2017. godine na svim berzama, nisu uzete u razmatranje jer je tog dana CROPEX bio nefunkcionalan, a cene nisu objavljene na sajtu. U ovom radu, podaci se određuju za svako tržište i za svaki sat trgovanja u okviru posmatranog perioda. Navedeni period obuhvata satne cene za svaki dan trgovanja u periodu od 23. januara 2017. godine do 31. decembra 2019. godine. Na ukupnom broju od 1.412 dana, analizirano je 33.884 satnih cena u €/MWh, na 15 berzi, što čini ukupan broj od 508.260 cena.

Još jedna važna karakteristika cena jeste njihova vremenska određenost. Naime, obzirom da postoji letnje i zimsko računanje vremena, neophodno je imati u vidu da se u martu mesecu sat pomera u napred, pri čemu nastaje prazan hod u trgovini električnom energijom u tom satu. Cena za taj čas nije jednaka nuli, ona jednostavno nije uračunata u procesu analiziranja podataka. Kada je u pitanju pomeranje časovnika u zimskom periodu, prepisuje se cena koja je zaključena za prethodni sat, ali kako i u primeru letnjeg računanja, ova cena se ne uzima u obzir prilikom analize kako ne bi došlo do dvostrukog obračuna.

Navedene cene su javno dostupne na internet adresama berzi, te zbog obimnosti podataka nisu prezentovane u radu. Dodatno, cene na EPEX Spot-u su počevši od 01.10.2019. postale predmet plaćanja, ali javno su dostupne na dnevnom nivou, dok se uvid u jučerašnju cenu ili istoriju naplaćuje. Pretplatom na izdavačke agencije Montel ili Argus, trgovac može ostvariti parvo na uvid te cene.

3.2. Metodologija istraživanja volatilnosti cena

Tržišta električne energije su relativno novi svet. Da bi se suočili sa njihovim posebnim tržišnim okruženjem, potrebne su sve veštine i iskustvo drugih, starijih tržišta, uz nove načine posmatranja tržišnih kretanja, preko volatilnosti i raspodele cena.

S obzirom na to da je električna energija ključna roba u svakoj savremenoj privredi, sa nedostacima u pogledu potražnje i ponude, većina država ima specifične zakone, podzakonska akta, organizacije i regulatorne okvire koji obavljaju nadzor nad tržištima električne energije i trgovanjem. Pored toga, data postrojenja (postrojenja za proizvodnju električne energije i mreže za prenos/distribuciju) su uglavnom delimično ili potpuno uređena od strane državnih organa. Neposredan značaj za javnost ima kontinuirana i pouzdana raspoloživost električne energije po razumnim cenama. U slučaju električne energije, pouzdanost implicira da proizvodnja tačno odgovara potražnji u kontinuiranoj vremenskoj bazi (Sarica, et al., 2012). Uprkos tome, efikasnost i uspešnost tržišta električne energije zavisi od velikog broja složenih interakcija između svih uključenih strana od proizvodnje do potrošnje.

Kod dan unapred aukcije, tržišni učesnici izjavljuju svoju spremnost da prodaju ili kupe električnu energiju po određenoj ceni za svaki od 24 časa narednog dana. Zatvaranje dan unapred kanala za povlačenje sredstava je u 24:00 časa svakog dana (Sensfuß, et al., 2008). Nakon zatvaranja ponuda dan unapred tržišta, do momenta fizičke isporuke, trgovanje se nastavlja na unutar dnevnom tržištu. Unutardnevno tržište omogućava i ohrabruje tržišne učesnike da sami uravnoteže predstojeća odstupanja od prethodno utvrđenih dan unapred proizvoda. Ipak, trgovanje se nastavlja na berzi ili OTC.

Krajnji ishod aukcije direktno zavisi od podnesenih ponuda za prodaju i kupovinu električne energije, odnosno od ponuđenih cena i zahtevanih količina električne energije. Ovo strogo važi ukoliko na berzi vlada prava konkurencija, postoji dovoljno veliki broj učesnika i ukoliko nijedan učesnik nema moć da svojim ponudama utiče na formiranje konačne tržišne cene. Pod pretpostavkom potpune konkurencije, rezultat aukcije će biti objektivna tržišna cena i na osnovu nje određena odgovarajuća ugovorena električna energija. Prilikom aukcijske trgovine razlikuju se tri faze:

- Podnošenje ponuda za kupovinu i prodaju električne energije od strane registrovanih učesnika se vrši u unapred definisanom vremenskom periodu i standardizovanoj elektronskoj formi.
- Procedura određivanja tržišne cene i na osnovu nje prihvatanja/odbijanja ponuda počinje proverom formalne ispravnosti prispelih ponuda za prodaju i kupovinu, a zatim se nastavlja primenom algoritma za njeno određivanje. Na osnovu određene tržišne cene, poznato je koje su ponude prošle na aukciji a koje nisu.
- Obračun i poravnanje sklopljenih transakcija vrši posebna služba u okviru same berze, ili je to povereno posebno firmi koja se bavi tim poslovima.

Berze električne energije su važan deo energetskeg sektora kako u pogledu fizičke tako i u pogledu finansijske trgovine. Cene električne energije variju iz sata u sat, čak i iz minuta u minut na nekim tržištima, usled stalnih promena ponude i potražnje, a na to utiču brojni parametri. Zato čak i ako neki parametri mogu lako da se identifikuju kao relevantniji od drugih, ukoliko se neki zanemare to može biti pogrešno (Forrester, 1980). Štaviše, modeli tržišta električne energije vrlo često su vezani za geografsku oblast i stoga isključuju druge geografske oblasti. Takvo slučaj na primeru Novog Zelanda ne bi imao posledice, jer je to ostrvo koje nije povezano sa drugim oblastima. Međutim, takav pristup više važi za međusobno povezane zemlje. Stoga, modelovanje nemačkog ili kalifornijskog tržišta nema mnogo smisla, jer uvoz i izvoz električne energije može da ima veliki uticaj na tržište. Najčešći način da se ovo reši je da se pretpostavi da su uvoz i izvoz konstantni ili da je izvoz samo deo potražnje, a da je uvoz samo „dodatni” generator.

Većina zemalja ima relativno mali broj proizvođača električne energije. Međutim, konkurencija na berzi električne energije ne svodi se samo na proizvođače. Drugi igrači, poput trgovaca električnom energijom, veliki industrijski potrošači i distributeri, takođe imaju bitnu ulogu na berzama električne energije. Dobra analiza uloga igrača na berzi bi podrazumevala sagledavanje obrasca trgovanja za svakog od učesnika, međutim, informacije o obimu trgovine po učesniku su poverljive, a samim tim i nedostupne. Karakter učesnika na tržištima električne energije zanimljiv je u svetlu karaktera konkurencije. Pored broja igrača na svakoj berzi, identifikacija igrača koji su aktivni na više berzi takođe je od značaja. Upravo ti igrači su svakako u najboljoj poziciji da ustanove neefikasne segmente tržišta i iskoriste tržišne jazove. Svi vodeći proizvođači prisutni su na većini berzi i ne ograničavaju se samo na svoja nacionalna tržišta. U nekim slučajevima, bitan kriterijum je geografska udaljenost. Prvo otvoreno pitanje tiče se nivoa aktivnosti trgovaca na različitim berzama, tj. da li je u pitanju veliki udeo u tržištu ili samo registrovan član. Kao drugo, kada trgovac koji sam ne poseduje aktive prodaje na berzi električne energije struju koju je kupio od proizvođača na bilateralnom tržištu, da li se za njega može reći da se nadmeće sa proizvođačima? (Boisseleau, 2004)

Nosilac balansne odgovornosti balansne grupe čija neto proizvodnja ili potrošnja odstupa od prethodno utvrđenih vrednosti, TSO će uravnotežiti u stvarnom vremenu. Na ovaj način tržišni učesnici mogu zatvoriti svoje otvorene pozicije preko usluga balansiranja ali će uvek pokušati da izbegnu ovu opciju iz dva razloga. Prvo, tržište je napravljeno tako da je upotreba usluga balansiranja uvek skuplja od samo-uravnoteženja na unutar dnevnom tržištu. Drugo, TSO mogu kazniti nastanak prevelikog broja neuravnoteženosti jednog tržišnog učesnika raskidanjem njegovog ugovora o balansiranju.

U prisustvu visokih cena na tržištu, veliki potrošači mogu da odluče da ciljano smanje svoju potrošnju kako bi prodavali na berzi struje. Takvo ponašanje je u direktnoj vezi sa elastičnosti ponude svakog potrošača. Zato kada je tržišna cena viša od oportunitetnog troška usled odsustva potrošnje, potrošač će postati prodavac na berzi struje. Kao i na svakom tržištu, trgovci električnom energijom donose likvidnost tržištu. Na primer, u jednom trenutku možda nema kupaca koji žele da kupuju električnu energiju od proizvođača. Trgovci omogućavaju likvidnost popunjavajući ovu prazninu i kupujući električnu energiju sa namerom da prodaju po višoj ceni kasnije. Ova vrsta arbitražnosti se ne javlja na berzama struje.

U konkurentnom međunarodnom okruženju, cene u dva ili više područja će biti međusobno zavisne jer promene na jednom tržištu mogu da objasne promene na drugom (Hogan, 2001). U većini postojećih modela za analizu tržišta električne energije, ponuda se procenjuje na osnovu instalisane snage i različitih odlika elektrana. Međutim, na berzi električne energije, svaki učesnik koji ima previše ugovora na bilateralnom tržištu može da bude prodavac na spot tržištu berze. Na primer, proizvođač koji prodaje 10 MWh na berzi, moguće je da je kupio ovu količinu energije od distributivne kompanije, koja ju je kupila od drugog proizvođača. To razdvajanje između fizičke aktive i prodaje na berzi otežava identifikaciju odlika prodavaca i predstavlja ozbiljan problem za procenu ponude. Problem identifikacije relevantnih tržišnih igrača takođe postoji zbog činjenice da su berze dobrovoljna tržišta. U ekstremnom slučaju, veliki proizvođač ne mora da učestvuje na berzi. Štaviše, za velikog proizvođača može biti ekonomičnije da kupi električnu energiju na spot tržištu umesto da koristi sopstvena postrojenja. Stoga, proizvođač može da kupuje na berzi da bi ispoštovao svoje bilateralne ugovore. Proizvođač može da bude veoma veliki kupac u slučaju da se desi zastoj u nekom od njegovih postrojenja i da kupuje na berzi električnu energiju koja potiče, na primer, od distributivne kompanije koja ima previše ugovora.

Tržišna moć se definiše kao mogućnost jednostranog manipulisanja cenama. Zadržavanje kapaciteta je svakako najčuvaniji strateški pristup tržištima električne energije, koji zloupotrebljava tržišnu moć. Na konkurentnom tržištu, ne bi smelo da se omogući jednom učesniku da sistematski diktira tržišnu cenu. Stoga, identifikacija učesnika koji diktiraju cenu na berzi električne energije daje zanimljive informacije o veličini konkurencije, pri čemu se razlikuju tržišta sa malom konkurencijom, gde jedan ili par učesnika diktiraju cene i konkurentna tržišta gde veliki broj učesnika može da diktira cenu. Slično tome, čini se da su količine električne energije kojima trguju inostrani učesnici na tržištu bitan pokazatelj stvarne uloge međunarodne konkurencije. Napokon, analiza količina i cena, a idealno i

tržišnog udela svakog učesnika, na bilateralnom tržištu, omogućava podrobno razumevanje stvarne uloge svakog od tržišnih učesnika. Nažalost, iako se ovde pominju, ovi pokazatelji se ne koriste, jer su za njih potrebni podaci koji se smatraju komercijalno poverljivim, te samim tim nisu javno dostupni.

Spot trgovanje je posebno osetljivo na sporadične eksterne događaje. Među njima, zastoji predstavljaju najčešći razlog naglog skoka cena. Kada proizvođač izgubi jednu proizvodnu jedinicu, kratkoročno kupovina električne energije na berzi predstavlja najbolju alternativu pre nego što bude potrebno da se plate naknade za balansiranje. Neočekivani topli ili hladni vremenski uslovi takođe imaju direktan uticaj na spot cene. Slično zastoju, neočekivani privremeni pad prekograničnog kapaciteta može da dramatično utiče na nivo cene na berzi električne energije. Ostale stavke kao što su problemi sa vodostajem, štrajk radnika kod veoma velikog potrošača ili rok isteka određenog bilateralnog ugovora takođe su razlozi za dodatnu nestabilnost berzi. Tu je i problem nedostatka istorijskih podataka, a čak i kada su raspoloživi, oni mogu biti nevalidni zbog promenljivih uslova na tržištu. Ova odlika berzi predstavlja važan izazov za modelovanje, jer modeli ne mogu baš da prikažu taj visok nivo nestabilnosti.

Tržišna cena električne energije se određuje pomoću marginalne proizvodne jedinice prema rangiranju dostupnih izvora energije na osnovu rastućeg redosleda cena (Wagner, 2014). Svi modeli u literaturi koriste potražnju kao varijablu stanja, koja se jedina nalazi u ranom radu (Barlow, 2002). Noviji pristupi dodatno uključuju kapacitet (Cartea & Villaplana, 2008), cene goriva (Pirrong & Jermakyan, 2008) ili oboje (Aid, et al., 2013).

Pristupi koji karakterišu tržišne cene obuhvataju modele diskretnih vremenskih serija kao što su GARCH i njegove varijante (Bunn, 2004), (Duffie & Gray, 1998), (Longstaff & Wang, 2004), Markovljevi modeli promene režima (Ethier & Mount, 1998), modeli difuzije u kontinuiranom vremenu kao što je povratak na srednju vrednost (Deng, et al., 2001), (Lucia & Schwartz, 2002), (Tseng & Barz, 2002), difuzija skoka (Clewlow & Strickland, 2000), i drugi modeli difuzije (Barlow, 2002). Takođe postoje modeli predloženi za direktno modelovanje krivi terminskih ugovora o električnoj energiji (Audet, et al., 2003). U restrukturiranju tržišta električne energije, derivati električne energije imaju važnu ulogu u uspostavljanju cenovnih signala, omogućavajući utvrđivanje cena, olakšavajući efikasno upravljanje rizicima, podstičući investicije u kapacitete proizvodnje i prenosa, i omogućavajući kreiranje kapitala. Posebno izrađeni finansijski instrumenti električne energije i strukturirane transakcije mogu pružiti izvesnost cene električne energije, osigurati od rizika fluktuacije u potražnji, sintetisati kapacitete za proizvodnju i prenos i primeniti ugovore o uslugama koje se mogu prekinuti.

Pojava deregulacije, pored „problema“ koje je sa sobom donela, otvorila je mogućnost učestvovanja na fjučers tržištu. Spot tržište služi kao referenca za ugovore kojima se trguje na finansijskom tržištu derivata (Botterud, et al., 2002). Prednosti ovakve trgovine mogu se sagledati samo ako se posmatra način trgovine na spot tržištu, i ako se uzme u obzir da električna energija kao roba ima neke specifičnosti. Usled ovoga, svi mehanizmi tržišta primenjeni u trgovini poljoprivrednim proizvodima ili gasom, ne mogu se primeniti u trgovini električnom energijom. Proizvođač soje može odlučiti da li će prodati svoj proizvod na spot tržištu danas ili ne. S druge strane, proizvođač električne energije mora odlučiti kako i kome će prodati proizvedenu količinu električne energije u određenom periodu. Odluka je mnogo kompleksnija od toga „proizvesti električnu energiju danas ili ne“. Za svaki proizvedeni kilovat, za svaki naredni dan, proizvođač mora znati „kuda s njim“. Kao posledica svega ovoga, dolazilo je do velikih cenovnih fluktuacija u određenim situacijama.

Kako konkurentna, ali nestabilna tržišta električne energije sazrevaju, društva za proizvodnju, trgovci električnom energijom i društva za snabdevanje električnom energijom traže izvesnost u svojim troškovima i prihodima kroz praksu hedžinga i ugovaranje i aktivno trgovanje. Takve aktivnosti uključuju kvantifikaciju, praćenje i kontrolu rizika trgovanja na tržištima veleprodaje i maloprodaje električne energije, što zauzvrat zahteva odgovarajuće alate i metodologiju upravljanja rizicima.

Prilikom kontrole tržišnih rizika, kontinuirano se vrednuju pozicije imajući u vidu tržišna kretanja. Elektronski sistemi koriste trenutne cene dobijene sa berzi, brokerskih platformi ili od specijalizovanih kuća. Te cene mogu poslužiti za vrednovanje identičnih proizvoda iz portfelja trgovca. Veoma često se dešava da proizvodi koji su ugovoreni odstupaju od proizvoda kotiranih na pomenutim tržištima. Za vrednovanje pozicije neophodno je imati uporedive vrednosti, pa je potrebno tržišnu cenu dekomponovati na veći broj pojedinačnih cena za različite standardne proizvode (sve do satnih cena), te preko matrica korelacije (koje uvažavaju karakteristike povezanih tržišta) vrednovati ugovorni proizvod u odnosu na tržišne pokazatelje. Što su tržišta manje likvidna, upravljanje budućim cenovnim krivama je kompleksnije i zahtevnije.

Ljudska greška predstavlja osnovni rizik. Najpoznatiji slučajevi gubitaka na derivatima počinju sa pogrešnom procenom. Modelovanje ima za cilj da smanji rizik tako što će obezbediti tačne kalkulacije zaštite od rizika. Loše pretpostavke koje za rezultat imaju neodgovarajuće zaštite od rizika mogu dati pogrešne izjave o tržišnim pozicijama i zapravo povećati izloženost rizicima. Uobičajena nedoslednost leži u pretpostavkama koje trgovci donose prilikom određivanja cena derivata i procene rizika u vezi sa njima. U procesu procene, vrši se modelovanje cene u određenoj tački u vremenu. Iz ove perspektive, moguće je razumno pretpostaviti da određene nasumične tržišne varijable mogu da se posmatraju kao deterministički parametri modela. (Dobar primer takvog modelovanja parametara su korelacije unutar jednog tržišta). Suprotno tome, u toku procesa upravljanja rizicima, ne mogu se iznositi tako jednostavne pretpostavke.

Zahvaljujući specifičnim karakteristikama električne energije, nivo likvidnosti tržišta električne energije je niži u odnosu na druga robna tržišta. Kao takva, likvidnost tržišta električne energije može se samo izmeriti poređenjem sa prethodnim godinama ili različitim tržištima električne energije.

Tržišni igrači pokazuju da je spremnost da trguju na tržištu usko vezana za poverenje u to tržište. Neizvesnost cena može imati visoko negativan uticaj na tržišnu likvidnost (Giesbertz, et al., 2004). Pored toga, poverenje u tržište se određuje pitanjem da li tržišni igrači smatraju da se tržišnim cenama može manipulirati. Preduslov da ugovorne strane postanu aktivne na tržištu je taj da imaju dovoljno poverenja u određivanje cena. Ovo zahteva situaciju gde pojedinačni akter na tržištu ne može manipulirati tržišnim cenama. Kako je navedeno, tržišta električne energije su po prirodi osetljiva na tu tržišnu moć: čak je i moguće da dominantna pozicija postoji kod relativno nisko koncentrisanog tržišta električne energije. Neizvesnost koju uzrokuje nedostatak likvidnosti, stvara trgovinske barijere i visoke naknade za transakcije. Manja likvidnost bi stoga takođe sprečila potencijalnu arbitražu sa različitim vrstama ugovora. Što su veće potencijalne cenovne razlike među različitim oblicima ugovora o električnoj energiji, to će relevantniji igrači biti sposobni da utiču na cene na jednom od ovih tržišta. U određenim okolnostima bi se moglo tvrditi da, ako je nelikvidno, relevantno tržište je ograničeno na deo ugovora. U ovom slučaju svaki igrač koji ima dominantnu poziciju na tržištu bi mogao povećati cene.

Kako je pomenuto ranije, jedna od karakteristika likvidnog tržišta je da ima dovoljnu dubinu. Na dubokom tržištu pojedinačne transakcije imaju vrlo ograničen efekat na cene. Pored toga, cene su stabilne na dubokom tržištu. Što je tržište manje likvidno, to su cene pod većim uticajem pojedinačnih tržišnih igrača. U ovom slučaju nisu samo fluktuacije cena rezultat izmenjenih tržišnih očekivanja, već takođe mogu biti posledica slučajne volatilnosti obima transakcija. Zbog toga ima smisla ispitati stepen u kome fluktuiraju ugovori o električnoj energiji. Povećanje učestalosti i nivoa fluktuacija cena može ukazati na to da je tržište plitko. U ovom pogledu je posebno relevantno da se uporede ugovorne cene identičnih proizvoda.

- Statistička analiza

Kako bi bilo moguće proceniti i upravljati energetskim rizikom, moraju postojati osnovni kvantitativni i statistički alati. Ovi alati odražavaju realno tržište i njegove karakteristike. Pored toga, statistika

obezbeđuje osnovne referentne vrednosti za testiranje i izbor modela. Vremenske serije analiziraju promene cena na dnevnom nivou. Analiza raspodele, s druge strane, istražuje kretanja cena tokom određenog vremenskog perioda. U savremenom poslovanju, analiza vremenskih serija se češće javlja nego analiza raspodele; međutim, analiza raspodele je od ključne važnosti prilikom poređenja modela održivosti i sagledavanja uticaja povratka na srednju vrednost i izbora faktora modela. Veoma jednostavan tip analize vremenskih serija podrazumeva formiranje skupa podataka o cenama i izračunavanje kretanja cena i volatilnosti na godišnjem nivou. Istorijske vremenske serije cena daju prve naznake o cenovnim kretanjima. Ukoliko su sezonski faktori veoma jaki – kao što je to slučaj sa tržištima električne energije – mogu se jednostavno uočiti samo brzim sagledavanjem vremenske serije cena. Kretanje cena u prošlosti govori o nekim mogućim stanjima tržišta, ali ne i svim. To znači da cenovna kretanja u budućnosti mogu, ali ne moraju, biti veoma slična u smislu veličina i kalibrisanih vrednosti. Analiza raspodele usredsređuje se na kretanje cena tokom vremena.

Statističke metode uključuju deskriptivnu i deduktivnu statistiku. Deduktivna statistika se odnosi na izradu prognoza, procena ili zaključaka o velikom broju podataka na osnovu karakteristika manjeg statističkog skupa. Deskriptivna statistika se koristi da rezimira važne karakteristike velikog skupa podataka sa ciljem da konsoliduje masivne numeričke podatke u korisne informacije. Kako svi članovi određenog skupa čine njegovu populaciju, a deskriptivna merenja koriste parametar za određivanje karakteristika populacije (Filbeck & Smaby, 2003a).

Postoje dva osnovna tipa analize tržišta električne energije, a to su fundamentalna i tehnička analiza. Fundamentalna analiza se bavi faktorima ponude i tražnje i fizičkim obimima dok se tehnička analiza odnosi na cenovnu istoriju tržišta. Tehničku analizu je moguće definisati na razne načine, ali ona u suštini predstavlja studiju o tržišnim cenama, sa cenovnim grafikonima kao osnovnim alatom. Zasniva se na ideji da se istorijska cenovna kretanja mogu koristiti radi predviđanja i definisanja očekivanja od strane tržišnih učesnika u pogledu budućih cenovnih trendova. Fundamentalna analiza i studija o ponudi i tražnji i faktorima koji imaju poseban uticaj na ponašanje cena robe. Ti faktori su: novinski članci, proizvodnja, potrošnja, berzanski podaci i statistike, vremenske prognoze i sezonski obrasci.

Drugi način na koji se može posmatrati tehnička analiza jeste da se ona smatra primenjenom socijalnom psihologijom zato što ima zadatak da prepozna trendove i promene u mnoštvu podataka. Tehnička analiza pokušava da predvidi ono što većina trgovaca veruje da će se sledeće dogoditi, u smislu pravca kretanja cena na tržištu. Zapravo, jedan od glavnih razloga zbog kog tehnička analiza postoji jeste taj što svi veruju da ona funkcioniše. Veliki broj trgovaca na tržištima su pod uticajem tehničke analize tako da su njena predviđanja na neki način samoostvarujuća. Trgovac započinje sa jasnom tehničkom slikom, a onda kada prispeju informacije sa tržišta u toku radnog dana, trgovac bi trebao da sebi postavi tri ključna pitanja:

1. da li su ovo nove vesti,
2. da li su vesti sveže i
3. da li je tržište već videlo ove vesti.

Poslednje pitanje je važno zato što su ponekad informacije ili događaji zapravo glasine sa tržišta. Ovo ponekad može da dovede do situacije koja rezultuje u promenama na tržištu i u ovim slučajevima vesti odnosno informacije su već inkorporirane u cenu tako da potvrda o vestima daje signal učesnicima koji špekulišu na osnovu glasina, da uzmu svoj profit i zatvore svoje pozicije. Tehnička analiza radi na nekim ključnim principima, a to su (James, 2012):

- Sve poznate tržišne osnove (novosti na tržištu) se računaju i reflektuju na tržišne cene. Tržište apsorbuje sve vesti, a cene predstavljaju konsenzus gde bi cena trebala da bude na osnovu svih

podataka. Ovo je svakako tačno na efikasnim tržištima koja imaju veliki obim trgovanja (likvidnost).

- Cene se kreću u odgovarajućim trendovima, a trendovi su konstantni.
- Aktivnosti na tržištu se ponavljaju u ciklusima.
- Ako se prihvati činjenica da su ljudske emocije i očekivanja važni pri formiranju cene robe, onda je neophodno razumeti i da emocije imaju važnu ulogu pri donošenju odluka.

Ključna pravila za svakog ko koristi tehničku analizu jesu pre svega princip jednostavnosti, a potom i upotreba alata i pristupa koje većina trgovaca u svetu koristi jer cilj je predvideti šta će većina trgovaca misliti. Takođe je važno pratiti izveštaje informativnih agencija jer one često navode alate tehničke analize koji se koriste na tržištu. Na taj način trgovac može biti siguran da će ovi alati uzimati u obzir percepcije budućih trendova.

Stepen promenljivosti cena i matrice korelacije se procenjuju imajući u vidu istorijske podatke o tržišnim kretanjima i specifičnostima različitih zemalja, njihovih bilansa, proizvodnih kapaciteta i prekograničnih prenosnih kapaciteta, te utvrđenih sezonalnosti i međuzavisnosti. Ukoliko nedostaju istorijski podaci za utvrđivanje željene korelacije, dozvoljeno je koristiti opravdana predviđanja i interpolaciju.

U prikazivanju i utvrđivanju objektivnih naučnih zakonitosti u radu će biti primenjene sledeće opštenaučne metode:

- Analitičko-deduktivna metoda
- Statistička metoda
- Komparativna metoda

Na osnovu definisanih ciljeva rada, u svrhu pružanja odgovora na zadata pitanja sprovodiće se osnovne statistične metode analize i testiraja podataka. Pored deskriptivne statistike i testa za analiziranje normalnosti raspodele podataka (Sharpio), odgovor na pitanje o mogućim razlikama u volatilnosti pruža analiza varijanse odnosno ANOVA. Navedene statističke analize biće izvršene u softveru za statističku obradu i predstavljanje podataka RStudio. Prezentacija samih podataka kao i rezultata rada uključuje grafičke dijagrame i tabele.

- Korelaciona analiza

Za dve varijable se kaže da su u korelaciji ukoliko je promena kod jedne varijable povezana sa promenom kod druge. Kada korelacija dve serije iznosi 1, one su tada u savršenoj korelaciji: kako jedna raste, tako raste i druga. Ukoliko je korelacija -1, tada kako jedna raste tako druga opada. Ukoliko dva skupa cifara imaju korelaciju približno nuli, kaže se da ona nisu u korelaciji. Kada su u pitanju tržišta električne energije, klasične slabosti korelacione analize su izbegnute (ili se mogu izbeći). Na primer, jedan od nedostataka korelacione analize je taj što može nastati varljivo mali koeficijent korelacije kada se reakcija jedne serije cena u odnosu na drugu seriju javi sa znatnim zaostatkom.

Kako struja ne može da se skladišti, ovakav problem sa zaostatkom može nastati na tržištima električne energije, npr. nagli porast cene na tržištu u 12:00 usled vanrednih vremenskih uslova verovatno neće imati posledični uticaj na cene na drugim tržištima. Obmanjujuće visoka korelacija može se javiti ukoliko cene na dva mesta podležu zajedničkom uticaju. Ovo jeste slučaj na tržištima električne energije, jer je dnevni i nedeljni sezonski karakter od značaja. Takav sezonski uticaj delimično je moguće eliminisati time što se koriste podaci na nivou radnih dana i dnevni proseci, pre nego cene po satima (Boisseleau, 2004).

Autori (Holt & Irwin, 2000), koji koriste podatke istorijskog istraživanja, otkrili su malu, ali pozitivnu vezu između obima trgovanja i volatilnosti, ali zaključili su da je odnos potpuno konzistentan sa ili privatnim informacijama ili hipotezom o trgovcu koji ne koristi zvanične podatke.

Korelacija između cena energije zavisi od faktora kao što su (Fusaro, 2007):

- Vreme. Korelacija se razlikuje u zavisnosti od vremenskog perioda koji želimo da analiziramo (npr. leto naspram zime). Ova pojava se može poravnati korišćenjem ročne strukture korelacija.
- Dospelost. Korelacija se razlikuje u zavisnosti od dospelosti fjučers ugovora ili spot/fjučers cena. Korišćenjem ročne strukture korelacija, kako bi se ispratila dinamika odnosa između različitih terminskih cena duž iste termenske krive ili međutržišnih razlika.
- Priroda naglog porasta cena. U zavisnosti od prirode naglog porasta cena u jednoj od varijabli, kretanje u drugoj seriji može biti potpuno drugačije (npr. korelacija struje i gasa pri naglom porastu cena u odnosu na redovne tržišne uslove).

Prilikom analize cena u ovom radu, koristiće se matrica korelacije prema (Meloun & Militky, 2011). Postupkom merenja korelacije utvrđuje se linearna povezanost dve varijable i pravci njihovog međusobnog uticaja

- Volatilitnost cena

Ekstremna kratkoročna volatilitnost cena električne energije na deregulisanom tržištu obezbeđuje apsolutnu potrebu za procenom rizika pri trgovini električnom energijom (Dahlgren, et al., 2003).

Volatilitnost cena se meri pomoću visoke do niske razlike. Razlika između najviše i najniže trgovinske cene za čas isporuke odražava maksimalni raspon cena i time varijabilnost cena. Pored toga, volatilitnost cena se izračunava kao prosečna varijansa cena svih trgovina za jedan čas isporuke. Veća volatilitnost rezultuje izraženiju nevoljnost izloženosti riziku i visokim kreditnim rizicima. Cene električne energije fluktuiraju mnogo više od cena drugih proizvoda. Rizik povećanja cena a time i kreditnih rizika u odnosu na rizike jedne ugovorne strane je stoga dobar posao koji je veći nego na drugim tržištima.

Autori (Li & Flynn, 2004a) merili su volatilitnost cena električne energije na osnovu koncepta brzine njene promene kao dnevni prosek apsolutne vrednosti promene cene po satu. Takođe, (Zareipour, et al., 2007) koriste koncept brzine dnevne promene cene zasnovane na ukupnoj prosečnoj ceni – Daily Velocity on Overall Average price (DVOA), zatim i koncept brzine dnevne promene cene zasnovane na dnevnoj prosečnoj ceni – Daily Velocity on Daily Average price (DVDA). Navedene koncepti računanja volatilitnosti su prikazani sledećim formulama:

$$DVOA_i = \frac{1}{M} \left\{ \left[\left(\sum_{j=1}^{M-1} |p_{i,j+1} - p_{i,j}| \right) + |p_{i-1,M} - p_{i,1}| \right] / \bar{p}_{i..} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (7)$$

$$DVDA_i = \frac{1}{M} \left\{ \left[\left(\sum_{j=1}^{M-1} |p_{i,j+1} - p_{i,j}| \right) + |p_{i-1,M} - p_{i,1}| \right] / \bar{p}_{i..} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (8)$$

Gde je $\bar{p}_{i..}$ ukupna prosečna cena za posmatrani period, a $\bar{p}_{i..}$ prosečna dnevna cena na i-ti dan, prema sledećem (Li & Flynn, 2004a):

$$\bar{p}_{i..} = \frac{1}{M \times N} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M p_{i,j} \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (9)$$

$$\bar{p}_{i.} = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M p_{i,j} \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (10)$$

Matematički, N je broj dana u posmatranom period, i je dnevni indeks $i=1,2,.., N$; j je indeks vremenskog perioda $j=1,2,..M$; M je broj vremenskih perioda tokom jednog dana, a za dnevne proseke cena važi da je $M=24$.

Sam izbor ovog pristupa modelu je motivisan pre svega jer najčešće korišćeni modeli poput klasičnih ARCH (Koopman, et al., 2007) i GARCH (Tully & Lucey, 2007), (Baur & McDermott, 2010) modela, koriste se za opis dinamike volatilitosti i ne mogu da prikažu specifične karakteristike cena električne energije niti njihovu volatilitost. Koršćenjem indeksa brzine dnevne promene cene, razlike u cenama su podeljenje prema prosečnoj dnevnoj ceni, čime se smanjuje uticaj pojedinačnog ekstremnog skoka ili pada nivoa cene. Iako je taj uticaj na ovaj način ublažen, cene variraju od prosečnog nivoa, što mora da se odrazi na indeks volatilitosti. Kao što je već prethodno navedeno, na volatilitost utiču brojni parametri, međutim u ovom radu neće biti predmet razmatranja vrsta parametara koji imaju uticaj, kao ni veličina tržišta.

Prethodno navedeni modeli dnevne i ukupne volatilitosti from (Li & Flynn, 2004a) and (Li & Flynn, 2004b), u ovom radu su prošireni za modele volatilitosti zasnovane na mesečnim (DVMA), kvartalnim (DVQA) i godišnjim (DVYA) prosečnim cenama:

$$DVMA_i = \frac{1}{M} \left\{ \left[\left(\sum_{j=1}^{M-1} |p_{i,j+1} - p_{i,j}| \right) + |p_{i-1,M} - p_{i,1}| \right] / \bar{p} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (11)$$

U slučaju DVMA - Daily Velocity on Monthly Average price, broj dana koji se uzima za posmatrani period, jednak je broju dana u mesecu za navedeni period. Posledično, za DVQA - Daily Velocity on Quarterly Average price, N je broj dana sadržanih u posmatranom kvartalu, a za DVYA - Daily Velocity on Yearly Average price je broj dana u posmatranoj godini. Posledično, formule za DVYA i DVQA se mogu prikazati na osnovu formule definisane za DVDA kod (Zareipour, et al., 2007) and (De Jonghe, et al., 2008), tako da važi sledeće:

$$DVQA = \frac{\text{Kvartalni prosek } \delta_t}{\text{Kvartalni prosek of } P_t}, \quad \delta_t = |P_t - P_{t-\Delta t}| \quad (12)$$

$$DVYA = \frac{\text{Godišnji prosek } \delta_t}{\text{Godišnji prosek } P_t}, \quad \delta_t = |P_t - P_{t-\Delta t}| \quad (13)$$

Gde je P_t tržišna cena u određenom satu, dok δ_t predstavlja apsolutnu vrednost razlike između dve cene gde se od P_t oduzima vrednost cene iz prethodnog sata.

Na osnovu definisanog modela, dobijeni su rezultati čije vrednosti o DVOA, DVYA, DVQA, DVMA i DVDA zbog obimnosti podataka nisu prikazane u ovom radu. Primenjena deskriptivna statistika je prikazana za svaku pojedinačnu berzu u poglavlju o priložima. Detaljniji pregled rezultata svake pojedinačne berze po svim parametrima deskriptivne statistike, prezentovan u je odeljku prilozi, u okviru tabela P1-P15. Računanjem prosečnih vrednosti dobijenih rezultata za DVOA, DVYA, DVQA, DVMA i DVDA, dolazi se do traženih rešenja koja su predmet diskusije i donošenja zaključaka na postavljena pitanja o istraživanju primenjenom u radu.

4. Rezultati istraživanja i diskusije

Trgovanje električnom energijom je biznis koji uključuje velike rizike i dobitke. Cene su pod uticajem vremenskih prilika, geopolitičkih faktora, ponude i tražnje, novosti i drugim faktorima. Berze električne energije formirane u Evropi, imaju za cilj da olakšaju trgovine kratkoročnim standardizovanim spot proizvodima i time povećaju konkurenciju i likvidnost. Transparentnost na tržištu električne energije doprinosi likvidnom tržištu, jer eliminiše neizvesnost u vezi određivanja cena. Time se povećava poverenje u tržište, što je važan uslov za aktivno učešće. Kada se likvidnost poveća na spot tržištu, to se dešava o trošku likvidnosti tržišta srednjeročnih fjučersa. Sa druge strane, neočekivani gubici koji se javljaju na vanberzanskim ugovorima usled male transparentnosti cena i likvidnosti, utiču na smanjenje kontrole rizika. Veće cene energije, smanjenje regulativa i globalizacija tržišta, promene tehnologija i ekološki rizici doveli su do većeg cenovnog rizika nego ikada ranije.

4.1. Rezultati o volatilnosti cena

Klasičan pristup koji se može primeniti prilikom analize nivoa konkurencije na tržištima električne energije jeste poređenje cena. Ukoliko se koriste samo cene razmene električne energije, tada analiza pokriva samo jedno ili dva tržišta. Iz tog razloga, u ovom radu je analiziran veći broj berzi, a neke od njih nisu geografski povezane. S obzirom da se tražnja znatno razlikuje po danima (radni dani/vikend) i po satima (u energetsom špicu i izvan njega), cene variraju vremenom i za rezultat imaju visoku volatilnost. Primenom navedene metodologije u radu, došlo se do rezultata o volatilnosti analiziranih tržišta. Metodod deskriptivne statistike definisani su rezultati prikazani u tabeli broj 6.

Naziv berze	DVDA	DVOA	DVYA	DVQA	DVMA
Hupx	0,096285	0,091994	0,091763	0,092712	0,092925
BSP	0,103073	0,098142	0,098277	0,099215	0,099537
Cropex	0,100959	0,098758	0,098731	0,099552	0,100052
Phelix	0,089609	0,090644	0,09129	0,092137	0,093136
Exaa	0,065687	0,074555	0,077256	0,078236	0,078496
GME North	0,067646	0,067461	0,067813	0,068384	0,068155
GME South	0,075583	0,072492	0,073261	0,073831	0,074284
Henex	0,050944	0,049631	0,049748	0,049829	0,049986
Seepex	0,081642	0,077481	0,07703	0,078377	0,079233
OTE	0,10337	0,084495	0,085122	0,086095	0,086446
IBEX	0,115306	0,116809	0,117495	0,116839	0,116788
OPCOM	0,114027	0,105305	0,104719	0,106034	0,106778
OKTE	0,111337	0,09228	0,09274	0,093658	0,093815
Swissix	0,057403	0,056745	0,057158	0,058504	0,058584
France	0,092563	0,086499	0,087289	0,086734	0,086734

Tabela 6. Prosečna vrednost volatilnosti cena za posmatrani period

Na osnovu tabele broj 6, može se zaključiti da je najmanja volatilitnost prisutna kod obavezujućeg Grčkog pula Henex. Sledeće tržište po najmanjoj vrednosti volatilitnosti je Švajcarski Swissix, a potom severni deo Italije. Potonja vrednost je kod metode DVDA ipak veća od Austrijskog tržišta. Međutim, tržište Austrije pokazuje dalji rast vrednosti kroz pokazatelje DVOA, DVYA, DVQA i DVMA. Ukoliko bi se primenio redosled vrednosti volatilitnosti po berzama, od najmanje ka najvišoj, kao i parametrima kroz koje je vršeno posmatranje, mogla bi se zaključiti različitost, što je prikazano u tabeli broj 7.

Naziv berze	DVDA	Naziv berze	DVOA	Naziv berze	DVYA	Naziv berze	DVQA	Naziv berze	DVMA
Henex	0,0509	Henex	0,0496	Henex	0,0497	Henex	0,0498	Henex	0,0500
Swissix	0,0574	Swissix	0,0567	Swissix	0,0572	Swissix	0,0585	Swissix	0,0586
Exaa	0,0657	GME North	0,0675	GME North	0,0678	GME North	0,0684	GME North	0,0682
GME North	0,0676	GME South	0,0725	GME South	0,0733	GME South	0,0738	GME South	0,0743
GME South	0,0756	Exaa	0,0746	Seepex	0,0770	Exaa	0,0782	Exaa	0,0785
Seepex	0,0816	Seepex	0,0775	Exaa	0,0773	Seepex	0,0784	Seepex	0,0792
Phelix	0,0896	OTE	0,0845	OTE	0,0851	OTE	0,0861	OTE	0,0864
France	0,0926	France	0,0865	France	0,0873	France	0,0867	France	0,0867
Hupx	0,0963	Phelix	0,0906	Phelix	0,0913	Phelix	0,0921	Hupx	0,0929
Cropex	0,1010	Hupx	0,0920	Hupx	0,0918	Hupx	0,0927	Phelix	0,0931
BSP	0,1031	OKTE	0,0923	OKTE	0,0927	OKTE	0,0937	OKTE	0,0938
OTE	0,1034	BSP	0,0981	BSP	0,0983	BSP	0,0992	BSP	0,0995
OKTE	0,1113	Cropex	0,0988	Cropex	0,0987	Cropex	0,0996	Cropex	0,1001
OPCOM	0,1140	OPCOM	0,1053	OPCOM	0,1047	OPCOM	0,1060	OPCOM	0,1068
IBEX	0,1153	IBEX	0,1168	IBEX	0,1175	IBEX	0,1168	IBEX	0,1168

Tabela 7. Redosled berzi po kriterijumu vrednosti dobijenih volatilitnosti cena

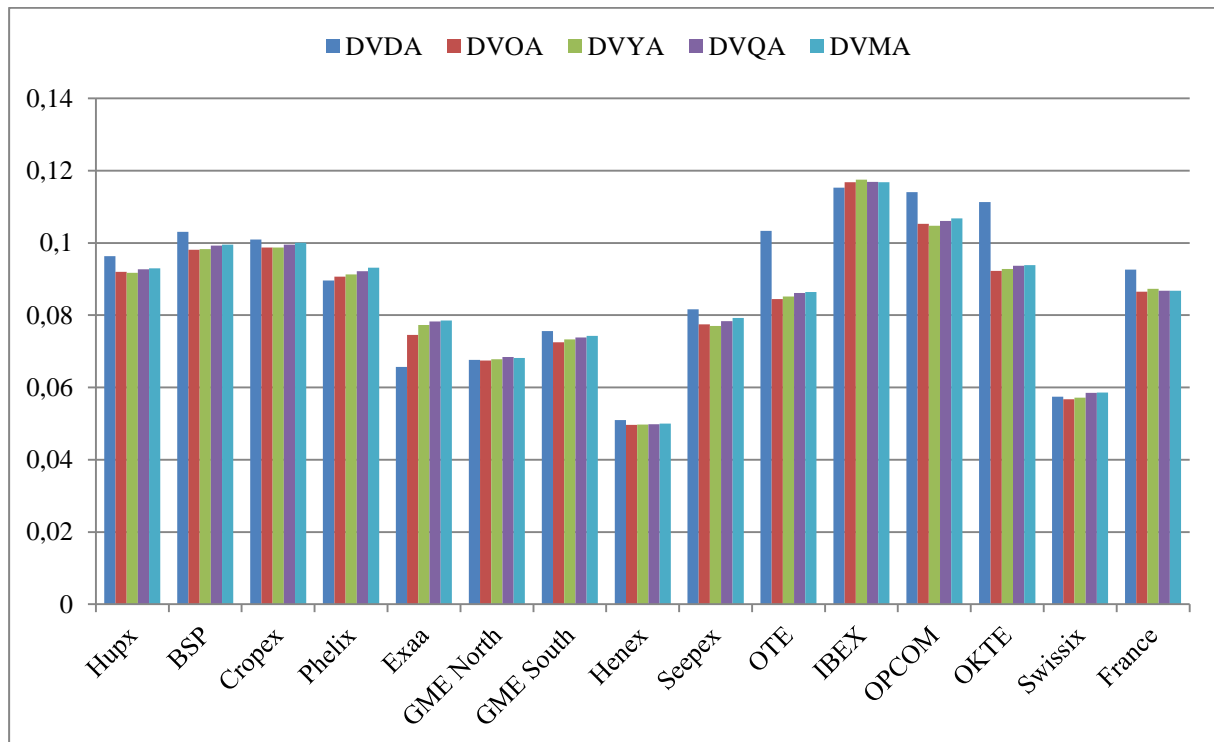
Prethodno prikazanom tabelom zasigurno se može utvrditi da prva dva mesta sa najmanjom volatilitnosti zauzimaju Grčko i Švajcarsko tržište, dok poslednja dva mesta čine Rumunsko i Bugarsko tržište. Parovi poput Austrije i Italije, Srbije i Austrije, Nemačke i Češke, Mađarske i Nemačke, Hrvatske i Mađarske, Slovenije i Slovačke; smenjuju svoje pozicije u okviru tabele, sa izuzetkom Francuske koja se nalazi na stabilnom 8. mestu. Razlog za ovakav vid promena pozicija može biti teritorijalna povezanost zemalja, sa izuzetkom Srbije i Austrije. Grafički prikaz vrednosti volatilitnosti dat je na grafikonu broj 13.

Prilikom tumačenja dobijenih vrednosti volatilitnosti, važno je razumeti da te vrednosti predstavljaju procenat promene cene u odnosu na prosečnu cenu posmatranog perioda. Iz tog razloga, ove promene su najveće na dnevnom nivou a najmanje na nivou ukupno posmatranog perioda.

Razlika između berzi koje se nalaze na dnu tabele i onih na njenom začelju, jesu gotovo dvostruke. Na primer, veliki raspon između prosečne vrednosti kod Swissix gde je DVDA=0.0574 i Ibex gde je DVDA= 0.1153, svedoči da je Švajcarsko tržište u proseku dvostruko manje volatilno od Bugarskog tržišta.

Na primer, ako je DVOA = 0.0496 za Henex, onda promene u ceni za posmatrani period, u proseku na dnevnom nivou variraju za 4.96%. Posledično, ako je prosečna cena za posmatrani period od 18.02.2016. godine do 31.12.2016. godine, jednaka 55.70 €/MWh, onda se cene na dnevnom nivou u proseku menjaju u iznosu od 2.76 €/MWh. S druge strane, uzimajući u obzir da je DVOA = 0.1168, za

Ibex, a prosečna cena je 39.86 €/MWh, onda se spot cene u toku dana mogu menjati u iznosu do 4.65 €/MWh. Ovo je skoro duplo veći iznos promene cena nego što je to zabeleženo na Henex-u.



Grafikon 13. Pregled dobijenih vrednosti volatilnosti cena na berzama

Naredna tabela broj 8 daje prikaz ostalih parametara deskriptivne statistike po kojima se može doći do značajnih rezultata. Naime, minimalne i maksimalne vrednosti volatilnosti tokom posmatranog perioda, beleže različite rezultate po analiziranim berzama. U određenim okolnostima javljaju se negativne tržišne cene, a najčešće u slučajevima kad se spoje visoka nefleksibilna proizvodnje i mala potražnja. Proizvodni kapaciteti na ovim tržištima koriste obnovljive izvore energije poput vetra ili sunca, te ne mogu biti ugašeni ili ponovo aktivirani na brz i jeftin način. Ovakve cene šalju pouzdane signale proizvođačima da smanje proizvodnju i izbegnu preopterećenje mreže, kako bi pomogli efikasnom održavanju potrebne ravnoteže prenosnih i distributivnih kapaciteta.

Posmatranjem parametra DVDA, najveća minimalna vrednost volatilnosti, zabeležena je sa negativnom vrednošću od -23,594 za Nemačko tržište. Rezultat ove vrednosti uzrokovan je negativnim cenama za nekoliko uzastopnih sati u toku jednog dana, koje su se dogodile u Nemačkoj na dan 20.11.2016. godine. Veći broj uzastopnih negativnih sati se dogodio u Austriji dana 28.01.2018, ali vrednosti tih sati su manje od onih u Nemačkoj.

S druge strane, najveća maksimalna vrednost volatilnosti zabeležena je kod takođe kod Nemačke u iznosu od 13,669 na dan 17.03.2019. godine. Tod dana, cene su varirale iz minusa u plus, s tim da je najveći minus zabeležen u trgovini u 16. satu od -20,23 €/MWh, dok je nakon 4 sata, u 20. satu cena porasla na 36,66 €/MWh. Prosečna cena za taj dan bila je 0,43 €/MWh. Ukoliko se uzme da je DVDA tog dana 13,669 to znači da su cene pomenutog dana u proseku svakog sata varirale za 13.669% u odnosu na prosečnu dnevnu cenu. Sledeće najveće vrednosti volatilnosti zabeležene su kod Češke i Slovačke berze 26.12.2016. godine.

Naziv berze	Pokazatelj	DVDA	DVOA	DVYA	DVQA	DVMA
Hupx	Minimum	0,029	0,030	0,029	0,026	0,029
	Maksimum	0,679	0,657	0,615	0,533	0,378
	Standardna devijacija	0,045	0,042	0,038	0,036	0,033
	Koeficijent varijacije	0,470	0,458	0,419	0,390	0,355
BSP	Minimum	-1,337	0,022	0,025	0,023	0,024
	Maksimum	1,273	0,510	0,480	0,476	0,418
	Standardna devijacija	0,082	0,054	0,052	0,050	0,048
	Koeficijent varijacije	0,797	0,553	0,524	0,499	0,484
Cropex	Minimum	-3,404	0,030	0,029	0,025	0,028
	Maksimum	1,219	0,576	0,526	0,456	0,366
	Standardna devijacija	0,111	0,052	0,048	0,045	0,044
	Koeficijent varijacije	1,101	0,524	0,483	0,456	0,439
Phelix	Minimum	-23,594	0,030	0,029	0,024	0,022
	Maksimum	13,669	0,353	0,429	0,508	0,559
	Standardna devijacija	0,762	0,042	0,042	0,041	0,044
	Koeficijent varijacije	8,506	0,464	0,464	0,449	0,471
Exaa	Minimum	-17,681	0,026	0,032	0,028	0,030
	Maksimum	2,685	0,418	0,377	0,291	0,315
	Standardna devijacija	0,495	0,030	0,034	0,032	0,033
	Koeficijent varijacije	7,541	0,406	0,439	0,411	0,414
GME North	Minimum	0,016	0,016	0,016	0,015	0,016
	Maksimum	0,207	0,306	0,296	0,277	0,256
	Standardna devijacija	0,024	0,032	0,032	0,030	0,028
	Koeficijent varijacije	0,354	0,480	0,477	0,443	0,415
GME South	Minimum	0,014	0,012	0,014	0,015	0,015
	Maksimum	0,393	0,282	0,314	0,348	0,343
	Standardna devijacija	0,037	0,031	0,033	0,033	0,034
	Koeficijent varijacije	0,494	0,431	0,445	0,445	0,454
Henex	Minimum	0,002	0,001	0,002	0,002	0,002
	Maksimum	0,340	0,380	0,501	0,462	0,414
	Standardna devijacija	0,042	0,041	0,042	0,041	0,040
	Koeficijent varijacije	0,826	0,831	0,835	0,816	0,792
Seepex	Minimum	0,030	0,030	0,030	0,028	0,030
	Maksimum	0,910	0,430	0,397	0,346	0,241
	Standardna devijacija	0,041	0,033	0,028	0,028	0,028
	Koeficijent varijacije	0,498	0,422	0,370	0,356	0,354
OTE	Minimum	-3,654	0,030	0,029	0,029	0,027
	Maksimum	10,038	0,347	0,303	0,265	0,272
	Standardna devijacija	0,360	0,036	0,036	0,034	0,034
	Koeficijent varijacije	3,479	0,420	0,419	0,400	0,394

IBEX	Minimum	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Maksimum	0,706	0,482	0,482	0,480	0,400
	Standardna devijacija	0,051	0,067	0,067	0,063	0,060
	Koeficijent varijacije	0,442	0,572	0,570	0,539	0,516
OPCOM	Minimum	0,040	0,028	0,027	0,036	0,038
	Maksimum	0,779	0,421	0,374	0,321	0,311
	Standardna devijacija	0,058	0,044	0,038	0,037	0,036
	Koeficijent varijacije	0,509	0,414	0,364	0,346	0,342
OKTE	Minimum	-3,654	0,028	0,028	0,028	0,027
	Maksimum	10,038	0,320	0,320	0,308	0,288
	Standardna devijacija	0,358	0,045	0,044	0,042	0,041
	Koeficijent varijacije	3,218	0,492	0,478	0,453	0,435
Swissix	Minimum	-6,775	0,013	0,012	0,013	0,012
	Maksimum	2,101	0,278	0,269	0,241	0,260
	Standardna devijacija	0,199	0,026	0,026	0,023	0,023
	Koeficijent varijacije	3,470	0,463	0,458	0,402	0,393
France	Minimum	0,029	0,027	0,028	0,027	0,030
	Maksimum	2,283	1,626	1,865	1,175	1,078
	Standardna devijacija	0,087	0,085	0,095	0,062	0,058
	Koeficijent varijacije	0,936	0,987	1,087	0,715	0,663

Tabela 8. Statistički pokazatelji o volatilnosti cena

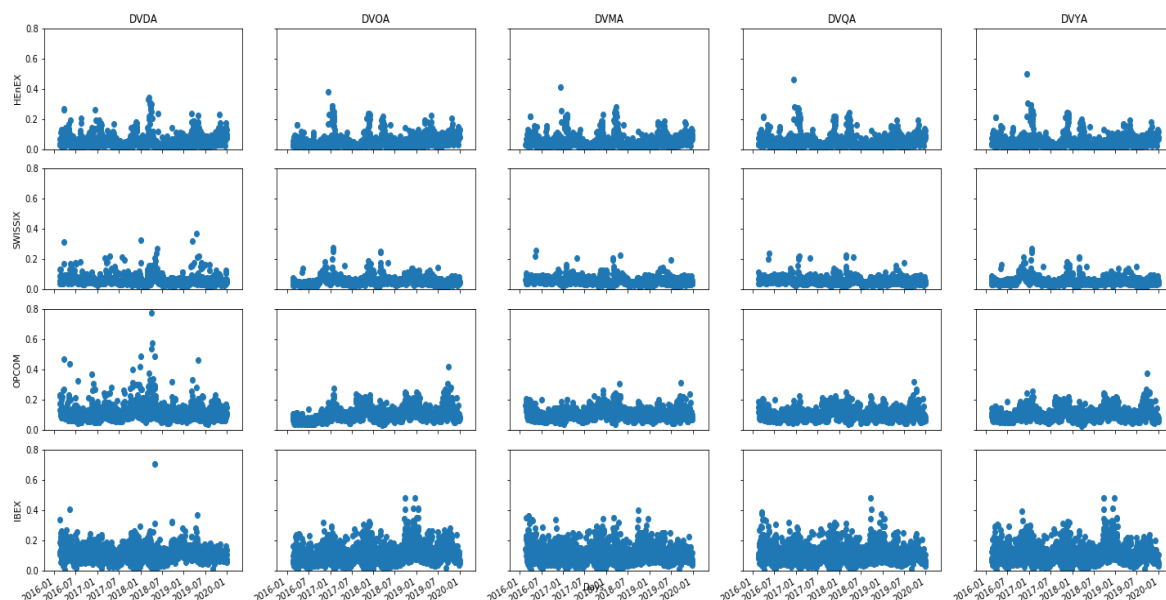
Ovakvi iznenadni skokovi cena karakteristični su za posmatrana tržišta Centralne Evrope, zato što njihovi proizvodni kapaciteti u velikoj meri odlikuju obnovljivim izvorima energije poput vetra i sunca. Švajcarska, Hrvatska, Francuska i Slovenija su zemlje koje takođe beleže oscilacije u cenama većim od 1, dok se ovaj faktor ne pojavljuje kod zemalja Jugoistočne Evrope.

Koeficijent varijacije predstavlja količnik standardne devijacije i prosečne cene posmatranog perioda. Što je vrednost koeficijenta varijacije veća, to je veća kontinuirana volatilnost. Posledično, ovaj koeficijent je najveći kod najvolatilnijih tržišta Nemačke, Austrije, Češke i Slovačke, a najmanji kod Grčkog pula.

Interesantno je zaključiti da je prosečna vrednost volatilnosti za sve parametre DVOA, DVYA, DVQA, DVMA i DVDA najmanja kod Grčke i Švajcarske, kao što je već navedeno, a da se s druge strane Švajcarska javlja kao tržište koje beleži visoku vrednost minimuma, maksimuma i koeficijenta devijacije. Ovakva situacija može se objasniti odlikama Švajcarskog tržišta po kom je ono dosta zavisno od uvoza iz Nemačke, ali i zbog ograničavajućih kapaciteta prekogranične razmene električne energije. Iz tog razloga, a sa ciljem što realnijeg tumačenja, rezultati o prosečnim vrednostima volatilnosti po berzama, uzimaju se kao relevantni za dalju analizu.

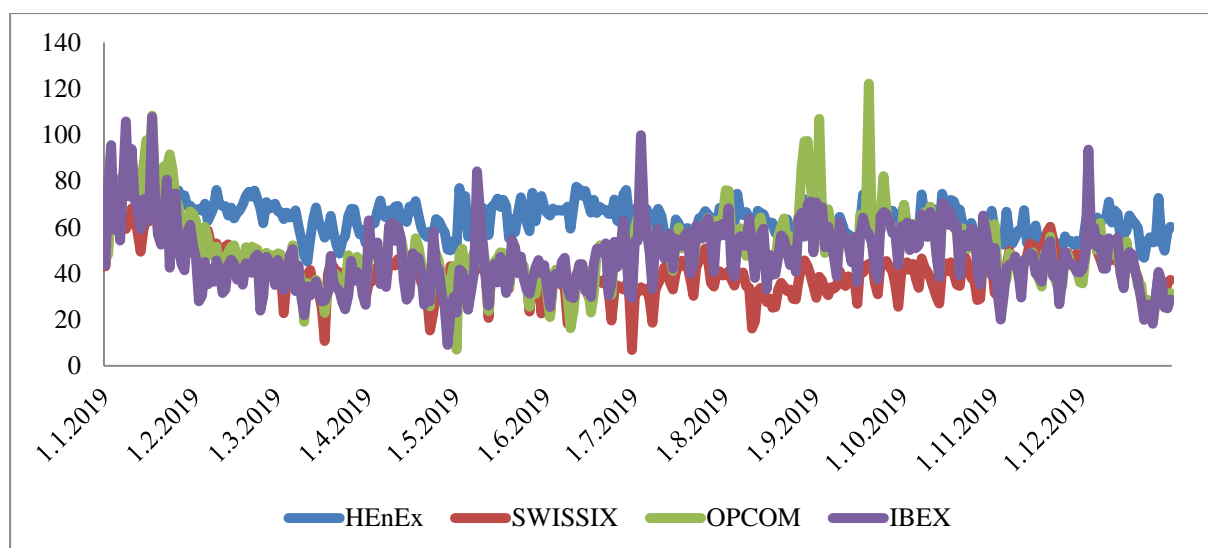
Ukoliko se posmatraju najmanje i najviše volatilna tržišta električne energije, odnosno Henex i Swissix sa jedne strane i Opcom i Ibex sa druge strane, onda se njihove razlike u volatilnosti mogu prikazati uz pomoć grafika broj 14. Indikovani trendovi volatilnosti za posmatrani period, potvrđuju prethodno zaključenu analizu o dvosturko većoj volatilnosti kod posmatranih tržišta. Takođe, može se

zaključiti da velike cenovne fluktuacije ne pokazuju sezonske obrasce, što se može zaključiti na osnovu rezultata DVQA, a posledično i kod DVYA odnosno DVOA.



Grafikon 14. Volatilnost cena kod najmanje i najviše volatilnih tržišta

Grafičkim prikazom prosečnih cena za četiri odabrana tržišta, još jednom se može potvrditi teza o njihovoj volatilnosti.



Grafikon 15. Kretanje prosečnih cena

4.2. Korelacija berzi

Nakon utvrđenih vrednosti volatilnosti i dobijenih rezultata o najmanje i najviše volatilnim tržištima, potrebno je odrediti stepen korelacije između posmatranih berzi. Merenjem korelacije novoformiranih berzi električne energije u Jugoistočnoj Evropi sa berzama Centralne Evrope, dolazi se do saznanja u kojoj meri regionalne berze svojim rastom i razvojem prate iskusna tržišta.

U tabeli broj 9 može se videti korelacija za DVDA. Najveći stepen korelacije volatilnosti cena je prisutan između Češkog i Slovačkog tržišta. Ovo su susedna tržišta i njihove cene beleže male razike, u pojedinim periodima su čak i identične. Navedene berze beleže negativnu korelaciju sa Švajcarskom berzom Swissix. Tabela broj 10 definiše korelaciju za DVOA, po kojoj Hrvatsko i Mađarsko tržište prati najveći stepen korelacije, a najmanja korelacija je prisutan između Francuske i Grčke berze.

DVDA	Hupx	BSP	Cropex	Phelix	Exaa	GME North	GME South	Henex	Seepex	OTE	IBEX	OPCOM	OKTE	Swissix	France
Hupx	1														
BSP	0,435	1													
Cropex	0,185	0,206	1												
Phelix	0,025	0,12	0,173	1											
Exaa	-0,071	0,02	0,05	-0,049	1										
GME North	0,309	0,265	0,132	0,044	0,052	1									
GME South	0,25	0,176	0,108	0,033	0,034	0,568	1								
Henex	0,283	0,192	0,142	0,081	0,017	0,355	0,373	1							
Seepex	0,615	0,399	0,136	0,038	-0,028	0,301	0,254	0,295	1						
OTE	0,156	0,234	0,196	0,115	0,003	0,043	0,021	0,058	0,08	1					
IBEX	0,306	0,239	-0,156	0,043	-0,067	0,149	0,125	0,137	0,233	0,088	1				
OPCOM	0,667	0,341	0,124	0,019	-0,036	0,27	0,256	0,336	0,521	0,096	0,205	1			
OKTE	0,172	0,236	0,198	0,114	0,003	0,051	0,027	0,057	0,085	0,985	0,092	0,104	1		
Swissix	-0,187	-0,032	0,155	0,001	0,147	0,046	0,061	0,059	-0,088	-0,22	-0,181	-0,093	-0,219	1	
France	0,52	-0,059	0,102	0,072	-0,04	0,241	0,16	0,093	0,253	-0,045	0,069	0,333	0,025	0,077	1

Tabela 9. Korelacija DVDA

DVOA	Hupx	BSP	Cropex	Phelix	Exaa	GME North	GME South	Henex	Seepex	OTE	IBEX	OPCOM	OKTE	Swissix	France
Hupx	1														
BSP	0,637	1													
Cropex	0,773	0,766	1												
Phelix	0,413	0,436	0,399	1											
Exaa	0,358	0,354	0,322	0,64	1										
GME North	0,403	0,54	0,432	0,385	0,413	1									
GME South	0,244	0,283	0,255	0,249	0,215	0,546	1								
Henex	0,296	0,239	0,237	0,289	0,292	0,351	0,279	1							
Seepex	0,766	0,59	0,638	0,477	0,465	0,479	0,268	0,386	1						
OTE	0,497	0,485	0,475	0,682	0,617	0,471	0,217	0,237	0,544	1					
IBEX	0,512	0,381	0,396	0,295	0,294	0,327	0,182	0,166	0,47	0,375	1				
OPCOM	0,752	0,527	0,601	0,405	0,36	0,365	0,229	0,27	0,689	0,426	0,489	1			
OKTE	0,669	0,565	0,576	0,513	0,449	0,466	0,228	0,238	0,65	0,717	0,479	0,578	1		
Swissix	0,312	0,453	0,336	0,527	0,511	0,576	0,31	0,344	0,39	0,508	0,223	0,265	0,387	1	
France	0,176	0,243	0,182	0,305	0,291	0,445	0,214	0,117	0,207	0,288	0,185	0,159	0,227	0,412	1

Tabela 10. Korelacija DVOA

Kao što je bio slučaj kod pojave negativnih minimalnih vrednosti za DVDA, tako se samo u ovoj matrici javljaju negativne korelacije koje da rast cene na jednom prati pad cene na drugom tržištu. Ovakav slučaj se ne ponavlja kod narednih matrica. Tabela broj 11 odnosi se na analizu korelacije volatilnosti DVYA, dok se naredne dve tabele odnose na DVQA i DVMA. Ove tabele beleže iste parove korelacije kao prethodna tabela broj 10.

DVYA	Hupx	BSP	Cropex	Phelix	Exaa	GME North	GME South	Henex	Seepex	OTE	IBEX	OPCOM	OKTE	Swissix	France
Hupx	1														
BSP	0,612	1													
Cropex	0,753	0,742	1												
Phelix	0,411	0,417	0,381	1											
Exaa	0,331	0,335	0,282	0,629	1										
GME North	0,395	0,531	0,416	0,361	0,391	1									
GME South	0,233	0,265	0,242	0,215	0,131	0,533	1								
Henex	0,271	0,221	0,212	0,318	0,296	0,344	0,249	1							
Seepex	0,727	0,552	0,593	0,46	0,423	0,452	0,231	0,361	1						
OTE	0,518	0,479	0,474	0,652	0,63	0,46	0,193	0,266	0,541	1					
IBEX	0,473	0,357	0,363	0,268	0,296	0,319	0,153	0,148	0,441	0,363	1				
OPCOM	0,704	0,479	0,549	0,36	0,292	0,332	0,175	0,218	0,622	0,392	0,457	1			
OKTE	0,662	0,538	0,549	0,503	0,472	0,443	0,222	0,252	0,62	0,728	0,458	0,531	1		
Swissix	0,34	0,467	0,35	0,531	0,528	0,578	0,341	0,371	0,401	0,505	0,248	0,271	0,38	1	
France	0,202	0,252	0,199	0,305	0,307	0,469	0,228	0,122	0,234	0,283	0,198	0,179	0,225	0,405	1

Tabela 11. Korelacija DVYA

DVQA	Hupx	BSP	Cropex	Phelix	Exaa	GME North	GME South	Henex	Seepex	OTE	IBEX	OPCOM	OKTE	Swissix	France
Hupx	1														
BSP	0,594	1													
Cropex	0,737	0,715	1												
Phelix	0,392	0,393	0,354	1											
Exaa	0,303	0,324	0,265	0,603	1										
GME North	0,394	0,509	0,408	0,3	0,334	1									
GME South	0,274	0,27	0,259	0,215	0,138	0,537	1								
Henex	0,276	0,205	0,207	0,286	0,263	0,318	0,253	1							
Seepex	0,708	0,523	0,569	0,435	0,412	0,439	0,282	0,357	1						
OTE	0,487	0,45	0,446	0,618	0,608	0,423	0,197	0,252	0,507	1					
IBEX	0,418	0,307	0,322	0,2	0,21	0,245	0,126	0,122	0,361	0,283	1				
OPCOM	0,696	0,454	0,535	0,345	0,29	0,324	0,217	0,247	0,62	0,364	0,379	1			
OKTE	0,642	0,519	0,531	0,481	0,456	0,42	0,224	0,236	0,576	0,723	0,388	0,49	1		
Swissix	0,277	0,399	0,298	0,475	0,463	0,469	0,296	0,263	0,307	0,427	0,115	0,19	0,33	1	
France	0,189	0,258	0,196	0,293	0,266	0,409	0,22	0,113	0,214	0,264	0,135	0,161	0,218	0,34	1

Tabela 12. Korelacija DVQA

U nameri da se utvrdi da li prosečne cene jednog tržišta utiču na kretanje prosečnih cena drugog tržišta, urađena je matrica korelacije prosečnih cena svih berzi u okviru posmatranog vremenskog perioda. Iz tabele broj 14 može se zaključiti da Mađarsko tržište ima najveću korelaciju sa Srpskim i Hrvatskim, a potom i sa Rumunskim i Slovenačkim tržištem. Ponovo Češko i Slovačko tržište imaju visok stepen korelacije, a njima se pridružuje i visoka korelacija Francuskog i Švajcarskog tržišta.

DVMA	Hupx	BSP	Cropex	Phelix	Exaa	GME North	GME South	Henex	Seepex	OTE	IBEX	OPCOM	OKTE	Swissix	France
Hupx	1														
BSP	0,599	1													
Cropex	0,726	0,712	1												
Phelix	0,433	0,4	0,386	1											
Exaa	0,348	0,323	0,288	0,582	1										
GME North	0,39	0,48	0,386	0,266	0,292	1									
GME South	0,314	0,286	0,283	0,23	0,143	0,546	1								
Henex	0,245	0,174	0,177	0,231	0,196	0,288	0,277	1							
Seepex	0,685	0,506	0,556	0,451	0,436	0,419	0,339	0,332	1						
OTE	0,533	0,465	0,481	0,639	0,605	0,399	0,229	0,22	0,539	1					
IBEX	0,394	0,281	0,297	0,178	0,209	0,239	0,147	0,118	0,324	0,287	1				
OPCOM	0,677	0,435	0,516	0,362	0,328	0,323	0,268	0,242	0,626	0,413	0,342	1			
OKTE	0,65	0,509	0,533	0,506	0,474	0,403	0,253	0,201	0,553	0,75	0,369	0,47	1		
Swissix	0,302	0,395	0,316	0,454	0,42	0,432	0,326	0,231	0,326	0,408	0,106	0,214	0,328	1	
France	0,228	0,279	0,228	0,3	0,241	0,399	0,237	0,093	0,242	0,28	0,142	0,192	0,236	0,329	1

Tabela 13. Korelacija DVMA

Prosek	Hupx	BSP	Cropex	Phelix	Exaa	GME North	GME South	Henex	Seepex	OTE	IBEX	OPCOM	OKTE	Swissix	France
Hupx	1														
BSP	0,928	1													
Cropex	0,959	0,932	1												
Phelix	0,659	0,663	0,63	1											
Exaa	0,573	0,555	0,52	0,698	1										
GME North	0,739	0,796	0,738	0,621	0,488	1									
GME South	0,68	0,704	0,672	0,567	0,493	0,832	1								
Henex	0,715	0,686	0,667	0,542	0,66	0,625	0,656	1							
Seepex	0,959	0,903	0,918	0,631	0,564	0,739	0,677	0,73	1						
OTE	0,766	0,762	0,732	0,919	0,72	0,708	0,639	0,599	0,736	1					
IBEX	0,711	0,675	0,655	0,468	0,509	0,525	0,509	0,582	0,71	0,563	1				
OPCOM	0,93	0,861	0,882	0,577	0,537	0,642	0,599	0,696	0,902	0,674	0,729	1			
OKTE	0,841	0,828	0,811	0,845	0,651	0,746	0,673	0,627	0,805	0,933	0,608	0,758	1		
Swissix	0,658	0,703	0,651	0,683	0,489	0,849	0,683	0,534	0,659	0,732	0,453	0,555	0,726	1	
France	0,653	0,699	0,645	0,71	0,48	0,837	0,655	0,487	0,65	0,736	0,448	0,545	0,721	0,954	1

Tabela 14. Korelacija prosečnih cena

Najmanja korelacija prosečnih cena zabeležena je između Francuskog i Bugarskog tržišta. Ako se posmatraju novoformirana tržišta Jugoistočne Evrope, može se zaključiti da Srpsko tržište ima najmanju korelaciju sa Austrijom, a potom sa Nemačkom, Francuskom i Švajcarskom. Isti je slučaj sa Hrvatskom i Bugarskom.

Na osnovu izvedene matrice korelacije, može se uočiti teritorijalni obrazac susednih zemalja, principom spajanja tržišta – market coupling, dolazi do izjednačavanja cena. Tako je visoka korelacija prisutna kod geografski povezanih zemalja, a niska korelacija je prisutna kod geografski udaljenih zemalja.

5. Zaključna razmatranja

Poznata je činjenica da je električna energija roba drugačija od drugih i njene prepoznatljive karakteristike čine je složenijom za trgovinu, pri čemu treba razmotriti tehničke, ekonomske i regulatorne aspekte na tržištu. Navedeni aspekti su važni kada se govori o podsticanju konkurencije na tržištima širom Evrope. Razlike u nacionalnim sistemima trgovanja električnom energijom su priznate i razvoj jedinstvenog sistema trgovanja električnom energijom je znatno unapređen.

Očekuje se da će spajanje tržišta električne energije podsticati udruživanje likvidnosti i konkurencije, jer se broj aktivnih tržišnih učesnika i potražnja i ponuda električne energije, povećava. Međutim, potencijal za međunarodno trgovanje električnom energijom je smanjen zbog činjenice da fizički prenos električne energije zavisi od limitiranog kapaciteta interkonektora. Zbog toga se ugovori o snabdevanju u različitim državama ne mogu razmeniti, što vodi ka dodatnoj fragmentaciji proizvoda.

Električna energija se ne može danas kupiti, a potom skladištiti za buduću prodaju, barem ne u značajnim količinama. Tržište električne energije odstupa od većine drugih tržišta, gde tražnja može praviti zalihe robe na određeni period unapred i u tom smislu koristiti zalihe da koriguje volatilne cene umesto da koristi tržište fjučersa. Energetski sistemi budućnosti mogli bi imati velike skladišne kapacitete. Međutim, razne opcije skladištenja podrazumevaju značajne gubitke i troškove, i na njih se ne gleda kao na moguće alate za arbitražu razlike između spot i fjučers cena.

U ovom radu, dnevne spot cene su računane primenom jednostavne aritmetičke sredine za sva 24 sata. Kao i kod razmene bilo koje druge robe i ovde važi zakon ponude i tražnje, odnosno kako raste tražnja, tako cene idu naviše i obrnuto. Kod ovih cena je nauočljivija njihova ogromna volatilnost iz dana u dan tokom nedelje. Takođe, može se videti da cene jedan dan unapred znatno variraju između različitih geografskih lokacija. Ove razlike u cenama između zemalja, kao i volatilnost cena, imaju različite uzroke. Prvi razlog za razlike u ceni je povezan sa tehnologijama proizvodnje, odnosno sa korišćenjem nuklearne ili hidro energije, uglja, gasa, i slično.

Neke berze beleže promet velikih količina upravo pred početak perioda energetskog špica (7. i 8. sat) i nagli pad u narednim satima. Ovaj fenomen se može objasniti činjenicom da se tokom ovog perioda mnoge elektrane aktivno spremaju za sate unutar energetskog špica. Stoga se i njihova proizvodnja povećava. Proizvođači u ovom periodu prodaju svoju struju na berzi, jer ne bi mogli da ugovore na bilateralnom tržištu varijabilne količine u kratkom roku, odnosno u roku od sat ili dva. U narednim satima, količine na berzi se smanjuju jer su proizvođači prodali proizvedene količine na bilateralnom tržištu. Može se steći utisak da način uređenja sadašnjeg veleprodajnog tržišta električne energije utiče na povećanje volatilnosti cena na berzi električne energije u satima špica, usled činjenice da je ono na dobrovoljnoj osnovi.

Osobine tehnologija proizvodnje predstavljaju najvažniju varijablu kada su u pitanju razlike u graničnim troškovima. Osobine tehnologije utiču na varijabilni trošak, pa tako gasne elektrane imaju veće varijabilne troškove i niske fiksne troškove, dok nuklearne elektrane imaju niske varijabilne troškove i visoke fiksne troškove. Stoga razlike u cenama goriva između zemalja jesu bitan uzrok razlika u ceni. Struktura tražnje i ograničenja u pogledu prenosnih sistema takođe imaju bitnu ulogu. Veličina udela domaćinstava i komercijalnih potrošača u odnosu na veličinu udela industrijskih potrošača takođe mogu objasniti veće ili manje varijacije između najveće i redovne potražnje. U odsustvu ograničenja u pogledu prenosnih sistema, čak i jednostavna arbitražna može dovesti do usklađivanja cena.

Obzirom da tražnja ima velike oscilacije u toku dana, cene takođe osciliraju iz sata u sat u jednom danu. Stoga, primetna je razlika između sati unutar enegetskog špica i sati izvan njega. Nivo tražnje, a samim tim i cena, najviši u je toku popodneva, a nivo količina u prometu je paradoksalno nizak u poređenju sa količinama kojima se trguje tokom noći. Ovo ukazuje na oskudnost ponude tokom tih sati, a uzrok je činjenica da su berze električne energije dobrovoljno tržište, odnosno veliki deo najviše potrošnje je pokriven bilateralnim ugovorima.

Oštra fluktuacija cena ukazuje na to da likvidnost tržišta električne energije još uvek nije dovoljno razvijena. Na likvidnom tržištu je malo verovatno da će velike razlike ostati između cene po kojoj su prodavci spremni prodati (prodajna cena) i cene po kojoj su kupci spremni kupiti (kupovna cena). Visoko volatilna cena za iste proizvode može ukazati na nisku likvidnost. Što je tržište likvidnije, to je veća konvergencija cena identičnih proizvoda.

Visoka volatilnost ne implicira nužno niske nivoe likvidnosti. Na tržištima koja podležu čestim novim informacijama o uslovima ponude i potražnje (a time i cenama) postoji potreba da se rebalansira portfelj, čime se povećava obim trgovanja na tržištu. Međutim, „prekomerna” volatilnost može smanjiti likvidnost jer tržišni učesnici ne mogu da finansiraju sopstveni portfelj ugovora zato što će možda morati da obezbede kolateral kada se promene cene. Tržišni učesnici su ukazali na to da bi velika ponuda olakšica za kliring ugovora smanjila troškove transakcije i dovela do veće likvidnosti zahvaljujući smanjenju njihovih kreditnih rizika. To se savetuje kako bi se osiguralo da barijere u trgovanju na tržištu električne energije budu što je moguće manje, tako da sve strane koje žele da trguju to mogu i uraditi.

U ovom radu korišćen je model volatilnosti na primerima 15 berzi električne energije u Evropi. Dobijeni rezultati daju odgovore na postavljena pitanja prilikom definisanja ciljeva i polaznih hipoteza ove analize. Naime, zaključeno je da Grčko i Švajcarsko tržište imaju najmanju volatilnost, dok su Bugarsko i Rumunsko tržište najvolatilnija tržišta u posmatranom skupu berzi. Takođe, zabeležena je najveća dnevna volatilnost DVDA, uz velike minimalne i maksimalne vrednosti i koeficijente varijacije.

Treba imati u vidu da je Grčka Henex zapravo obavezujući pul sa dugom tradicijom postojanja, te je za očekivanje da isti ima nisku volatilnost. Marginalna cena proizvodnje električne energije u Grčkoj jeste cena gasa ili lignita. Tokom prethodnih godina, varijabilni trošak ova dva energenta je bio u većoj meri sličan, tako da su učesnici na tržištu dostavljali svakodnevne ponude po ustaljenom režimu određivanja cena. Naravno, ponude su skuplje za rane večernje sate pre špica kada je potražnja veća, ili zbog povećanog izvoza ka Italiji, ali uopšteno, kriva kretanja satnih cena ne oscilira u velikoj meri na dnevnom nivou.

Kada je reč o Bugarskoj, veći deo količine kojom se trguje potiče od nekoliko proizvođača koji imaju mogućnost zaključivanja dugoročnih ugovora sa nuklearnom elektranom Kozloduju, što smanjuje raznolikost proizvodnog miksa koji se može ponuditi na Ibex berzi, ne uzimajući u obzir cene električne energije iz obnovljivih izvora. Na primer, ukoliko jedan dan ne duva vetar ili ne sija sunce, trgovci prodaju svoje količine po veoma visokoj ceni, većoj od regionalnih cena, a narednog dana svi trgovci uvoze električnu energiju kako bi je prodali po veoma niskoj ceni, što rezultuje padom cene poravnanja koja dostigne nivo početne niske cene velikih proizvođača, a sledeći dan situacija je obrnuta i tako se ciklično ponavlja. Iz navedenih razloga, novoformirana Bugarska berza je veoma volatilna. U prilog tome ide i način regulisanja tržišta. Tokom hladnih zimskih dana, državna elektroprivreda NEK, koja je u vlasništvu državnog Bugarskog energoholdinga BEH, ponekad mora da svoju proizvodnju preda za snabdevanje na tržištu. Dakle, kako je prethodno zaključeno, Bugarsko tržište je u proseku dvostruko više volatilno u odnosu na Grčko.

Razmatranjem dobijenih srednjih vrednosti volatilnosti, pored Bugarskog i Rumunskog tržišta, visoku volatilnost beleži i Hrvatska. Novoformirane berze Jugoistočne Evrope jesu berze u Srbiji, Bugarskoj i Hrvatskoj. Iako je Srpski SEEPEX najmlađa berza u posmatranoj grupi, mora se napomenuti da beleži manju volatilnost od razvijenih tržišta Nemačke, Francuske, Češke, Slovačke i Mađarske, a u slučaju

DVYA i Austrije. Prvi razlog za ovakav rezultat jeste postojanje negativnih cena električne energije na Nemačkom, Austrijskom, Češkom i Slovačkom tržištu, koji prema datim rezultatima beleže visoke negativne minimume volatlnosti. Negativne cene na ovim tržištima se javljaju zbog visokog udela obnovljivih izvora energije u tim zemljama. Nemačka čak 25% svoje proizvodnje električne energije bazira na snazi vetra, a Austrija na hidroenergiji. Francusko tržište je visoko koncentrisano uz primarnu dominaciju njihove elektroprivrede EDF, a slična je situacija i sa tržištima Češke i Slovačke, koje odlikuju pretežno nuklearnim reaktorima. Takođe, važno je napomenuti da Rumunski Opcom posluje preko 20 godina, te ne predstavlja novoformiranu berzu. Međutim, Rumunsko tržište odlikuje brojnim regulatornim barijerama, proizvodni program je baziran na fosilnim gorivima a prenosni sistem je ograničen i beleži brojne gubitke u mreži.

Na osnovu navedenih razmatranja, polazna hipoteza, da su novoformirana tržišta Jugoistočne Evrope volatlnija od zrelijih Centralno Evropskih tržišta, može biti prihvaćena sa izuzetkom Srpskog tržišta. Dakle hipoteza H0 može biti delimično potvrđena. Posledično, dolazi se do naredne hipoteze koja je potvrđena kroz analizu, a to je da su sva tržišta Jugoistočne Evrope volatlna. Kao što je već rečeno, sama priroda električne energije kao robe i njene karakteristike kao i način trgovanja, upućuju na to da je volatlnost neizbežna i ona je prisutna na svim tržištima, u manjoj ili većoj meri. Stoga, hipoteza H1 je potvrđena. Naredna hipoteza o tome da su isključivo nova tržišta Jugoistočne Evrope volatlna, može biti prihvaćena sa izuzetkom Rumunskog Opcoma koji ima dugu tradiciju operativnog rada. Iz tog razloga, hipoteza H2 može biti delimično prihvaćena.

Nakon analize volatlnosti različitih tržišta, ispitivano je postojanje korelacije između volatlnosti i prosečnih cena na različitim tržištima. Ovo obezbeđuje pokazatelj stepena arbitraže između njih od strane trgovaca i stoga predstavlja meru likvidnosti tržišta. Bilo bi važno da spot tržište bude dovoljno likvidno kako bi se ostvarila efikasnost na kratke staze i obezbedio pouzdan indeks cena na duge staze. Pored toga, likvidno spot tržište bi moglo formirati osnovu na koju bi se dugoročni ugovori mogli zaključivati.

Dobijeni rezultati volatlnosti DVDA, DVOA, DVYA, DVQA i DVMA, posmatrani su kroz matricu korelacije. Kao što je prethodna analiza DVDA pokazala negativne vrednosti, iste se javljaju i u matrici korelacije. Ovaj obrazac se javlja između Srpskog, Rumunskog i Bugarskog tržišta sa jedne strane i Švajcarskog i Austrijskog tržišta sa druge strane. Hrvatski Cropex beleži veoma nisku korelaciju sa pomenutim tržištima. Na osnovu navedenih zaključaka, hipoteza da postoji negativna korelacija između manje volatlnih i više volatlnih tržišta u Evropi, može se usvojiti, te se hipoteza H3 potvrđuje.

Korelacija prosečnih cena beleži visoke vrednosti između susednih zemalja, pa tako između Mađarske, Slovenije, Hrvatske, Srbije i Rumunije, odnosno Švajcarske, Francuske i Severne Italije, ali i Češke, Slovačke i Nemačke. Povezivanje tržišta je jedan od ciljeva energetske politike Evropske Unije i tome može potencijalno uticati na povećanje likvidnosti tržišta uvođenjem novih učesnika i proširivanjem obima tržišta, a posledično i na smanjenje volatlnosti. Ovome treba dodati i potrebu podizanja razumevanja i poverenja učesnika objavom informacija o obimu trgovanja na bilateralnim i OTC tržištima (u stvarnom vremenu, ali anonimno i ukupno) i količinama proizvedene električne energije (na nivou elektrane, ali za nekoliko meseci unapred).

Na integrisanom tržištu električne energije, potvrđena je visoka korelacija između cena na čitavom tržištu. Integrisano tržište mora da obezbedi korelaciju cena na pojedinačnim tržištima. Razlike u ceni trebalo bi da odslikavaju samo fizičko zagušenje između tržišta. U cilju analize, vršeni su brojni korelacijski obračuni između različitih cena. Zaključeno je da postoji pozitivna korelacija prosečnih cena električne energije na berzama u Evropi. Stoga, hipoteza H4 je potvrđena. Uprkos relativno malom prometu, obzirom da se većina trgovine odvija na OTC tržištu, cene na berzama električne energije su referentne za celo veleprodajno tržište, jer promena na jednom tržištu se povezuje sa promenom na drugom tržištu. Drugim rečima, arbitraže na nacionalnom nivou između dva tržišta obezbeđuju uporedno kretanje cena. Prema tome, može se zaključiti da je nivo integracije između berzi električne energije i bilateralnih tržišta na nacionalnom nivou visok.

Procena volatilnosti je veoma važna prilikom utvrđivanja stepena liberalizacije tržišta. Kod nestabilnih i rizičnih tržišta, volatilnost je važan faktor pri donošenju odluka o upravljanju rizikom. Manja volatilnost i veća konvergencija cena se mogu postići proširenjem prenosnih kapaciteta, povećanjem prekogranične razmene i spajanjem tržišta. Kada je volatilnost poznata, predviđanja budućih spot cena i modelovanje cena derivativnih ugovora, je olakšano. Ovo znači da buduća istraživanja moraju uključiti pitanja implementacije trgovačkih platformi, merenja potencijala proširenja tržišta po principu spajanja, kao i uticaja prenosnih kapaciteta odnosno korelacije cene i količine kojom se trguje.

6. Literatura

1. Aid, R., Campi, L. & Langrené, N., 2013. A Structural Risk-Neutral Model for Pricing and Hedging Power Derivatives. *An International Journal of Mathematics, Statistics and Financial Economics*, 23(3), pp. 387-438.
2. Al-Sunaidy, A. & Green, R., 2006. Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries. *Energy*, 31(6-7), pp. 769-787.
3. Amihud, Y., 2002. Illiquidity and stock returns: cross-section and time-series effects. *Journal of financial markets*, 5(1), pp. 31-56.
4. Amihud, Y. & Mendelson, H., 1991. Liquidity, asset prices and financial policy. *Financial Analysts Journal*, 47(6), pp. 56-66.
5. Amjady, N., 2006. Day-ahead price forecasting of electricity markets by a new fuzzy neural network. *IEEE Transactions on power systems*, 21(2), pp. 887-896.
6. Andročec, I. & Krajcar, S., 2014. Mechanisms for efficient investments and optimal zones in regional power market. *Thermal Science*, 18(3), pp. 755-770.
7. Apostolović, M. & Škokljek, I., 2005. Berze električne energije - uloga, osobine i način rada. *Energija*, Volume 2, pp. 275-279.
8. Arnott, R. D. & Wagner, W. H., 1990. The measurement and control of trading costs. *Financial Analysts Journal*, 46(6), pp. 73-80.
9. Audet, N., Heiskanen, P., Keppo, J. & Vehvilainen, I., 2003. *Modeling electricity forward curve dynamics in the Nordic market*. Michigan, University of Michigan.
10. Ausubel, L. M. & Cramton, P., 2010. Using forward markets to improve electricity market design. *Utilities Policy*, 18(4), pp. 195-200.
11. Badri, A., Jadid, S., Rashidinejad, M. & Moghaddam, M. P., 2008. Optimal bidding strategies in oligopoly markets considering bilateral contracts and transmission constraints. *Electric Power Systems Research*, 78(6), pp. 1089-1098.
12. Barlow, M. T., 2002. A diffusion model for electricity prices. *Mathematical finance*, 12(4), pp. 287-298.
13. Barnwell, C., 2001. Profit at risk: More realistic than value at risk. *Global Energy Business*, 6(3), pp. 15-17.
14. Barroso, L. A. & Conejo, A. J., 2006. *Decision making under uncertainty in electricity markets*. s.l., Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE.

15. Baumol, W. J., 1977. On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry. *The American Economic Review*, 67(5), pp. 809-822.
16. Baur, D. G. & McDermott, T. K., 2010. Is gold a safe haven? International evidence. *Journal of Banking & Finance*, 34(8), pp. 1886-1898.
17. Bauwens, L., Hafner, C. M. & Pierret, D., 2013. Multivariate volatility modeling of electricity futures. *Journal of Applied Econometrics*, 28(5), pp. 743-761.
18. Beesley, M. E. & Littlechild, C. S., 1989. The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. *Journal of Economics*, 20(3), pp. 454-472.
19. Benth, F. E., Benth, J. S. & Koekebakker, S., 2008. *Stochastic modelling of electricity and related markets*. 11 ed. Singapore: World Scientific.
20. Benth, F. E. & Koekebakker, S., 2008. Stochastic modeling of financial electricity contracts. *Energy Economics*, 30(3), pp. 1116-1157.
21. Bertrand, C., 2014. *How the European day-ahead electricity market works*, s.l.: s.n.
22. Biagini, F., Bregman, J. & Meyer-Brandis, T., 2015. Electricity Futures Price Modeling With Lévy Term Structure Models. *International Journal of Theoretical and Applied Finance*, 18(1), pp. 1550003-21.
23. Bichpuriya, Y. & Soman, S. A., 2010. *Electric power exchanges: A review*. Hyderabad, 16th National Power Systems Conference.
24. Bierbrauer, M., Menn, S., Rachev, S. & Truck, S., 2007. Spot and Derivative Pricing in the EEC Power Market. *Journal of Banking & Finance*, Volume 31, pp. 3462-3485.
25. Birge, J. R. & Louveaux, F., 2011. *Introduction to stochastic programming*. 2 ed. New York: Springer Science & Business Media.
26. Biskas, P. N., Chatzigiannis, D. I. & Bakirtzis, A. G., 2013. Market coupling feasibility between a power pool and a power exchange. *Electric Power Systems Research*, Volume 104, pp. 116-128.
27. Bjerstaf, O. & Södergren, J., 2012. On the Topic of Energy Risk Management. *Financial Risk*, Volume MSA400, pp. 1-7.
28. Black, D. G., 1986. *Success and failure of futures contracts: theory and empirical evidence*, New York: Salomon Brothers Center for the Study of Financial Institutions.
29. Bodie, Z., Kane, A. & Marcus, A. J., 2012. *Essentials of Investments*. 9 ed. s.l.: McGraw-Hill.
30. Boisseleau, F., 2004. *The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: market design and market regulation*. Paris: Delft University Press.
31. Borenstein, S., Bushnell, J. & Stoft, S., 1997. The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. *National Bureau of Economic Research*.

32. Borovkova, S. & Geman, H., 2006. Analysis and modelling of electricity futures prices. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, 10(3), pp. 1-14.
33. Botterud, A., Bhattacharyya, A. K. & Ilic, M., 2002. *Futures and spot prices—an analysis of the Scandinavian electricity market*. s.l., Proceedings of North American Power Symposium.
34. Bower, J. & Bunn, D. W., 2000. Model-based comparisons of pool and bilateral markets for electricity. *The energy journal*, 21(3), pp. 1-29.
35. Brennan, T. J. et al., 2014. *A shock to the system: Restructuring America's electricity industry*.. Washington: Routledge.
36. Bunn, D. W., 2004. *Modelling prices in competitive electricity markets*. Chichester: Wiley.
37. Burger, M., Klar, B., Muller, A. & Schindlmayr, G., 2004. A spot market model for pricing derivatives in electricity markets. *Quantitative finance*, 4(1), pp. 109-122.
38. Cartea, A. & Figueroa, M. G., 2005. Pricing in electricity markets: a mean reverting jump diffusion model with seasonality. *Applied Mathematical Finance*, 12(4), pp. 313-335.
39. Cartea, A. & Villaplana, P., 2008. Spot price modeling and the valuation of electricity forward contracts: The role of demand and capacity. *Journal of Banking & Finance*, 32(1), pp. 2502-2519.
40. Chan, K. F. & Gray, P., 2006. Using extreme value theory to measure value-at-risk for daily electricity spot prices. *International Journal of forecasting*, 22(2), pp. 283-300.
41. Chao, H. P. & Huntington, H. G., 2013. *Designing competitive electricity markets*. 13 ed. s.l.:Springer Science & Business Media.
42. Chick, M., 2007. *Electricity and energy policy in Britain, France and the United States since 1945*. s.l.:Edward Elgar Publishing.
43. Chui, M., 2010. *Derivatives markets, products and participants: an overview*, Zhengzhou: China and the Irving Fisher Committee.
44. Clements, A. E., Hurn, A. S. & Li, Z., 2016. Strategic bidding and rebidding in electricity markets. *Energy Economics*, Volume 59, pp. 24-36.
45. Clewlow, L. & Strickland, C., 2000. *Energy derivatives: pricing and risk management*. London: Lacima Publications.
46. Conejo, A. J. et al., 2008. Optimal involvement in futures markets of a power producer. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), pp. 703-711.
47. Contreras, J., Conejo, A. J., De la Torre, S. & Munoz, M. G., 2002. Power engineering lab: Electricity market simulator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), pp. 223-228.
48. Ćuk, V., 2014. *Procedure za trgovinu električnom energijom i upravljanje rizikom*. Novi Sad: NIS a.d. Novi Sad.

49. Dagoumas, A. S., Koltsaklis, N. E. & Panapakidis, I. P., 2017. An integrated model for risk management in electricity trade. *Energy*, Volume 124, pp. 350-363.
50. Dahlgren, R., Liu, C. C. & Lawarree, J., 2003. Risk assessment in energy trading. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), pp. 503-511.
51. De Jonghe, C., Meeus, L. & Belmans, R., 2008. *Power exchange price volatility analysis after one year of trilateral market coupling*. s.l., IEEE, pp. 1-6.
52. Deng, S., 2000. *Stochastic models of energy commodity prices and their applications: Mean-reversion with jumps and spikes*. s.l.: Berkeley: University of California Energy Institute.
53. Deng, S. J., Johnson, B. & Sogomonian, A., 2001. Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets. *Decision Support Systems*, 30(3), pp. 383-392.
54. Deng, S. J. & Oren, S. S., 2006. Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6-7), pp. 940-953.
55. Dennis, K., 2006. The compatibility of economic theory and proactive energy efficiency policy. *The Electricity Journal*, 19(7), pp. 58-73.
56. Denton, M., Palmer, A., Masiello, R. & Skantze, P., 2003. Managing market risk in energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), pp. 494-502.
57. Dorris, G. & Dunn, A., 2001. Earnings at risk: Better for asset owners. *Global Energy Business*, Volume 6, pp. 8-11.
58. Duffie, D. & Gray, S., 1998. *Volatility in energy prices. Manage energy price risk..* 2 ed. London: Risk Publications.
59. Eberhard, A. & Mtepa, M., 2003. Rationale for restructuring and regulation of a 'low priced' public utility: a case study of Eskom in South Africa. *International Journal of Regulation and Governance*, 3(2), pp. 77-102.
60. EC, 2017. *Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Recent progress with building the internal electricity market*. [Online] Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/communication_on_infrastructure_17.pdf [Accessed November 2018].
61. Errera, S. & Brown, S. L., 2002. *Fundamentals of trading energy futures & options*. Tulsa: PennWell Books.
62. Ethier, R. & Mount, T., 1998. *Estimating the volatility of spot prices in restructured electricity markets and the implications for option values*, Ithaca New York: Cornell University.

63. EUROPEX, 2018. *European Power Exchanges EUROPEX*. [Online]
Available at: <https://www.europex.org/position-papers/capacity-allocation-in-article-14/>
[Accessed November 2018].
64. Fama, E. F. & French, K. R., 2016. *Commodity futures prices: Some evidence on forecast power, premiums, and the theory of storage*, s.l.: The World Scientific Handbook Of Futures Markets.
65. Fianu, S. E., 2013. *Risk management for Energy Markets*. Verona: University of Verona.
66. Filbeck, G. & Smaby, T., 2003a. *Financial Risk Manager: Book 1 - Quantitative Analysis/Legal, Accounting and Ethics*. s.l.:Schweser Study Program, A Kaplan Professional Company.
67. Filbeck, G. & Smaby, T., 2003b. *Financial Risk Manager; Book 2 - Market Risk Measurement and Management*. s.l.:Schweser Study Program, A Kaplan Professional Company.
68. Filbeck, G. & Smaby, T., 2003c. *Financial Risk Manager: Book 3 - Credit Risk Measurement and Management*. s.l.:Schweser Study Program, A Kaplan Professional Company.
69. Filbeck, G. & Smaby, T., 2003d. *Financial Risk Manager; Book 4 - Operational and Integrated Risk Management*. s.l.:Schweser Study Program, A Kaplan Professional Company.
70. Flaszka, R., Rippel, M. & Solc, J., 2011. Modeling long-term electricity contracts at EEX. *Economics, Management and Financial Markets*, 6(1), pp. 839-903.
71. Fleten, S. E. & Lemming, J., 2003. Constructing forward price curves in electricity markets. *Energy Economics*, 25(5), pp. 409-424.
72. Forrester, J. W., 1980. Information sources for modeling the national economy. *Journal of the American Statistical Association*, 75(371), pp. 555-566.
73. Foucault, T., Kadan, O. & Kandel, E., 2005. Limit order book as a market for liquidity. *The review of financial studies*, 18(4), pp. 1171-1217.
74. Frestad, D., 2012. Liquidity and dirty hedging in the Nordic electricity market. *Energy economics*, 34(5), pp. 1341-1355.
75. Friedman, D., 1993. *The double auction market: Institutions, theories, and evidence*. New York: Routledge.
76. Friedman, L. S., 2009. The California electricity crisis: the long and the short of it. *International Journal of Public Policy*, 4(1/2), pp. 4-31.
77. Fusaro, P., 2007. *The professional risk managers guide to the energy market*. s.l.:McGraw-Hill Professional.
78. Gant, T., 2001. *Electricite de France History*, s.l.: International Directory of Company Histories, Farmington Hills.

79. Gedra, T., 1994. Optional forward contracts for electric power markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4), pp. 1766-1773.
80. Geman, H., 2009. *Commodities and commodity derivatives: modeling and pricing for agriculturals, metals and energy*. s.l.: John Wiley & Sons.
81. Giesbertz, P. et al., 2004. *Development of Liquidity of the Dutch Electricity Market 2003 - 2004*. [Online]
Available at:
https://www.acm.nl/sites/default/files/old_download/documenten/nma/English_version_Liquidity_study_2004_Final_version_2.pdf
[Accessed October 2018].
82. Gilbert, R., Neuhoff, K. & Newbery, D., 2004. Allocating transmission to mitigate market power in electricity networks. *The RAND Journal of Economics*, 35(4), pp. 691-709.
83. Giot, P., Laurent, S. & Petitjean, M., 2010. Trading activity, realized volatility and jumps. *Journal of Empirical Finance*, 17(1), pp. 168-175.
84. Gjerde, O., 2002. *The deregulated Nordic electricity market-10 years of experience*. s.l., Transmission and Distribution Conference and Exhibition.
85. Grand, E. & Veyrenc, T., 2011. L'Europe de l'électricité et du gaz: acteurs, marchés, régulations. *Economica*.
86. Green, R., 2004. *Electricity transmission pricing : how much does it cost to get it wrong?*, s.l.: MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.
87. Green, R. J., Lorenzoni, A., Perez, Y. & Pollitt, M. G., 2009. *Benchmarking electricity liberalisation in Europe*, s.l.: UK Edward Elgar.
88. Guth, L. & Sepetys, K., 2001. Cash flow at risk for non financial companies. *Global Energy Business*, Volume 6, pp. 12-14.
89. Gutiérrez-Peña, E. & Mendoza, M., 2013. Discussion of 'Multivariate Dynamic Regression: Modeling and Forecasting for Intraday Electricity Load'. *Applied Stochastic Models in Business and Industry*, 29(6), pp. 599-601.
90. Gvozdenac, D. D., Kljajić, M. & Gvozdenac-Urošević, B. D., 2014. Serbian energy efficiency problems. *Thermal Science*, 18(3), pp. 683-694.
91. Haas, R. & Auer, H., 2006. The prerequisites for effective competition in restructured wholesale electricity markets. *Energy*, 31(6), pp. 857-864.
92. Haas, R., Glachant, J. M., Keseric, N. & Perez, Y., 2006. Competition in the continental European electricity market: despair or work in progress?. *Electricity market reform: An international perspective*, pp. 265-315.

93. Haigh, M. S., Hranaiova, J. & Overdahl, J. A., 2007. Hedge funds, volatility, and liquidity provision in energy futures markets. *The Journal of Alternative Investments*, 9(4), pp. 10-38.
94. Haldrup, N. & Nielsen, M., 2006. Directional congestion and regime switching in a long memory model for electricity prices. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, 10(3), p. Article 1.
95. Hancher, L., 1997. Slow and not so sure: Europe's long march to electricity market liberalization. *The Electricity Journal*, 10(9), pp. 92-101.
96. Handa, P. & Schwartz, R. A., 1996. Limit order trading. *The Journal of Finance*, 51(5), pp. 1835-1861.
97. Haring, T., Mountouri, D. & Andersson, G., 2012. *Ensuring energy-market liquidity through adequate imbalance settlement*. Zurich, 47th International Universities Power Engineering Conference .
98. Harris, C., 2006. Liberalisation, deregulation and regulation in. *Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics*, pp. 121-140.
99. Haugom, E., Westgaard, S., Solibakke, P. B. & Lien, G., 2011. Realized volatility and the influence of market measures on predictability: Analysis of Nord Pool forward electricity data. *Energy Economics*, 33(6), pp. 1206-1215.
100. Hegemann, S. & Weber, C., 2013. *An empirical analysis of liquidity and its determinants in the German intraday market for electricity*, s.l.: Universitat Deuisisbebnurg.
101. Hirst, E., 2001. *The California electricity crisis: lessons for other states*. s.l.:Edison Electric Institute.
102. Hogan, W., 1999. Market-based transmission investments and competitive electricity markets. *Electric choices: deregulation and the future of electric power*, pp. 135-162.
103. Hogan, W., 2001. *Power Market Restructuring: Reforms of Reforms*. Rutgers, 20th Annual Conference Center for Researchin Regulated Industries.
104. Holt, B. R. & Irwin, S. H., 2000. *The effects of futures trading by large hedge funds and CTAs on market volatility*. s.l., Applied Commodity Price Analysis, Forecasting, and Market Risk Management Conference.
105. Huisman, R. & Mahieu, R., 2003. Regime jumps in electricity prices. *Energy economics*, 25(5), pp. 425-434.
106. Hull, J. C., 2003. *Options futures and other derivatives*. s.l.:Pearson Education India.
107. Hunt, S., 2002. *Making competition work in electricity*. s.l.:John Wiley & Sons.
108. Hunt, S. & Shuttleworth, G., 1996. *Competition and choice in electricity*. 2 ed. Chichester: John Wiley & Sons.

109. Ignatieva, K., 2014. A nonparametric model for spot price dynamics and pricing of futures contracts in electricity markets. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, 18(5), pp. 483-505.
110. Jamasb, T. & Pollitt, M., 2005. Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration. *The Energy Journal*, Volume 26, pp. 11-41.
111. James, T., 2012. *Energy markets: price risk management and trading*. s.l.:John Wiley & Sons.
112. Jiang, G., Wang, S. & Dong, H., 2011. *A survey of limit order book modeling in continuous auction market*. s.l., Intelligent Systems and Applications (ISA), 2011 3rd International Workshop.
113. Jorion, P., 1997. *Value at risk*. New York: McGraw-Hill.
114. Joskow, P., 2001. California's electricity market meltdown. *Economies et societates*, 35(1/2), pp. 281-296.
115. Joskow, P. & Kahn, E., 2001. A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Volume 1, pp. 392-394.
116. Joskow, P. L., 2006. Introduction to electricity sector liberalization: lessons learned from cross-country studies. *Electricity market reform: an international perspective*, Volume 1, pp. 1-32.
117. Joskow, P. L., 2008. *Lessons learned from the electricity market liberalization*. s.l.:Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research.
118. Joskow, P. L. & Tirole, J., 2000. Transmission rights and market power on electric power networks. *The Rand Journal of Economics*, 31(3), pp. 450-487.
119. Joskow, P. & Tirole, J., 2007. Reliability and competitive electricity markets. *The Rand Journal of Economics*, 38(1), pp. 60-84.
120. Kahn, A. E., Cramton, P. C., Porter, R. H. & Tabors, R. D., 2001. Uniform pricing or pay-as-bid pricing: a dilemma for California and beyond. *The Electricity Journal*, 14(6), pp. 70-79.
121. Kahn, E., 1996. The electricity industry in Spain. *The Electricity Journal*, 9(2), pp. 46-55.
122. Kaminski, V., 1999. *Managing Energy Price Risk*. London: Risk Books.

123. Karandikar, R. G., Khaparde, S. A. & Kulkarni, S. V., 2010. Strategic evaluation of bilateral contract for electricity retailer in restructured power market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(5), pp. 457-463.
124. Kempf, A., Mayston, D. & Yadav, P. K., 2009. *Resiliency in limit order book markets: A dynamic view of liquidity*, s.l.: AFA 2009 San Francisco Meetings Paper.
125. Kian, A. R., Cruz, J. B. & Thomas, R. J., 2005. Bidding strategies in oligopolistic dynamic electricity double-sided auctions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1), pp. 50-58.
126. Kiesel, R., Schindlmayr, G. & Börger, R. H., 2009. A two-factor model for the electricity forward market. *Quantitative Finance*, 9(3), pp. 279-287.
127. Kirschen, D. S., 2001. Market power in the Electricity Pool of England and Wales. *Power Engineering Society Winter Meeting IEEE*, Volume 1, pp. 36-40.
128. Kirschen, D. S. & Strbac, G., 2018. *undamentals of power system economics*. s.l.:John Wiley & Sons.
129. Klemperer, P., 1999. Auction theory: A guide to the literature. *Journal of economic surveys*, 13(3), pp. 227-286.
130. Koopman, S. J., Ooms, M. & Carnero, A. M., 2007. Periodic Seasonal Reg-ARFIMA-GARCH Models for Daily Electricity Spot Prices. *Journal of the American Statistical Association*, 102(477), pp. 16-27.
131. Kraus, M. & Turgoose, M., 1999. Entwicklungen bei wettbewerblichen Strommärkten. Reformbedarf in England/Wales und Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49(1/2), pp. 64-68.
132. Kyle, A. S., 1985. Continuous auctions and insider trading. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, Volume 53, pp. 1315-1335.
133. Laffont, J. J. & Tirole, J., 1993. *A theory of incentives in procurement and regulation*. s.l.:MIT press.
134. Lange, A. J., Schavemaker, P. H. & Van der Sluis, L., 2002. *Electricity prices: Stochastic or deterministic*, The Netherlands: ADL Consultancy.
135. Lemming, J., 2004. *Price modelling for profit at risk management. Modelling Prices in Competitive Electricity Markets*. s.l.:John Wiley and Sons.
136. Li, T. & Shahidehpour, M., 2007. Risk-constrained generation asset arbitrage in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3), pp. 1330-1339.
137. Liu, W., 2006. A liquidity-augmented capital asset pricing model. *Journal of financial Economics*, 82(3), pp. 631-671.

138. Li, Y. & Flynn, P. C., 2004a. Deregulated power prices: comparison of volatility. *Energy Policy*, 31(14), pp. 1591-1601.
139. Li, Y. & Flynn, P. C., 2004b. Deregulated power prices: comparison of diurnal patterns. *Energy Policy*, 32(5), pp. 657-672.
140. Longstaff, F. A. & Wang, A. W., 2004. Electricity forward prices: a high-frequency empirical analysis. *The Journal of Finance*, 59(4), pp. 1877-1900.
141. Lopez, J., 2001. Marginal cost pricing in electricity. *The utilities Journal*.
142. Lucia, J. J. & Schwartz, E. S., 2002. Electricity prices and power derivatives: Evidence from the nordic power exchange. *Review of derivatives research*, 5(1), pp. 5-50.
143. Lund, P. D., 2007. The link between political decision-making and energy options: assessing future role of renewable energy and energy efficiency in Finland. *Energy*, 32(12), pp. 2271-2281.
144. Lybek, M. T. & Sarr, M. A., 2002. *Measuring liquidity in financial markets*, s.l.: International Monetary Fund.
145. Madlener, R. & Kaufmann, M., 2002. *Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence*, s.l.: OSCOGEN (Optimisation of Cogeneration Systems in a Competitive Market Environment)-Project Deliverable.
146. Makkonen, M., Pätäri, S., Jantunen, A. & Viljainen, S., 2012. Competition in the European electricity markets—outcomes of a Delphi study. *Energy policy*, Volume 44, pp. 431-440.
147. Mandelbrot, B., 1967. The variation of some other speculative prices. *The Journal of Business*, 40(4), pp. 393-413.
148. Mansur, E. T., 2007. Upstream competition and vertical integration in electricity markets. *The Journal of Law and Economics*, 50(1), pp. 125-156.
149. Mansur, E. T. & White, M., 2012. *Market organization and efficiency in electricity markets*, s.l.: Economics, Dartmouth College and NBER.
150. Meeus, L., 2006. *Power exchange auction trading platform design*, s.l.: KU Leuven.
151. Meeus, L., Purchala, K. & Belmans, R., 2004. *Implementation aspects of Power Exchanges*. Paris, CIGRE, C5-106.
152. Meeus, L., Purchala, K. & Belmans, R., 2005. Developemnt of the Internal Electricity Market in Europe. *The Electricity Journal*, 18(6), pp. 25-35.
153. Meeus, L., Verhaegen, K. & Belmans, R., 2005. *Pricing in electric energy auctions with block orders*, Leuven: Leuven Energy Institute.

154. Meloun, M. & Militky, J., 2011. *Statistical data analysis: A practical guide*. s.l.:Woodhead Publishing.
155. Mill, J. S., 1871. *Principles of Political Economy*. 7 ed. s.l.:s.n.
156. Minkel, J. R., 2008. The 2003 Northeast Blackout--Five Years Later. *Scientific American*, Volume 13.
157. Morales, J. M., Pineda, S., Conejo, A. J. & Carrion, M., 2009. Scenario reduction for futures market trading in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), pp. 878-888.
158. Mork, E., 2001. Emergence of financial markets for electricity: a European perspective. *Energy policy*, 29(1), pp. 7-15.
159. Morvaj, Z. & Bukarica, V., 2010. *Immediate challenge of combating climate change: effective implementation of energy efficiency policies*. Montreal, 21st World Energy Congress proceedings, Montreal.
160. Morvaj, Z. & Gvozdenac, D., 2008. *Applied industrial energy and environmental management*. 2 ed. UK: John Wiley & Sons.
161. Moser, J., 1991. Futures margin and excess volatility. *Chicago Fed Letter*.
162. Munhoz, F. C. & Correia, P. B., 2008. Bidding design for price-taker sellers in bilateral electricity contract auctions. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(8), pp. 491-495.
163. Murray, B., 1998. *Electricity markets. Investment, performance and analysis*. s.l.:Wiley Edition.
164. Napoli, J., 1992. Derivative markets and competitiveness. *Economic Perspectives*, pp. 13-24.
165. Newberry, D. M., 2002. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. 2 ed. s.l.:MIT press.
166. Nicolaisen, J., Petrov, V. & Tesfatsion, L., 2001. Market power and efficiency in a computational electricity market with discriminatory double-auction pricing. *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, 5(5), pp. 504-523.
167. Nystedt, J., 2004. *Derivative market competition: OTC markets versus organized derivative exchanges*, s.l.: IMF working paper WP/04/61.
168. Oksanen, M., Karjalainen, R., Viljainen, S. & Kuleshov, D., 2009. *Electricity markets in Russia, the US, and Europe*. s.l., 6th International Conference on the European.
169. Oren, S. S., 1997. Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation. *The Energy Journal*, Volume 18, pp. 63-68.

170. Outhred, H., 2006. *Managing Availability, Quality and Security in a Restructured Electricity Industry with Reference to the Australian National Electricity Market*. s.l., Proceedings of the 39th Annual Hawaii International Conference.
171. Panapakidis, I. P. & Dagoumas, A. S., 2016. Day-ahead electricity price forecasting via the application of artificial neural network based models. *Applied Energy*, Volume 172, pp. 132-151.
172. Pepermans, G. et al., 2005. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), pp. 787-798.
173. Pham, T., 2015. *Market power in power markets in Europe: The Cases in French and German wholesale electricity markets*, Paris: Université Paris Dauphine-Paris IX.
174. Pilipovic, D., 1997. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. New York: McGraw-Hill.
175. Pilipovic, D., 2007. *Energy Risk, Valuing and Managing Energy Derivatives*. 2 ed. New York: McGraw-Hill.
176. Pindyck, R. S. & Rubinfeld, D. L., 2002. *Microeconomics*, Delhi: Pearson Education Asia.
177. Pirrong, C. & Jermakyan, M., 2008. The price of power: The valuation of power and weather derivatives. *Journal of Banking & Finance*, 32(12), pp. 2520-2529.
178. Povh, M. & Fleten, S. E., 2009. Modeling long-term electricity forward prices. *IEEE Transactions on power systems*, 24(4), pp. 1649-1656.
179. Prabavathi, M. & Gnanadass, R., 2015. Energy bidding strategies for restructured electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 64, pp. 956-966.
180. Quirnbach, H. & Acton, J. P., 1987. *Structural Reform in Electric Power*. Santa Monica: Rand Corporation.
181. Rahimi, A. F. & Sheffrin, A. Y., 2003. Effective market monitoring in deregulated electricity markets. *IEEE Transactions on Power systems*, 18(2), pp. 486-493.
182. Rasool, I., Crump, J. & Munerati, V., 2009. *Liquidity in the GB wholesale energy markets*. [Online]
Available at: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40515/liquidity-gb-wholesale-energy-markets.pdf>
[Accessed 11 October 2018].
183. Redl, C., 2007. *Modeling Electricity Futures*. Dresden, Young Energy Engineers and Economists Seminar.

184. Risch, M., Brandic, I. & Altmann, J., 2010. *Using SLA mapping to increase market liquidity*, Berlin: Service-Oriented Computing. ICSSOC/ServiceWave 2009 Workshops.
185. Rodriguez, C. P. & Anders, G. J., 2004. Bidding strategy design for different types of electric power market participants. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), pp. 964-971.
186. Ruiu, D. & Swales, M., 1998. Quantify and mitigate power-purchase risks. *IEEE Computer Applications in Power*, 11(3), pp. 54-59.
187. Salies, E. & Price, C. W., 2004. Charges, costs and market power: the deregulated UK electricity retail market. *The Energy Journal*, 25(3), pp. 19-35.
188. Samuelson, P. A. & Nordhaus, W. D., 2004. *Economics*. 18 ed. London: McGraw-Hill.
189. Sapio, S., 2012. Modeling the distribution of day-ahead electricity returns: a comparison. *Quantitative Finance*, 12(12), pp. 1935-1949.
190. Sarica, K., Kumbaroğlu, G. & Or, I., 2012. Modeling and analysis of a decentralized electricity market: An integrated simulation/optimization approach. *Energy*, 44(1), pp. 830-852.
191. Scherer, F. N. & Ross, D., 1990. *Industrial market structure and market performance*. Boston: Houghton Mifflin Company.
192. Schulte-Beckhausen, S., 2001. *Energy trading in the EU: the commodization of electricity and the emergence of energy exchanges*, s.l.: Damien Gerardin.
193. Schwartz, E. S., 1997. The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging. *The Journal of Finance*, Volume 52, pp. 923-973.
194. Sensfuß, F., Ragwitz, M. & Genoese, M., 2008. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy policy*, 36(8), pp. 3086-3094.
195. Sen, S., Yu, L. & Genc, T., 2006. A stochastic programming approach to power portfolio optimization. *Operations Research*, 54(1), pp. 55-72.
196. Shahidehpour, M. & Alomoush, M., 2001. *Restructured electrical power systems: Operation: Trading, and volatility*. s.l.:CRC Press.
197. Shahidehpour, M., Yamin, H. & Li, Z., 2003. *Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management*. New York: John Wiley & Sons.
198. Sharpe, W., 1970. *Portfolio Theory and Capital Markets*. New York: McGraw-Hill.
199. Sheblé, G. B., 2012. *Computational auction mechanisms for restructured power industry operation*. s.l.:Springer Science & Business Media.
200. Sheble, G. B. & Fahd, G. N., 1994. Unit commitment literature synopsis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), pp. 128-135.

201. Sheffrin, A., 2002. Empirical evidence of strategic bidding in the California ISO real-time market. *Electricity pricing in transition*, pp. 267-281.
202. Shukla, U. K. & Thampy, A., 2011. Analysis of competition and market power in the wholesale electricity market in India. *Energy Policy*, 39(5), pp. 2699-2710.
203. Shuttleworth, G. & McKenzie, I., 2002. *A Comparative Study of the Electricity Markets in UK, Spain and Nord Pool*, Rome: NERA for Confindustria.
204. Sioshansi, F. P., 2002. The emergence of trading and risk management in liberalized electricity markets. *Energy Policy*, 30(6), pp. 449-459.
205. Skytte, K., 1999. The regulating power market on the Nordic power exchange Nord Pool: an econometric analysis. *Energy Economics*, 21(4), pp. 295-308.
206. Smith, A., 1776. *The Wealth of Nations*. s.l.:s.n.
207. Srivastava, A. K. et al., 2011. Electricity markets: an overview and comparative study. *International Journal of Energy Sector Management*, 5(2), pp. 169-200.
208. Stoft, S., 2002. Power system economics. *Journal of Energy Literature*, Volume 8, pp. 94-99.
209. Sweeting, A., 2000. *The wholesale market for electricity in England and Wales: recent developments and future reforms*, s.l.: MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.
210. Taylor, J. W., 2008. An evaluation of methods for very short-term load forecasting using minute-by-minute British data. *International Journal of Forecasting*, 24(4), pp. 645-658.
211. Tong, J., 2004. *Overview of PJM energy market design, operation and experience*. USA, Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings of the 2004 IEEE International Conference.
212. Torriti, J., 2014. Privatisation and cross-border electricity trade: From internal market to European Supergrid?. *Energy*, Volume 77, pp. 635-640.
213. Tseng, C. L. & Barz, G., 2002. Short-term generation asset valuation: a real options approach. *Operations Research*, 50(2), pp. 297-310.
214. Tully, E. & Lucey, B. M., 2007. A power GARCH examination of the gold market. *Research in International Business and Finance*, 21(2), pp. 316-325.
215. Vandezande, L. et al., 2010. Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy*, 38(7), pp. 3146-3154.
216. Varian, H. R., 1992. *Microeconomic Analysis*. 3 ed. s.l.:W. W. Norton & Company.

217. Vázquez, C., Rivier, M. & Pérez-Arriaga, I. J., 2000. *On the use of pay-as-bid auctions in California, some criticisms and an alternative proposal*, s.l.: Instituto de Investigación Tecnológica.
218. Von Hirschhausen, C., Weigt, H. & Zachmann, G., 2007. Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. *Annals of Public and Cooperative Economics*, 55(4), pp. 413-431.
219. Wagner, A., 2014. Residual demand modeling and application to electricity pricing. *The Energy Journal*, 35(2), pp. 45-73.
220. Weber, C., 2010. Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy Policy*, 38(7), pp. 3155-3163.
221. Weedy, B. M., 1998. *Electric Power Systems*. 4 ed. s.l.:Wiley & Sons.
222. Weiss, J., 1997. *Market power issues in the restructuring of the electricity industry: an experimental investigation*. Boston: Harvard Business School.
223. Wen, F. & David, A. K., 2001. Optimal bidding strategies for competitive generators and large consumers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 23(1), pp. 37-43.
224. Weron, R., 2007. *Modeling and forecasting electricity loads and prices: A statistical approach*. s.l.:John Wiley & Sons.
225. Wolak, F. A., 1997. *Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison*, s.l.: University of California Energy Institut.
226. Wolak, F. A., 2000. An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behavior in a competitive electricity market. *International Economic Journal*, 14(2), pp. 1-39.
227. Wolfram, C. D., 1998. Strategic Bidding in a Multiunit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales. *Journal of Economics*, Volume 29, pp. 703-725.
228. Woo, C. K., Lloyd, D. & Tishler, A., 2003. Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California. *Energy*, 31(11), pp. 1103-1115.
229. Wu, Y. K., 2005. *Comparison of pricing schemes of several deregulated electricity markets in the world*. Dalian, China, Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES, pp. 1-6.
230. Zachmann, G., 2008. Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence?. *Energy Economics*, 30(4), pp. 1659-1671.
231. Zareipour, H., Bhattacharya, K. & Canizares, C. A., 2007. Electricity market price volatility: The case of Ontario. *Energy Policy*, 35(9), pp. 4739-4748.

232. Zhou, S. et al., 2003. *Comparison of market designs: market oversight division report*.
, Texas: Public Utility Commission.

7. Prilozi

	<i>HUPX</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean		0,096285	0,091994	0,091763	0,092712	0,092925
Standard Error		0,001205	0,001123	0,001022	0,000962	0,000878
Median		0,088768	0,081711	0,083539	0,085763	0,088295
Mode		#N/A	0,076691	0,073261	0,136276	#N/A
Standard Deviation		0,045246	0,042172	0,038407	0,03614	0,032983
Sample Variance		0,002047	0,001778	0,001475	0,001306	0,001088
Kurtosis		39,84553	24,02666	25,52713	16,67923	4,959933
Skewness		4,583856	2,821994	2,862096	2,234922	1,303135
Range		0,649662	0,626588	0,5861	0,507555	0,349189
Minimum		0,029397	0,030483	0,029296	0,025734	0,028795
Maximum		0,679059	0,657071	0,615396	0,53329	0,377984
Sum		135,8576	129,8042	129,477	130,8165	131,1165
Count		1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)		0,679059	0,657071	0,615396	0,53329	0,377984
Smallest(1)		0,029397	0,030483	0,029296	0,025734	0,028795
Confidence Level(95,0%)		0,002363	0,002202	0,002006	0,001887	0,001722

Tabela P1. Pokazatelji deskriptivne statistike za HUPX

<i>BSP</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,103073	0,098142	0,098277	0,099215	0,099537
Standard Error	0,002187	0,001446	0,001371	0,001318	0,001283
Median	0,089018	0,084555	0,085521	0,089136	0,089875
Mode	#N/A	0,065253	0,086185	0,076302	0,070987
Standard Deviation	0,082151	0,054298	0,051515	0,049515	0,048181
Sample Variance	0,006749	0,002948	0,002654	0,002452	0,002321
Kurtosis	124,5056	8,92533	7,852748	8,144038	6,177706
Skewness	1,325848	2,378832	2,213338	2,134185	1,922373
Range	2,609886	0,488715	0,454854	0,452532	0,393548
Minimum	-1,33657	0,021712	0,025466	0,023112	0,024222
Maximum	1,273317	0,510428	0,480319	0,475644	0,417769
Sum	145,4365	138,4789	138,6681	139,992	140,4466
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	1,273317	0,510428	0,480319	0,475644	0,417769
Smallest(1)	-1,33657	0,021712	0,025466	0,023112	0,024222
Confidence Level(95,0%)	0,00429	0,002836	0,00269	0,002586	0,002516

Tabela P2. Pokazatelji deskriptivne statistike za BSP

<i>Cropex</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,100959	0,098758	0,098731	0,099552	0,100052
Standard Error	0,00296	0,001377	0,001269	0,001208	0,001168
Median	0,09225	0,085348	0,088309	0,091293	0,092048
Mode	#N/A	0,097124	0,060659	0,093172	0,084747
Standard Deviation	0,111192	0,051713	0,047685	0,045394	0,043887
Sample Variance	0,012364	0,002674	0,002274	0,002061	0,001926
Kurtosis	709,1792	10,80471	10,16053	7,946222	4,696767
Skewness	-21,0747	2,434994	2,300257	1,985046	1,638263
Range	4,622337	0,545828	0,497511	0,430821	0,337308
Minimum	-3,40376	0,029691	0,028571	0,025264	0,028319
Maximum	1,218579	0,575518	0,526082	0,456085	0,365627
Sum	142,4525	139,3473	139,3095	140,4678	141,173
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	1,218579	0,575518	0,526082	0,456085	0,365627
Smallest(1)	-3,40376	0,029691	0,028571	0,025264	0,028319
Confidence Level(95,0%)	0,005807	0,002701	0,00249	0,002371	0,002292

Tabela P3. Pokazatelji deskriptivne statistike za Cropex

<i>EEX</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,089609	0,090644	0,09129	0,092137	0,093136
Standard Error	0,020293	0,001119	0,001127	0,001102	0,001168
Median	0,078754	0,08109	0,082152	0,08395	0,084302
Mode	#N/A	0,081909	0,102133	0,084975	#N/A
Standard Deviation	0,762261	0,042018	0,042317	0,04139	0,043889
Sample Variance	0,581043	0,001766	0,001791	0,001713	0,001926
Kurtosis	733,6927	6,50536	10,11207	14,77276	17,1124
Skewness	-17,1419	2,029975	2,444317	2,722341	2,884793
Range	37,26294	0,322765	0,400498	0,484022	0,536459
Minimum	-23,5937	0,030269	0,028578	0,024215	0,022488
Maximum	13,66928	0,353034	0,429076	0,508238	0,558948
Sum	126,4389	127,8991	128,8108	130,0053	131,4144
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	13,66928	0,353034	0,429076	0,508238	0,558948
Smallest(1)	-23,5937	0,030269	0,028578	0,024215	0,022488
Confidence Level(95,0%)	0,039807	0,002194	0,00221	0,002161	0,002292

Tabela P4. Pokazatelji deskriptivne statistike za EEX

<i>Phelix</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,065687	0,074555	0,077256	0,078236	0,078496
Standard Error	0,013187	0,000806	0,000904	0,000856	0,000866
Median	0,070171	0,068148	0,069713	0,071345	0,071076
Mode	0,038635	0,055161	0,041667	0,041358	0,08194
Standard Deviation	0,495338	0,030293	0,033939	0,032172	0,032513
Sample Variance	0,24536	0,000918	0,001152	0,001035	0,001057
Kurtosis	1171,809	25,15236	16,5386	10,15073	9,297423
Skewness	-32,6876	3,398849	3,13438	2,44985	2,303123
Range	20,36604	0,392236	0,344915	0,263573	0,285376
Minimum	-17,6813	0,026193	0,032356	0,027859	0,029861
Maximum	2,684713	0,418429	0,377271	0,291432	0,315237
Sum	92,68497	105,1967	109,0081	110,3911	110,7582
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	2,684713	0,418429	0,377271	0,291432	0,315237
Smallest(1)	-17,6813	0,026193	0,032356	0,027859	0,029861
Confidence Level(95,0%)	0,025868	0,001582	0,001772	0,00168	0,001698

Tabela P5. Pokazatelji deskriptivne statistike za Phelix

<i>GME North</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,067646	0,067461	0,067813	0,068384	0,068155
Standard Error	0,000638	0,000862	0,000862	0,000806	0,000754
Median	0,064731	0,060303	0,061666	0,063423	0,064231
Mode	#N/A	0,047801	0,029833	0,031531	#N/A
Standard Deviation	0,023961	0,032385	0,032368	0,030274	0,028304
Sample Variance	0,000574	0,001049	0,001048	0,000916	0,000801
Kurtosis	2,21843	7,849131	8,723632	6,749952	4,417883
Skewness	0,980904	2,115298	2,247219	1,842255	1,452901
Range	0,190593	0,290211	0,280537	0,262347	0,240038
Minimum	0,016031	0,016261	0,015719	0,014548	0,015922
Maximum	0,206625	0,306473	0,296256	0,276895	0,25596
Sum	95,44791	95,18707	95,68411	96,49016	96,16703
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	0,206625	0,306473	0,296256	0,276895	0,25596
Smallest(1)	0,016031	0,016261	0,015719	0,014548	0,015922
Confidence Level(95,0%)	0,001251	0,001691	0,00169	0,001581	0,001478

Tabela P6. Pokazatelji deskriptivne statistike za GME North

<i>GME South</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,075583	0,072492	0,073261	0,073831	0,074284
Standard Error	0,000994	0,000833	0,000867	0,000875	0,000899
Median	0,068449	0,067739	0,06771	0,0684	0,068799
Mode	#N/A	0,057833	0,090946	0,129426	0,127524
Standard Deviation	0,037338	0,031275	0,032585	0,032863	0,033751
Sample Variance	0,001394	0,000978	0,001062	0,00108	0,001139
Kurtosis	7,143284	2,781646	5,218582	5,198307	4,483842
Skewness	1,862011	1,106476	1,445503	1,401563	1,366139
Range	0,379236	0,270493	0,299442	0,332793	0,327991
Minimum	0,013882	0,011623	0,014459	0,015458	0,015143
Maximum	0,393118	0,282116	0,313902	0,348252	0,343134
Sum	106,6478	102,2863	103,3718	104,1758	104,8154
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	0,393118	0,282116	0,313902	0,348252	0,343134
Smallest(1)	0,013882	0,011623	0,014459	0,015458	0,015143
Confidence Level(95,0%)	0,00195	0,001633	0,001702	0,001716	0,001763

Tabela P7. Pokazatelji deskriptivne statistike za GME South

<i>Henex</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,050944	0,049631	0,049748	0,049829	0,049986
Standard Error	0,001121	0,001097	0,001107	0,001082	0,001054
Median	0,037516	0,036741	0,036637	0,037388	0,037728
Mode	#N/A	0,051626	0,045051	0,046037	#N/A
Standard Deviation	0,042103	0,04122	0,041564	0,040645	0,03959
Sample Variance	0,001773	0,001699	0,001728	0,001652	0,001567
Kurtosis	9,785658	9,097661	16,70615	13,26399	10,43207
Skewness	2,62952	2,594917	3,160437	2,868185	2,586519
Range	0,337902	0,378257	0,499094	0,459636	0,411982
Minimum	0,001839	0,001393	0,001838	0,001915	0,00188
Maximum	0,339741	0,37965	0,500932	0,461551	0,413862
Sum	71,8813	70,02874	70,19494	70,30866	70,53016
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	0,339741	0,37965	0,500932	0,461551	0,413862
Smallest(1)	0,001839	0,001393	0,001838	0,001915	0,00188
Confidence Level(95,0%)	0,002199	0,002153	0,002171	0,002123	0,002067

Tabela P8. Pokazatelji deskriptivne statistike za Henex

<i>Seepex</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,081642	0,077481	0,07703	0,078377	0,079233
Standard Error	0,001083	0,000869	0,000758	0,000744	0,000746
Median	0,074259	0,07074	0,070864	0,07259	0,074244
Mode	#N/A	0,054287	0,051581	0,062353	#N/A
Standard Deviation	0,040691	0,032661	0,028475	0,02794	0,028032
Sample Variance	0,001656	0,001067	0,000811	0,000781	0,000786
Kurtosis	131,2113	11,08579	12,86374	6,892579	3,414884
Skewness	7,916061	2,063016	2,180862	1,556485	1,325048
Range	0,880574	0,400473	0,36653	0,318163	0,211103
Minimum	0,029627	0,029522	0,03015	0,027644	0,030194
Maximum	0,910201	0,429995	0,39668	0,345807	0,241297
Sum	115,1964	109,3261	108,6893	110,5893	111,7981
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	0,910201	0,429995	0,39668	0,345807	0,241297
Smallest(1)	0,029627	0,029522	0,03015	0,027644	0,030194
Confidence Level(95,0%)	0,002125	0,001706	0,001487	0,001459	0,001464

Tabela P9. Pokazatelji deskriptivne statistike za Seepex

<i>OTE</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,10337	0,084495	0,085122	0,086095	0,086446
Standard Error	0,009575	0,000945	0,000949	0,000916	0,000906
Median	0,07831	0,07645	0,075696	0,078813	0,079625
Mode	#N/A	0,057612	0,068736	0,049866	0,080795
Standard Deviation	0,359663	0,035505	0,035648	0,034409	0,034019
Sample Variance	0,129357	0,001261	0,001271	0,001184	0,001157
Kurtosis	454,0775	5,589022	5,215143	4,042265	3,090751
Skewness	17,112	1,812062	1,849907	1,636845	1,403483
Range	13,69207	0,317284	0,274875	0,235486	0,24444
Minimum	-3,65413	0,029677	0,0286	0,029258	0,027391
Maximum	10,03794	0,346961	0,303475	0,264744	0,271831
Sum	145,8546	119,2224	120,1069	121,4807	121,9758
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	10,03794	0,346961	0,303475	0,264744	0,271831
Smallest(1)	-3,65413	0,029677	0,0286	0,029258	0,027391
Confidence Level(95,0%)	0,018782	0,001854	0,001862	0,001797	0,001777

Tabela P10. Pokazatelji deskriptivne statistike za OTE

<i>Ibex</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,115306	0,116809	0,117495	0,116839	0,116788
Standard Error	0,001356	0,001778	0,001782	0,001678	0,001604
Median	0,110119	0,10199	0,101559	0,102958	0,104863
Mode	#N/A	0,022516	0,02287	0,025351	0,026168
Standard Deviation	0,050949	0,066791	0,066921	0,063021	0,060264
Sample Variance	0,002596	0,004461	0,004478	0,003972	0,003632
Kurtosis	14,1752	2,263001	2,052348	1,834893	1,203713
Skewness	1,893932	1,229405	1,220225	1,133175	0,980527
Range	0,705869	0,482092	0,481685	0,479417	0,399567
Minimum	0,000203	0,000115	0,000117	0,000113	0,000106
Maximum	0,706072	0,482207	0,481801	0,47953	0,399672
Sum	162,6974	164,8179	165,7854	164,8595	164,788
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	0,706072	0,482207	0,481801	0,47953	0,399672
Smallest(1)	0,000203	0,000115	0,000117	0,000113	0,000106
Confidence Level(95,0%)	0,002661	0,003488	0,003495	0,003291	0,003147

Tabela P11. Pokazatelji deskriptivne statistike za Ibex

<i>Opcom</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,114027	0,105305	0,104719	0,106034	0,106778
Standard Error	0,001547	0,001161	0,001014	0,000978	0,000971
Median	0,100304	0,096271	0,096455	0,098315	0,100135
Mode	#N/A	0,058391	0,093566	0,107634	#N/A
Standard Deviation	0,058093	0,043627	0,038077	0,036719	0,036475
Sample Variance	0,003375	0,001903	0,00145	0,001348	0,00133
Kurtosis	23,48772	3,0015	2,73674	1,583181	2,10898
Skewness	3,619651	1,335359	1,290916	1,106781	1,185429
Range	0,738334	0,392212	0,346928	0,284893	0,272915
Minimum	0,040357	0,028447	0,027455	0,036477	0,038094
Maximum	0,77869	0,420659	0,374384	0,32137	0,311009
Sum	160,8925	148,586	147,7589	149,6142	150,6645
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	0,77869	0,420659	0,374384	0,32137	0,311009
Smallest(1)	0,040357	0,028447	0,027455	0,036477	0,038094
Confidence Level(95,0%)	0,003034	0,002278	0,001988	0,001918	0,001905

Tabela P12. Pokazatelji deskriptivne statistike za Opcom

<i>Okte</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,111337	0,09228	0,09274	0,093658	0,093815
Standard Error	0,009538	0,001208	0,001179	0,00113	0,001087
Median	0,083752	0,079587	0,079995	0,082514	0,084766
Mode	#N/A	0,072895	0,068469	0,047071	0,080043
Standard Deviation	0,358296	0,04538	0,044305	0,042437	0,04082
Sample Variance	0,128376	0,002059	0,001963	0,001801	0,001666
Kurtosis	459,3699	2,851708	2,877185	2,48295	1,724237
Skewness	17,29681	1,542291	1,537192	1,390851	1,174989
Range	13,69207	0,291548	0,292362	0,279903	0,260495
Minimum	-3,65413	0,028115	0,027707	0,028064	0,027318
Maximum	10,03794	0,319663	0,320069	0,307967	0,287813
Sum	157,0964	130,2072	130,8563	132,1508	132,3727
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	10,03794	0,319663	0,320069	0,307967	0,287813
Smallest(1)	-3,65413	0,028115	0,027707	0,028064	0,027318
Confidence Level(95,0%)	0,018711	0,00237	0,002314	0,002216	0,002132

Tabela P13. Pokazatelji deskriptivne statistike za Okte

<i>Swissix</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,057403	0,056745	0,057158	0,058504	0,058584
Standard Error	0,005303	0,000699	0,000698	0,000625	0,000613
Median	0,054312	0,050752	0,051841	0,054902	0,055314
Mode	#N/A	0,043581	0,046853	0,094092	0,034945
Standard Deviation	0,199194	0,026252	0,026202	0,023491	0,023035
Sample Variance	0,039678	0,000689	0,000687	0,000552	0,000531
Kurtosis	993,1932	15,41879	12,28102	13,04915	12,08701
Skewness	-27,9891	2,915806	2,684369	2,478931	2,275579
Range	8,875888	0,264874	0,256468	0,228662	0,248591
Minimum	-6,77498	0,013278	0,012041	0,012599	0,0116
Maximum	2,100911	0,278152	0,268509	0,241261	0,260191
Sum	80,99582	80,06759	80,64969	82,5497	82,66206
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	2,100911	0,278152	0,268509	0,241261	0,260191
Smallest(1)	-6,77498	0,013278	0,012041	0,012599	0,0116
Confidence Level(95,0%)	0,010402	0,001371	0,001368	0,001227	0,001203

Tabela P14. Pokazatelji deskriptivne statistike za Swissix

<i>France</i>	<i>DVDA</i>	<i>DVOA</i>	<i>DVYA</i>	<i>DVQA</i>	<i>DVMA</i>
Mean	0,092563	0,086499	0,087289	0,086734	0,086734
Standard Error	0,002306	0,002273	0,002526	0,001651	0,001531
Median	0,076408	0,074259	0,07429	0,078811	0,079116
Mode	#N/A	0,047166	0,054122	0,078688	0,079984
Standard Deviation	0,086603	0,085384	0,094886	0,062025	0,057518
Sample Variance	0,0075	0,00729	0,009003	0,003847	0,003308
Kurtosis	343,6796	221,5724	258,1821	198,1578	184,8414
Skewness	15,46565	13,08988	14,47284	12,01399	11,39649
Range	2,254371	1,599184	1,837232	1,148005	1,048939
Minimum	0,028816	0,026514	0,028208	0,02697	0,029537
Maximum	2,283187	1,625698	1,865439	1,174975	1,078476
Sum	130,6067	122,0495	123,1652	122,3823	122,3817
Count	1411	1411	1411	1411	1411
Largest(1)	2,283187	1,625698	1,865439	1,174975	1,078476
Smallest(1)	0,028816	0,026514	0,028208	0,02697	0,029537
Confidence Level(95,0%)	0,004523	0,004459	0,004955	0,003239	0,003004

Tabela P15. Pokazatelji deskriptivne statistike za France

Овај Образац чини саставни део докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта који се брани на Универзитету у Новом Саду. Попуњен Образац укоричити иза текста докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта.

План третмана података

Назив пројекта/истраживања
Управљање ризиком на тржиштима електричне енергије у развоју
Назив институције/институција у оквиру којих се спроводи истраживање
а) Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду б) в)
Назив програма у оквиру ког се реализује истраживање
1. Опис података
<p><i>1.1 Врста студије</i></p> <p><i>Укратко описати тип студије у оквиру које се подаци прикупљају</i></p> <p>Студија спроведена у оквиру дисертације обухвата квалитативно и квантитативно истраживање волатилности цена електричне енергије на 15 тржишта у Европи, са циљем утврђивања степена развоја новоформираних тржишта Југоисточне Европе.</p> <p>1.2 Врсте података</p> <p>а) квантитативни</p> <p>б) квалитативни</p> <p>1.3. Начин прикупљања података</p> <p>а) анкете, упитници, тестови</p> <p>б) клиничке процене, медицински записи, електронски здравствени записи</p> <p>в) генотипови: навести врсту _____</p>

г) административни подаци: статистички подаци

д) узорци ткива: навести врсту _____

ђ) снимци, фотографије: навести врсту _____

е) текст: литература

ж) мапа, навести врсту _____

з) остало: описати _____

1.3 Формат података, употребљене скале, количина података**1.3.1 Употребљени софтвер и формат датотеке:****а) Excel фајл - .xlsx**

б) SPSS фајл, датотека _____

в) PDF фајл, датотека _____

д) Текст фајл - .txt

е) JPG фајл, датотека _____

ф) Остало - HTML**1.3.2. Број записа (код квантитативних података)****а) број варијабли – велики број**

б) број мерења (испитаника, процена, снимака и сл.) - 15 берзи × 1.412 дана × 24 сата = 508.320 станих цена електричне енергије

1.3.3. Поновљена мерења

а) да

б) не

Уколико је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) временски размак између поновљених мера је _____

б) варијабле које се више пута мере односе се на _____

в) нове верзије фајлова који садрже поновљена мерења су именоване као _____

Напомене: _____

Да ли формати и софтвер омогућавају дељење и дугорочну валидност података?

а) Да

б) Не

Ако је одговор не, образложити _____

2. Прикупљање података

2.1 Методологија за прикупљање/генерисање података

2.1.1. У оквиру ког истраживачког нацрта су подаци прикупљени?

а) експеримент - Тестирање волатилности цена електричне енергије

б) корелационо истраживање – Упоредна анализа добијених резултата волатилности за 15 берзи, као и просечне цене на наведеним берзама, употребом статистичке методе корелације

ц) анализа текста, навести тип - Систематски преглед литературе

д) остало, навести шта - Дескриптивна статистичка анализа података

2.1.2 Навести врсте мерних инструмената или стандарде података специфичних за одређену научну дисциплину (ако постоје).

У процесу анализе података коришћени су статистички показатељи попут минимума, максимума, стандардне девијације и коефицијента варијације. За евалуацију резултата коришћен је Пирсонов коефицијент корелације, поред дескриптивне статистике и теста за анализирање нормалности расподеле података Схарпио (енг. Sharpio), одговор на питање о могућим разликама у волатилности пружа анализа варијансе односно Анова (енг. ANOVA). Наведене статистичке анализе извршене су у софтверу за статистичку обраду и представљање података R студио (енг. RStudio). Презентација самих података као и резултата рада укључује графичке дијаграме и табеле.

2.2 Квалитет података и стандарди

Пречишћавање и трансформација података пре уласка у процесе анализе

2.2.1. Третман недостајућих података

а) Да ли матрица садржи недостајуће податке? Да Не

Ако је одговор да, одговорити на следећа питања:

- a) Колики је број недостајућих података? _____
 - б) Да ли се кориснику матрице препоручује замена недостајућих података? Да Не
 - в) Ако је одговор да, навести сугестије за третман замене недостајућих података
-

2.2.2. На који начин је контролисан квалитет података? Описати

У циљу да се постигне једнакост у погледу анализе података, као и да се избегне било каква потенцијална разлика у процесу поређења, извор података датира од дана када је најмлађа берза електричне енергије СЕЕПЕКС (лат. SEEPEx) започела своје оперативно пословање, а то је 18. фебруар 2016. године. У прилог томе, сатне цене за 23. јануар 2017. године на свим берзама, нису узете у разматрање јер је тог дана ЦРОПЕКС (лат. CROPEX) био нефункционалан, а цене нису објављене на сајту. У овом раду, подаци се одређују за свако тржиште и за сваки сат трговања у оквиру посматраног периода. Наведени период обухвата сатне цене за сваки дан трговања у периоду од 23. јануара 2017. године до 31. децембра 2019. године. На укупном броју од 1.412 дана, анализирано је 33.884 сатних цена у €/MWh, на 15 берзи, што чини укупан број од 508. 320 цена. Елиминацијом наведених сати, у процес анализе је ушло укупно 508.260 цена.

2.2.3. На који начин је извршена контрола уноса података у матрицу?

Коришћени подаци припадају претходно описаним јавно доступним скуповима података. Пре уноса података у матрицу, извршена је провера увидом у иницијалне базе података.

3. Третман података и пратећа документација

3.1. Третман и чување података

3.1.1. Подаци ће бити депоновани у Репозиторијум докторских дисертација Универзитета у Новом Саду.

3.1.2. URL адреса <https://www.cris.uns.ac.rs/searchDissertations.jsf>

3.1.3. DOI _____

3.1.4. Да ли ће подаци бити у отвореном приступу?

- a) Да
- б) Да, али после ембарга који ће трајати до _____
- в) Не

Ако је одговор не, навести разлог – Подаци су прикупљени са званичних сајтова берзи, али због обимности података, нису приказани у самој дисертацији. Такође, током писања дисертације, дошло је до промене правилника појединих берзи којим оне задржавају право

на наплату прегледа историјских података о ценама.

3.1.5. Подаци неће бити депоновани у репозиторијум, али ће бити чувани.

Образложење

Подаци су сачувани у оквиру .xlsx фајла са методологијом обрачуна и анализом података.

3.2 Метаподаци и документација података

3.2.1. Који стандард за метаподатке ће бити примењен? _____

3.2.1. Навести метаподатке на основу којих су подаци депоновани у репозиторијум.

Ако је потребно, навести методе које се користе за преузимање података, аналитичке и процедуралне информације, њихово кодирање, детаљне описе варијабли, записа итд.

3.3 Стратегија и стандарди за чување података

3.3.1. До ког периода ће подаци бити чувани у репозиторијуму? **Неограничено**

3.3.2. Да ли ће подаци бити депоновани под шифром? Да Не

3.3.3. Да ли ће шифра бити доступна одређеном кругу истраживача? Да Не

3.3.4. Да ли се подаци морају уклонити из отвореног приступа после извесног времена?

Да Не

Образложити

4. Безбедност података и заштита поверљивих информација

Овај одељак МОРА бити попуњен ако ваши подаци укључују личне податке који се односе на учеснике у истраживању. За друга истраживања треба такође размотрити заштиту и сигурност података.

4.1 Формални стандарди за сигурност информација/података

Истраживачи који спроводе испитивања с људима морају да се придржавају Закона о заштити података о личности (https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_zastiti_podataka_o_licnosti.html) и одговарајућег институционалног кодекса о академском интегритету.

4.1.2. Да ли је истраживање одобрено од стране етичке комисије? Да Не

Ако је одговор Да, навести датум и назив етичке комисије која је одобрила истраживање

4.1.2. Да ли подаци укључују личне податке учесника у истраживању? Да Не

Ако је одговор да, наведите на који начин сте осигурали поверљивост и сигурност информација везаних за испитанике:

- а) Подаци нису у отвореном приступу
 - б) Подаци су анонимизирани
 - ц) Остало, навести шта
-
-

5. Доступност података

5.1. Подаци ће бити

- а) јавно доступни
- б) доступни само уском кругу истраживача у одређеној научној области
- ц) затворени

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести под којим условима могу да их користе:

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести на који начин могу приступити подацима:

5.4. Навести лиценцу под којом ће прикупљени подаци бити архивирани.

Ауторство– некомерцијално.

6. Улоге и одговорност

6.1. Навести име и презиме и мејл адресу власника (аутора) података

Зорана Божић, zoranabozic3@gmail.com

6.2. Навести име и презиме и мејл адресу особе која одржава матрицу с подацима

Зорана Божић, zoranabozic3@gmail.com

6.3. Навести име и презиме и мејл адресу особе која омогућује приступ подацима другим истраживачима

Зорана Божић, zoranabozic3@gmail.com